

INJEÇÃO DE EMULSÕES E SEU IMPACTO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Pedro Junior Zucatelli¹, Oldrich Joel Romero¹, Guilherme Cosme Viganô², Gustavo Bonadiman Bortoloti³.

¹ Programa de Pós-graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, São Mateus – ES.

² Schlumberger Information Solution, Rio de Janeiro – RJ.

³ Tempo Serviços - Petróleo Brasileiro SA., Vitória – ES.

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

This paper presents computational modeling of emulsion injected into oil reservoirs using the Eclipse® software. As held by Ponce, Carvalho and Alvarado (2011), the emulsion flow model was considered by modifying the relative permeability curve aqueous phase, written as a function not only of saturation but also the concentration drops emulsion and the local capillary number. The results show that the injection of emulsions reduces the mobility of the aqueous phase which in turn results in a more efficient sweeping oil. However, the dispersion and concentration of the emulsions must be considered for optimum performance in cumulative oil production.

Introdução

No processo de produção do petróleo há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços produtores. Essas resistências são associadas, principalmente, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso que se reflete no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva. A consequência desta depleção é a redução da produtividade. Há duas linhas gerais de ação para minimizar os efeitos nocivos desta dissipação da energia primária. A primeira consiste em suplementá-la com energia secundária, artificialmente transferida através da injeção de fluidos, e a segunda é mediante a redução das resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, como por exemplo, o aquecimento da jazida (ROSA *et al.*, 2006).

O uso de métodos especiais de recuperação (EOR, do inglês *Enhanced Oil Recovery*) visa aumentar o fator de recuperação de óleo, ou seja, recuperar a maior fração possível do OOIP (*Original Oil in Place*) em relação àquela que seria recuperada somente através de métodos convencionais. O OOIP é o volume de óleo originalmente contido no reservatório, estimado durante o período de exploração. Os métodos especiais de

recuperação de petróleo são classificados na literatura como:

- (i) Químicos: injeção de soluções poliméricas (Romero e Chuquer, 2013; Morelato *et al.*, 2013), solução miscelar, solução ASP – “Álcali-Surfactante-Polímero”, espumas (Fejoli e Romero, 2013) e emulsões (este último abordado neste trabalho),
- (ii) Térmicos: injeção de água quente, vapor d’água e combustão *in-situ*,
- (iii) Miscíveis: injeção de CO₂ (Romero e Pereira, 2014) nitrogênio e solventes orgânicos, e
- (iv) Outros métodos como MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*), THAI (*Toe to Heel Air Injection*), VAPEX (*Vapor Extraction*), SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), etc.

Para maiores detalhes sugere-se consultar a literatura sobre EOR, por exemplo, Lake (1989)

Emulsão é uma mistura de dois fluidos imiscíveis, um deles está disperso em forma de gotas (chamado de fase interna ou dispersa) dentro do outro (chamado de fase externa ou contínua), e muitas vezes um agente emulsificante (surfactante). O surfactante ajuda na formação de uma interface estendida, mediante a redução da tensão interfacial entre os dois fluidos, favorecendo a formação da emulsão e estabilizando as gotas para evitar a coalescência (BARNES, 1994 apud NÚÑEZ, 2011).

Segundo Kokal (2002), as emulsões podem ser classificadas em três grandes grupos: se a dispersão contém gotas da fase oleosa (O) dispersas na fase aquosa (W), chama-se de emulsão óleo-em-água (O/W); quando a fase dispersa é aquosa e a fase contínua é oleosa denomina-se emulsão água-em-óleo (W/O); e um terceiro tipo de emulsão pode conter fase aquosa em gotas de fase oleosa dispersa por sua vez no contínuo de fase aquosa, formando assim as emulsões complexas água-em-óleo-em-água (W/O/W). Na Figura 1 observam-se os três tipos de emulsões.

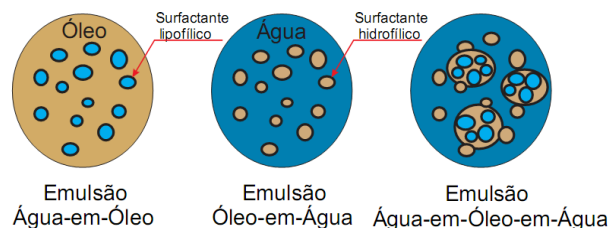


Figura 1: Tipos de emulsões. Fonte: Núñez (2011).

A injeção de emulsões O/W é um dos métodos mais promissores de EOR e pode trazer resultados favoráveis. O uso efetivo de injeção de emulsões como uma alternativa para a recuperação avançada de petróleo requer uma completa análise dos diferentes regimes de fluxo de emulsões dentro do espaço poroso de um reservatório. Diversas abordagens teóricas têm sido desenvolvidas com o objetivo de descrever o fluxo de emulsões em meios porosos (CARTMILL E DICKEY, 1969), assim como experimentais (COBOS, CARVALHO E ALVARADO, 2008; E NÚÑEZ, 2007).

Como representado na Figura 2, se o tamanho de gota da fase dispersa for da mesma ordem de magnitude que da rocha porosa, as gotículas podem se aglomerar e bloquear parcialmente o escoamento através desta região do espaço poroso, controlando assim a mobilidade do fluido deslocante. O fluido escoar por caminhos alternativos tornando o deslocamento de óleo mais uniforme, e com isso melhorando o fator de recuperação.

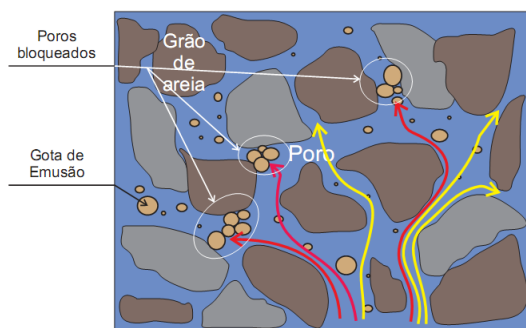


Figura 2: Aglomeração e bloqueio de poros com gotas de emulsão.

Um estudo realizado por McAuliffe (1973 apud NÚÑEZ, 2011) referente a injeção de emulsões óleo-em-água em meios porosos, demonstra que a emulsão reduz a mobilidade do fluido deslocante, e que uma emulsão com uma grande proporção de gotas maiores do que as gargantas de poros seria mais efetiva do que uma emulsão com gotas pequenas. Uma observação importante a respeito do estudo é que o uso de emulsão O/W para deslocar óleo através de testemunhos de rocha é mais efetivo do que a varredura com apenas água.

Núñez (2007) apresenta um estudo experimental do deslocamento de óleo em um testemunho (amostra de rocha) mediante a injeção de água e emulsões com diferentes vazões de injeção. O autor encontrou que a vazão de injeção não influencia na eficiência de varrido de óleo. Também mostrou que mediante a injeção da emulsão óleo-em-água a eficiência de varrido de óleo aumenta consideravelmente elevando o fator de recuperação de 40 % para 75 %.

Apesar dos estudos apresentados anteriormente, ainda são necessários pesquisas para compreender melhor o escoamento de emulsões O/W através de meios porosos. Entendendo o comportamento das emulsões, estas

poderiam ser projetadas para serem utilizadas como agente de controle de mobilidade em operações de EOR.

Neste trabalho é estudado, mediante simulação numérica, o efeito da injeção de emulsões no deslocamento de óleo contido em um reservatório do tipo $\frac{1}{4}$ de *five-spot*. A influência das emulsões é introduzido através da modificação da curva de permeabilidade relativa da fase aquosa, com a permeabilidade dependendo da saturação, concentração de gotas de emulsão e do número de capilaridade local. Esta abordagem similar à realizada por Ponce, Carvalho e Alvarado (2011).

Metodologia de solução

O reservatório é homogêneo com porosidade e permeabilidades constantes. Como a distribuição dos poços é em padrão repetido considera-se para efeitos deste estudo, e como mostrado na Figura 3, a configuração denominada $\frac{1}{4}$ de *five-spot* (poços localizados nas diagonais), com dimensões de 375 pés de comprimento, 375 pés de largura e 30 pés de espessura, e está situado a uma profundidade de 4.000 pés sob uma pressão de 4.000 *psi*.

Os poços são verticais e canhoneados ao longo de toda a espessura do reservatório. O poço produtor opera a uma pressão de fundo de 4.000 *psi* e o poço injetor com uma taxa de injeção de 200 m^3 em condições de superfície. As propriedades da rocha e dos fluidos são listadas na Tabela 1.

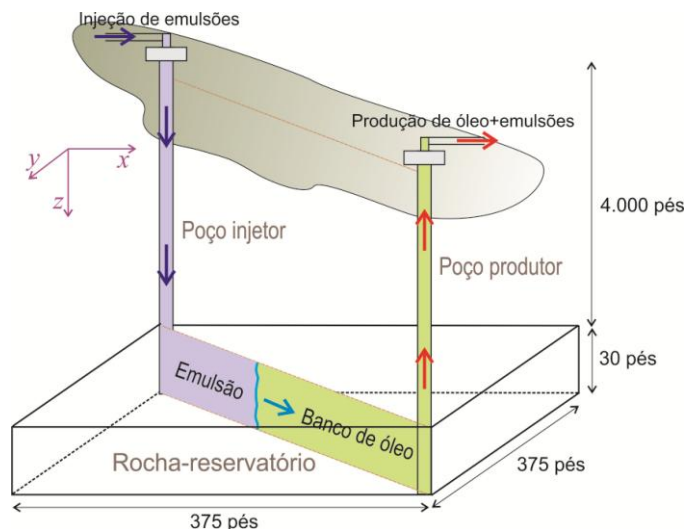


Figura 3: Representação esquemática do reservatório onde ocorre o processo de deslocamento.

Na geometria horizontal, bidimensional da Figura 3 tem-se óleo a ser deslocado, com água e emulsão óleo em água (O/A) injetados para facilitar a produção de óleo. Este processo é transiente e considerado como descrito pelo modelo *black oil* sem a presença de gás, onde a equação da difusividade resultante escrita em coordenadas cartesianas para o líquido *l* (óleo "o" ou água "w") é (ERTEKIN, ABOU-KASSEM E KING, 2001):

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p_l}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p_l}{\partial y} \right) \right] \Delta y = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_l}{B_l} \right) - q_{lsc} \quad (1)$$

em que $k_{(x \text{ ou } y)}$ é a permeabilidade nas direções x ou y ; $A_{(x \text{ ou } y)}$ é a área normal à direção x ou y ; k_{rl} é a permeabilidade relativa a fase líquida; μ_l é a viscosidade da fase líquida; B_l é o fator volume formação da fase líquida; p_l é a pressão da fase líquida; V_b é o volume de controle ($A_x \Delta x$); ϕ é a porosidade da formação; S_l é a saturação da fase líquida; q_{lsc} é a vazão da fase líquida nas condições de superfície.

Tabela 1: Propriedades da rocha e dos fluidos.

Parâmetro	Valor
Densidade do óleo, lb/pé ³	52
Densidade da água, lb/pé ³	64
Viscosidade do óleo, cP	2
Viscosidade da água, cP	2
Fator volume formação da água, RB/STB	1
Fator volume formação da óleo, RB/STB	1
Compressibilidade da água, psi ⁻¹	3,03x10 ⁻⁶
Compressibilidade da rocha, psi ⁻¹	0,3x10 ⁵
Porosidade, %	20
Permeabilidade na direção x , mD	50
Permeabilidade na direção y , mD	50
Permeabilidade na direção z , mD	5

Na Equação 1, válida para fluxo de óleo $l = o$ e água $l = w$, o efeito da injeção de emulsões óleo em água (O/A) é introduzido alterando a permeabilidade relativa da fase aquosa, k_{rw} (PONCE *et al*, 2011). Com isso, tem-se que a equação da difusividade para o fluxo das emulsões é a equação da fase aquosa reescrita apenas para a nova permeabilidade relativa $k_{r(w,e)}$ da emulsão resultando em:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{r(w,e)}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{r(w,e)}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial y} \right) \right] \Delta y = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc} \quad (2)$$

Para introduzir efeitos de características das emulsões, Núñez (2011) sugere modificar a equação da permeabilidade relativa da fase aquosa k_{rw} multiplicando-a por um fator multiplicador F_{kr} de acordo com:

$$k_{r(w,e)} = k_{rw} F_{kr} \quad (3)$$

o fator multiplicador F_{kr} depende, por sua vez, de dois parâmetros que são a concentração da emulsão C_e e do fator f_e , conforme a seguinte relação:

$$F_{kr} = 1 - C_e (1 - f_e) \quad (4)$$

o fator f_e é obtido experimentalmente e representa o efeito da presença das gotas da fase dispersa. Este parâmetro varia entre 0 e 1, significando que para $f_e = 0$, F_{kr} é mínimo e por tanto a permeabilidade relativa da emulsão é também mínima. Comportamento oposto ocorre para $f_e = 1$. Assim, a permeabilidade relativa da emulsão é representada pela Equação 5 e pode ser visualizada na Figura 4:

$$k_{r(w,e)} = k_{rw} [1 - C_e (1 - f_e)] \quad (5)$$

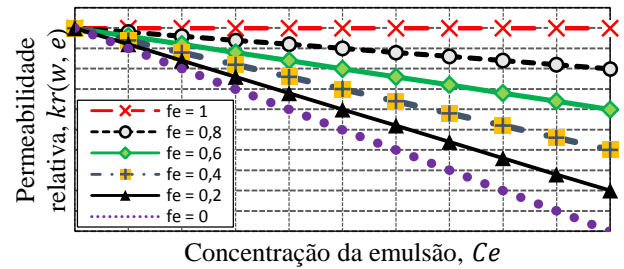


Figura 4: Variação da permeabilidade relativa à água com a concentração de emulsão C_e e o fator f_e .

Conforme se observa na Figura 4, para $f_e < 1$ o aumento da concentração de emulsão C_e tende a reduzir a permeabilidade relativa da fase aquosa, significando que reduz a mobilidade da água injetada favorecendo então o deslocamento de óleo. Em contrapartida, o aumento do fator f_e tende a minimizar esse efeito redutor causado pelo aumento da concentração, ou seja, quanto maior o fator f_e menor o efeito que a emulsão causa sobre a permeabilidade relativa da fase aquosa. O ideal para processos de deslocamento de óleo por emulsões O/A é que f_e seja o menor possível.

Por tanto, as equações que descrevem o deslocamento de óleo por emulsões no reservatório são as equações (1), com $l = o$, (2) e (5). Sendo a última uma equação para a permeabilidade alterada pela presença das emulsões. Nas duas equações principais, (1) e (2), tem-se quatro incógnitas p_w , p_o , S_w e S_o , são necessárias duas relações adicionais para tornar o sistema de equações completo, as quais são obtidas de $p_{cow} = p_o - p_w$ e $S_w + S_o = 1$. Com isso o sistema final a se resolver para p_o e S_w é:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{r(w,e)}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial(p_o - p_{cow})}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \\ & \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{r(w,e)}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial(p_o - p_{cow})}{\partial y} \right) \right] \Delta y = \\ & V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \\ & \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] \Delta y = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi(1-S_w)}{B_o} \right) - \\ & q_{osc} \end{aligned} \quad (7)$$

O sistema anterior é resolvido pela formulação IMPES (*Implicit pressure – explicit saturation*). Isto é, se resolve a equação de pressão implicitamente e atualiza a saturação explicitamente. O tratamento desacoplando entre a equação da pressão e da equação da saturação resulta em que o método seja condicionalmente estável portanto o tamanho de passo de tempo depende da discretização espacial (KOU, 2004).

Após um teste de independência de malha, o domínio contínuo do reservatório mostrado na Figura 3 foi discretizado em 100 blocos na direção x, 100 blocos na direção y e 10 blocos na direção z.

Resultados e discussões

Visando analisar a influência dos parâmetros da emulsão injetada, C_e e f_e , na permeabilidade relativa à água k_{rw} , são apresentados oito casos onde o fator multiplicador F_{kre} da Equação (3) ($k_{r(w,e)} = k_{rw} F_{kre}$), é influenciado apenas pelo fator f_e , sendo C_e foi mantido constante em 0,4 (Tabela 2). Já na Tabela 3 são adicionalmente considerados oito casos onde o multiplicador de permeabilidade é influenciado pela concentração da emulsão com o fator f_e constante em 0,01. O impacto da alteração da permeabilidade relativa à água na produção acumulada de óleo é apresentado nas Figuras 5, 6 e 8, comparando sempre em relação ao desempenho quando apenas água é injetada no reservatório. A Figura 7 apresenta a pressão média do reservatório.

Tabela 2: Casos 1 até 8 com o multiplicador de permeabilidade F_{kre} em função de f_e para $C_e = 0,4$.

Parâmetro	1	2	3	4	5	6	7	8
f_e	0,0	0,001	0,01	0,05	0,1	0,3	0,5	1,0
F_{kre}	0,6	0,6004	0,604	0,62	0,64	0,72	0,8	1,0

Tabela 3: Casos 9 até 16 com o multiplicador de permeabilidade F_{kre} em função de C_e para $f_e = 0,01$.

Parâmetro	9	10	11	12	13	14	15	16
C_e	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1,0
F_{kre}	1,0	0,901	0,802	0,703	0,604	0,505	0,307	0,01

O efeito das gotas da fase dispersa traduzido pelo

parâmetro f_e é mostrado na Figura 5 para concentração da emulsão constante, de acordo com a tabela 2, comparando quando apenas água é injetada. Tal como já comentado na seção anterior ao apresentar a Figura 4, pode-se constatar que o desempenho da emulsão é favorecida para menores valores do parâmetro f_e . Isto significa que a dispersão elevada das emulsões não é desejável em processos de deslocamento de óleo em meios porosos.

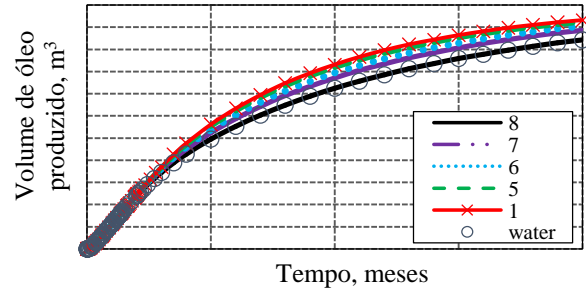


Figura 5: Produção acumulada de óleo para diversos f_e segundo a Tabela 2.

Na Figura 6 é apresentado a variação da concentração das emulsões C_e mantendo o fator f_e fixo. Como já esperado, a produção acumulada de óleo aumenta com o incremento da concentração da emulsão O/A na fase contínua. Isso se deve principalmente a uma melhora da razão de mobilidade provocada pela redução da permeabilidade relativa ao fluido deslocante. Nesta figura pode também ser observado que o instante do *breakthrough* é retardado com o aumento do parâmetro C_e , ou seja, houve uma maior difusão do fluido deslocante no interior do reservatório e, conseqüentemente, mais óleo foi produzido, impactando o volume total de óleo produzido.

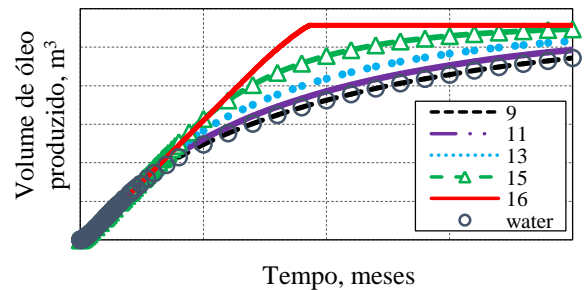


Figura 6: Produção acumulada de óleo para diversos C_e segundo a Tabela 3.

A pressão média do reservatório com diferentes concentrações da emulsão é mostrada na Figura 7. Observa-se que quanto maior a concentração da emulsão, maior é a pressão média do reservatório, isto é explicado porque as emulsões bloqueiam os caminhos mais permeáveis permitindo a ressurização do reservatório, possibilitando com isso uma menor depleção e a produção por um maior intervalo de tempo.

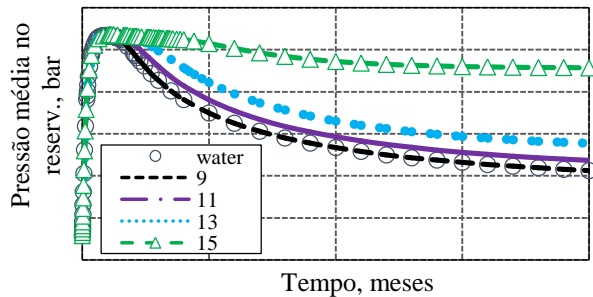


Figura 7: Pressão média no reservatório para injeção de emulsões com diferentes concentrações de óleo.

Na Figura 8 compara-se o desempenho de um projeto de injeção de água com um projeto de injeção de emulsão formada por 30% de óleo e f_e de 0,1. É possível observar que o efeito de redução da permeabilidade relativa à fase aquosa causada pela emulsão leva a um aumento da produção acumulada de óleo. Tal fato se deve à diminuição da razão de mobilidade entre os fluidos deslocante (emulsão) e o deslocado (petróleo). Com isso, a emulsão tende a se movimentar mais uniformemente no interior do reservatório diminuindo a tendência de formação dos caminhos preferenciais.

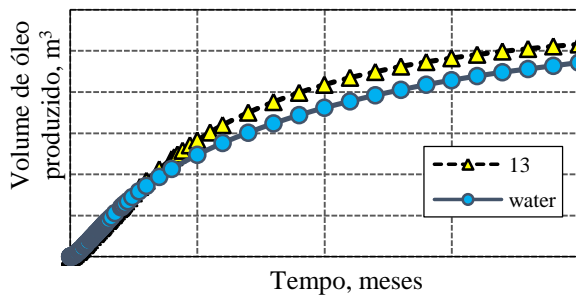


Figura 8: Produção acumulada injetando água e injetando emulsão O/A de 30 % de óleo.

Na Figura 9 pode-se observar o campo de saturação de óleo no reservatório $\frac{1}{4}$ de *five-spot* ao final da simulação, para o caso da injeção de água (lado esquerdo) e para a injeção de emulsão (lado direito). O símbolo "I" refere-se ao poço injetor de água ou emulsões, enquanto que "P" identifica o poço produtor de óleo e outros fluidos. A comparação mostra que a eficiência de deslocamento areal com a água é menor do que com a emulsão. Isto significa que maior volume de óleo é deixado de ser produzido com a recuperação convencional. Este resultado pode ser melhorado se o tempo de injeção da água for longo o suficiente. Assim, utilizando emulsões tem-se que a produção de óleo é antecipada.

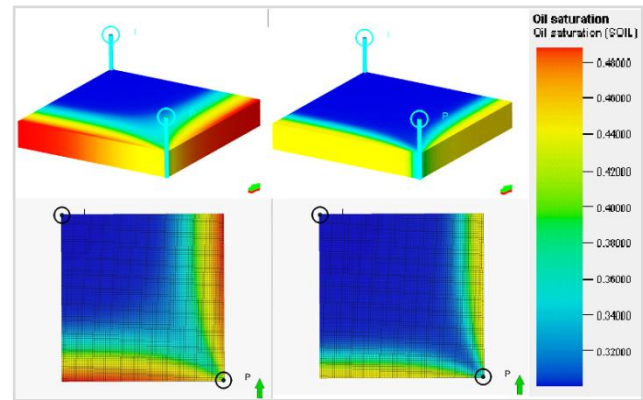


Figura 9: Saturação de óleo no reservatório após injetar água (lado esquerdo) e emulsão (lado direito).

Considerações finais

O presente trabalho foi baseado nas propostas de Ponce, Carvalho e Alvarado (2011) e Núñez (2011), e visa contribuir para melhorar o entendimento sobre o aumento do fator de recuperação de óleo através da injeção de emulsões em meios porosos. O efeito da emulsão é introduzido mediante dois parâmetros (concentração e efeito da presença das gotas da fase dispersa) que alteram a mobilidade da fase aquosa. A abordagem numérica da injeção de emulsões utilizando o *software* Eclipse® mostrou-se eficiente e condizente com os resultados de Ponce, Carvalho e Alvarado (2011) que foram obtidos com o *software* Stars® da CMG. É importante mencionar que a consulta efetuada na literatura não apresenta aplicações similares com o Eclipse®. Os resultados obtidos mostram que a injeção de emulsões reduz a mobilidade da fase aquosa que por sua vez resulta em um varrido mais eficiente do óleo. Entretanto, a dispersão e a concentração das emulsões devem ser considerados para um melhor resultado na produção acumulada de óleo.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Schlumberger pela concessão das licenças acadêmicas do *software* Eclipse®. O aluno Pedro Junior Zucatelli agradece à FAPES pelo apoio financeiro.

Referências bibliográficas

CARTMILL, J.C., DICKEY, P.A. Flow of a Disperse Emulsion of Crude Oil in Water in Porous Media. SPE AIME, 2481-MS, 1969.

COBOS, S., CARVALHO, M. S., ALVARADO, V. Flow of Oil-Water Emulsion Through Constricted Capillary Tubes. AIP Conference Proceedings;7/7/2008, Vol. 1027 Issue 1, p997, 2008.

ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J. H., KING, G. R.. Basic Applied Reservoir Simulation. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2001.

FEJOLI, R. F.; ROMERO, O. J. Recuperação avançada de petróleo utilizando espumas. *Petro & Química*, v. 353, p. 43-47, 2013.

KOKAL, S. L.; Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. Sunil Kokal. Paper SPE 77497. Society of Petroleum Engineers, 2002.

KOU, J.; SUN, S.; On Iterative IMPES Formulation For Two-Phase Flow With Capillarity In Heterogeneous Porous Media. Jisheng Kou and Shuyu Sun. *International Journal of Numerical Analysis and Modeling, Series B*. Institute For Scientific Computing and Information; Volume 1, Number 1, Pages 20–40; 2004.

LAKE, L. W.; Enhanced Oil Recovery. Englewood Cliffs, N.J., Ed. Prentice Hall. 1989.

MORELATO, P.; RODRIGUES, L.; ROMERO, O. J. Effect of Polymer Injection on the Mobility Ratio and Oil Recovery. In: SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, 2013, Kuwait City.

NÚÑEZ, V. R. G.; Análise do Processo de Recuperação de Óleo por Injeção de Emulsões. Tese de Doutorado. PUC-Rio, Rio de Janeiro – RJ, 2011.

NÚÑEZ, V. R. G.; Deslocamento de óleo em um meio poroso através de injeção de emulsões óleo-em-água: Análise de fluxo linear. Dissertação de Mestrado. PUC-Rio. Rio de Janeiro – RJ, 2007.

PONCE, R. V. F., M. S. CARVALHO, V. ALVARADO. Modeling oil displacement by emulsion injection. Paper. 21st International Congress of Mechanical Engineering. Natal, RN, Brazil, 2011.

ROMERO, O. J.; PEREIRA, F. R. Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo. *Estudos Tecnológicos (Online)*, v. 10, p. 10-23, 2014.

ROMERO, O. J.; CHUQUER, E. Aplicação de soluções poliméricas no deslocamento de óleos pesados. *Petro & Química*, v. 349, p. 62-66, 2013

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D.. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2006.