

Foam injection as a mechanism of mobility control in reservoir rocks

O.J. Romero¹, R.F. Fejoli¹

1 Programa de Pós-Graduação em Energia, Centro Universitário Norte do Espírito Santo (CEUNES), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Rodovia BR 101 Norte, km 60, Litorâneo, CEP 29.932-540, São Mateus, ES, Brasil

Abstract

One of the most important tasks in Petroleum Engineering is a reservoir characterization. A good knowledge of the properties of the reservoirs is essential for reliable production forecasts and the application of special methods of secondary recovery. A very useful tool for this purpose is the numerical simulation of oil reservoirs, which through the application of numerical methods allows for the solution of complex differential equations by nature. This paper deals with the computational modeling of foam injection in oil reservoirs using the Eclipse® software. The main objective of this research is to understand what the parameters that maximize the increase of the oil recovery factor retained in the pore space after using conventional methods are. Foam is injected from the surface into a reservoir of 8.400 feet deep containing oil viscosity which is dependent on the pressure, this oil is conducted to the surface through a production well. Both wells are completed over the entire thickness of the formation of interest. Equations that express the detailed model and the foam are discretized together with the governing equations of the fluid flow. Comparisons at different foam concentration are shown for light, intermediate and heavy oils. Results show that there is a direct correlation between the concentration of the displacing fluid foam and the oil recovery factor. Note also that a critical concentration c^* foam is evidenced with direct influence on the efficiency of the process.

OPEN ACCESS

Published: 01/12/2015

Accepted: 25/06/2014

Submitted: 04/11/2013

DOI:
10.1016/j.rimni.2014.06.006

Keywords:

Foam injection
Enhanced oil recovery
Porous medium
Mobility control
Eclipse®

Resumo

Uma das tarefas mais importantes na engenharia de petróleo é a caracterização de reservatórios. Um bom conhecimento das propriedades dos reservatórios é fundamental para confiáveis previsões de produção e para a aplicação dos métodos especiais de recuperação secundária. Uma ferramenta muito utilizada para este fim é a simulação numérica de reservatórios de petróleo, que através da aplicação de métodos numéricos permite obter a solução de equações diferenciais complexas por natureza. Este trabalho trata da modelagem computacional da injeção de espumas em reservatórios de petróleo utilizando o software Eclipse®. O objetivo principal desta pesquisa é compreender quais são os parâmetros que potencializam o aumento do fator de recuperação do óleo retido no espaço poroso após a utilização de métodos convencionais. A espuma é injetada desde a superfície em um reservatório localizado a 8.400 pés de profundidade que contem óleo cuja viscosidade é dependente da pressão, este óleo é conduzido para a superfície através de um poço produtor. Os 2 poços são completados ao longo de toda a espessura da formação de interesse. As equações que expressam o modelo da espuma são detalhadas e discretizadas juntamente com as equações que regem o fluxo de fluidos. Comparações de desempenho variado a concentração da espuma são apresentados para 3 tipos de óleos denominados de leve, intermediário e pesado. Os resultados mostram que existe uma correlação direta entre a concentração da espuma no fluido deslocante e o fator de recuperação de óleo. Destaca-se ainda que uma concentração crítica c^* de espuma é evidenciada com influência direta na eficiência do processo.

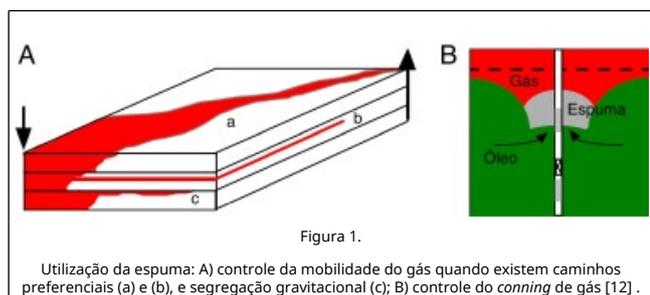
Palavras-chave

Injeção de espuma ; Recuperação avançada de petróleo ; Meio poroso ; Controle da mobilidade ; Eclipse®

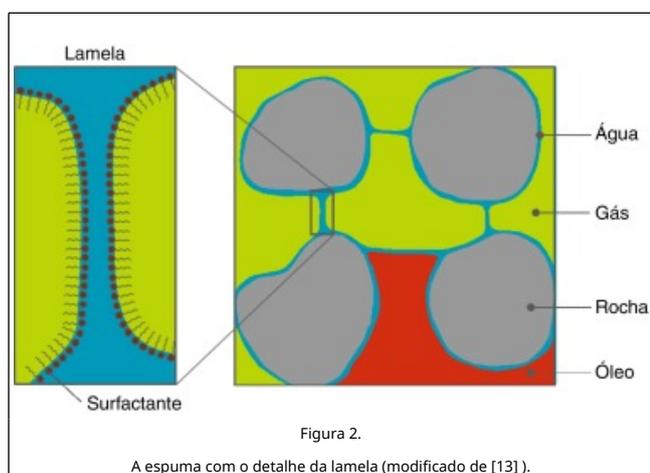
1. Introdução

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 devidas ou associadas às forças viscosas ou capilares presentes no meio poroso que se reflete principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade. O uso de métodos especiais de recuperação (*Enhanced Oil Recovery* [EOR]) visa aumentar o fator de recuperação de óleo, ou seja, recuperar a maior fração possível do *Original Oil in Place* (OOIP) 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 são classificados na literatura como (i) químicos, que refere-se à injeção de soluções poliméricas [1] and [2], surfactantes, álcalis, Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) [3] e espumas [4]; (ii) térmicos, como a injeção de vapor cíclica e contínua, combustão in-situ; (iii) miscíveis, utilização de gás carbônico [9], nitrogênio e solventes orgânicos; e (vi) outros métodos como utilização de micro-organismos, *Toe-to-Heel Air Injection* (THAI), *Vapour Extraction* (VAPEX), *Steam-Assisted Gravity Drainage* (SAGD), etc. Por limitações de espaço será abordado apenas a injeção de espumas. Para detalhes sobre os outros métodos sugere-se consultar a literatura, por exemplo, Lake [5] e Rosa et al. [6].

As espumas atuam principalmente na melhora da eficiência de varrido, tanto por viscosificação da água de injeção como pelo bloqueio físico de canais de alta permeabilidade (consultar [7] and [8]). Portanto, a espuma força o fluido injetado a percorrer as áreas não varridas. A espuma tem sido amplamente utilizada em processos de recuperação melhorada de óleo na indústria do petróleo ao longo de décadas [10] and [11]. Existem 2 mecanismos principais em que a utilização da espuma no processo de recuperação de óleo torna-se importante. A primeira, que é objeto de estudo neste trabalho, é a que permite controlar a mobilidade de gás injetado (fig. 1 A). Isto é, nas aplicações de injeção de gás ou nas técnicas de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gas* [WAG]), os efeitos conjugados da alta mobilidade do gás aliado com sua baixa densidade o conduzem a fluir pelas zonas de maior permeabilidade criando caminhos preferenciais, assim como pelo topo do reservatório devido à segregação gravitacional, em ambas as situações o gás ultrapassa o banco de óleo que deveria ser deslocado. A espuma tem sido utilizada nestas situações para controlar a mobilidade do gás melhorando, assim, a eficiência do varrido por meio do aumento da viscosidade efetiva e da diminuição da permeabilidade relativa do gás. Uma segunda aplicação da espuma é no controle do *conning* de gás, que ocorre quando o contato gás/óleo atinge o poço produtor e por consequência o gás, que é mais móvel, começa a ser produzido ao invés do óleo. Espuma é injetada para ser depositada no topo da formação produtora, no poço produtor, reduzindo com isso o influxo de gás, como ilustrado na figura 1 B [12].



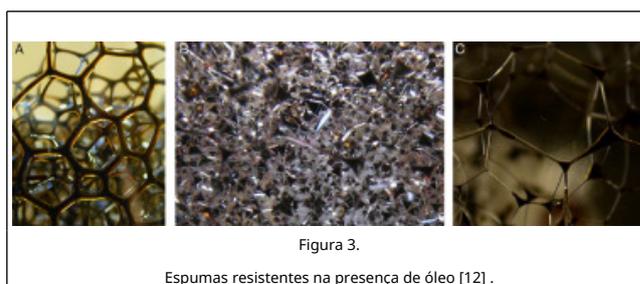
Como visto, a espuma tem uma função importante na produção de petróleo. É resultado de uma mistura gás/líquido, sendo a fase líquida contínua e a que molha a rocha, enquanto que a fase gasosa está organizada de forma descontínua em bolhas de gás unidas por meio de filmes de líquido denominadas de lamelas, segundo representado na figura 2[13].



A espuma é gerada adicionando um surfactante na fase aquosa

e passando o gás através da mistura líquido/surfactante para gerar uma dispersão estável de bolhas de gás no líquido. A espuma pode ser transportada com um fluxo de gás para dentro do reservatório, sendo o efeito benéfico a redução da mobilidade do gás. A espuma também reduz a tensão superficial entre óleo e água, sendo que este efeito não é significativo. A redução da mobilidade do gás depende tipicamente de vários fatores, como pressão e taxa de cisalhamento que refere-se à velocidade de injeção do gás [14] and [15]. O surfactante é adicionado para auxiliar na geração e proporcionar uma estabilidade adequada da espuma nas condições do reservatório. Adicionalmente é desejável que o surfactante tenha baixa perda por adsorção e decomposição para a rocha, que permita aumentar a eficiência de varrido e seja comercialmente disponível e barato [11].

Existem diversos tipos de espuma. Aquela que possui textura grosseira com grandes bolhas como a mostrada na figura 3 a,c é referida como uma espuma fraca, pois desenvolve uma baixa redução na mobilidade do gás. Agora, uma espuma com textura fina formada por pequenas bolhas (fig. 3 b) já é referida como uma espuma forte, pois reduz drasticamente a mobilidade do gás [16].



A sua estabilidade, manutenção das suas características originais por longos períodos de tempo, é controlada pela interação das partículas que a compõem. Se a força de contato entre essas partículas for baixa ao contato com o óleo ocorre a quebra dessas forças tornando a espuma pouco eficiente [10]. Geralmente a espuma é desestabilizada ao contato com o óleo se a concentração de surfactante for baixa, isto ocorre principalmente na borda dianteira do banco de espuma. Se o tamanho do banco for muito pequeno a desestabilização será potencializada, resultando em um banco de espuma com maior mobilidade e portanto com uma razão de mobilidades desfavorável [17]. A estabilidade da espuma é uma característica muito importante neste método. Tipicamente a espuma sofre de adsorção pela matriz rochosa, decaimento ao longo do tempo e deterioração na presença de água e do óleo. Esta característica de estabilidade depende de vários parâmetros como, por exemplo, temperatura do meio, salinidade, molhabilidade e composição de óleo [13]. O tamanho da bolha de gás e a espessura da lamela é um indicativo da sua estabilidade. A figura 3 mostra espumas obtidas adicionando concentração de surfactante suficiente de tal forma a manter sua estabilidade na presença de óleo.

A física do processo de injeção de espuma e seu deslocamento no meio poroso é, em geral, bastante complexa. As bolhas de espuma tipicamente preenchem os poros da matriz rochosa. Estas bolhas tendem a se movimentar somente quando uma pressão maior do que a resistência oferecida pelo efeito capilar é aplicada, de tal forma a comprimir e deformar as bolhas obrigando-as a se movimentar atravessando as gargantas. Em seguida, por sua vez, mais bolhas são geradas na nova pressão mais elevada, mas com o tamanho da bolha original [14] and [15].

Segundo Al-Mossawy et al. [11], a elaboração do projeto de injeção de espuma requer experimentos de laboratório e estudos abrangentes de simulação de reservatórios. Os parâmetros operacionais que devem ser investigados por experimentos de laboratório são a formulação e a concentração de surfactante, o gradiente de pressão necessário para estabilizar o fluxo de espuma, e uma estratégia de injeção preparada antes da injeção, podendo ser uma co-injeção de uma solução de surfactante e gás, ou uma injeção alternada de gás com uma solução de surfactante.

Outra aplicação importante da espuma é em processos de recuperação ambiental, como em aquíferos contaminados em que espuma desloca as substâncias poluidoras por meio de um controle de razão de mobilidade. A espuma ainda pode ser utilizada para extinção de incêndios por meio da sua capacidade de agir como uma barreira entre o ar e o comburente [12]. Pode ainda ser utilizada em fluidos de perfuração, para lubrificar a broca e transportar cascalhos para a superfície de forma mais eficiente. A operação de perfuração utilizando espumas permite ainda que baixas pressões sejam aplicadas a formação, o qual é importante quando se perfura em reservatórios de baixa pressão [18].

Neste trabalho não será modelado o detalhe da geração de espuma nem seu colapso. A espuma é tratada como sendo um marcador que pode ser transportado com o gás ou com a fase aquosa, tendo em conta sua adsorção na superfície da rocha e deterioração ao longo do tempo [14] and [15].

2. Modelo físico

Os fluidos envolvidos neste estudo são gás e espuma, como fluidos injetados, óleo e água do reservatório como fluidos deslocados. O modelo físico do reservatório considerado é o conhecido como $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, muito utilizado em malhas de drenagem em padrão repetido, com dimensões areal de 1.000 ft x 1.000 ft e espessura de 100 ft, que consiste de um poço injetor e um poço produtor, tal como representado esquematicamente na figura 4. A injeção de gás no reservatório ocorre a uma vazão de 1.000 Mscf/d (1.000 pés cúbicos *standard* /dia) a uma profundidade de 8.400 ft, enquanto que a produção de óleo ocorre a uma vazão de 20.000 STB/d (*stock tank barrel* /dia), sendo a pressão de fluxo de fundo de poço de 1.000 psia na profundidade de 8.400 ft. O reservatório tridimensional é formado por 3 camadas na direção vertical z com espessuras e permeabilidades detalhados na tabela 1. A pressão no instante da descoberta é 4.800 psi, a profundidade dos contatos gás/óleo e água/óleo são 8.200 e 8.500 ft, respectivamente, sendo a pressão capilar nos contatos nula (tabela 1).

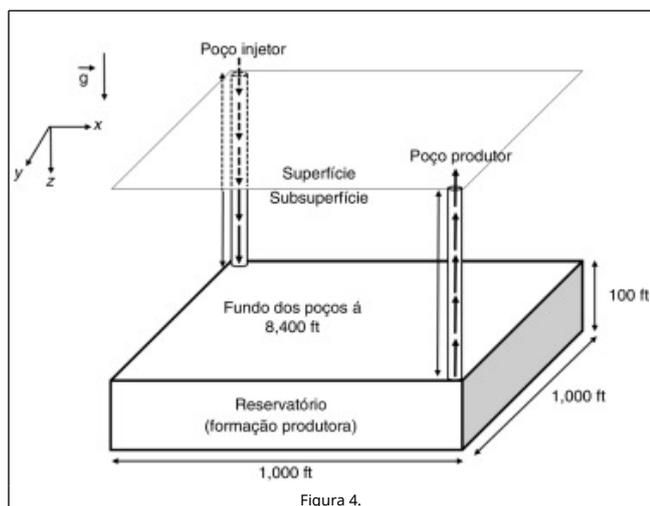


Figura 4.

Representação esquemática do reservatório 3 D.

Tabela 1. Descrição do reservatório

Parâmetro	1. ^a camada	2. ^a camada	3. ^a camada
Espessura da camada, ft	20	30	50
Permeabilidade, mD	500	50	200
Porosidade	0,3	0,3	0,3

Diversas informações referentes à permeabilidade relativa à água, permeabilidade relativa ao gás, permeabilidade relativa ao óleo-água, propriedades PVT (Pressão-Volume-Temperatura) da água, propriedades PVT do gás seco, propriedades PVT do óleo vivo (com gás dissolvido), estão disponíveis em Fejoli [8]. A razão de solubilidade gás-óleo é 1,27 Mscf/STB.

A compressibilidade da rocha é $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$; as densidades do óleo, água e gás, em lb/ft^3 são, respectivamente, 49,1, 64,79 e 0,06054 em condições de superfície. A variação da viscosidade com a pressão para um óleo pesado, intermediário e leve é apresentada na figura 5, onde a viscosidade do óleo monofásico diminui com a depleção do reservatório até que, a partir da pressão de bolha é 4.000 psia, a viscosidade começa a aumentar, isso porque o gás dissolvido começa ser liberado deixando apenas os componentes mais pesados na fase líquida.

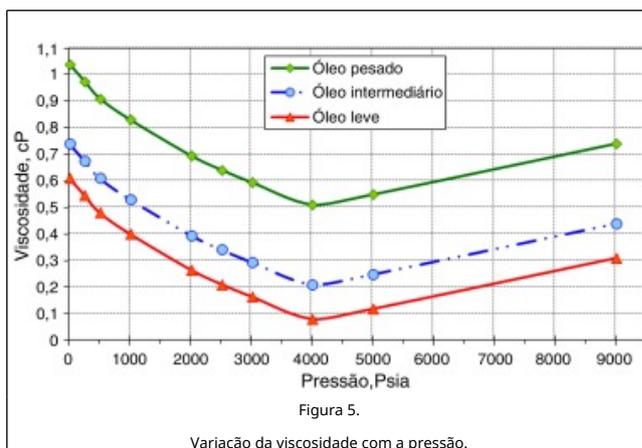


Figura 5. Variação da viscosidade com a pressão.

3. Modelo matemático

O modelo matemático trata das equações que governam o escoamento de fluidos no meio poroso. É a expressão dos fenômenos físicos a ser estudado em termos de equações matemáticas. Para o modelo, apresentado em coordenadas cartesianas tridimensionais, foram admitidas as seguintes hipóteses simplificadoras:

- escoamento moderadamente compressível (volume varia pouco com a pressão);
- regime transiente (reservatório considerado infinito no início da produção);
- fluidos viscosos;
- reservatório horizontal (forças gravitacionais desprezíveis);
- escoamento trifásico de óleo, água e gás (sem formação de emulsões);
- meio poroso homogêneo (propriedades físicas constantes em cada camada do reservatório) e isotrópico (propriedades físicas não variam com a direção nas camadas).

Com as hipóteses mencionadas o escoamento do óleo (o) no meio poroso é governado pela seguinte equação

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[k_z A_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} \right) \right] \Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_{osc} \quad (1)$$

para o escoamento da água (w) temos

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

e no caso do escoamento do gás (g)

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial x} \right) + \beta_c k_x A_x \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[\beta_c k_y A_y \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial y} \right) + \beta_c k_y A_y \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[\beta_c k_z A_z \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial z} \right) + \beta_c k_z A_z \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} \right) \right] \Delta z = \frac{V_b}{a_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s S_o}{B_o} \right) - q_{gsc}, \quad (3)$$

sendo

$$q_{gsc} = q_{fgsc} + R_s q_{lsc}, \quad (4)$$

em que, respectivamente $A_{(x,y,z)}$ é a área normal à direção x , y ou z ; $k_{(x,y,z)}$ é a permeabilidade na direção x , y ou z ; $k_{(ro, rw, rg)}$ é a permeabilidade relativa ao óleo, a água e ao gás; $\mu_{(o,w,g)}$ é a viscosidade do óleo, da água e do gás; $B_{(o,w,g)}$ é o fator volume formação do óleo, da água e do gás; $p_{(o,w,g)}$ é a pressão do óleo, da água e do gás; $\Delta(x,y,z)$ é a dimensão na direção x , y ou z ; V_b é o volume de controle; ϕ é a porosidade; $S_{(o,w,g)}$ é a saturação do óleo, da água e do gás; $q_{(o,w,g)sc}$ é a vazão do óleo, da água e do gás nas condições-padrão (*standard conditions* [sc]); q_{fgsc} é a taxa de produção do gás livre nas condições-padrão, e R_s é a razão de solubilidade gás/óleo.

Embora a espuma seja essencialmente uma mistura de gás, água e surfactante, na modelagem matemática considera-se como uma concentração de surfactante transportada na fase gasosa ou na fase aquosa. Por tal motivo a concentração de espuma pode ser considerada como a concentração de surfactante em forma de espuma existente. Assim, sua distribuição no reservatório pode ser descrita de 2 formas, pela equação (5), que é a equação de conservação da espuma como traçador na fase gasosa com decomposição [14] and [15]

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V S_g C_f}{B_r B_g} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_f^a \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{T k_{rg}}{B_g \mu_g} M_{rf} (\delta p_g - \rho_w g D_z) \right] C_f + Q_g C_f - \Lambda (S_w, S_o) V C_f \quad (5)$$

ou pela equação (6), que é a equação de um traçador na fase aquosa com decomposição

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{V S_w C_f}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left(V \rho_r C_f^a \frac{1-\phi}{\phi} \right) = \sum \left[\frac{T k_{rw}}{B_w \mu_w} (\delta p_w - \rho_w g D_z) \right] C_f + Q_w C_f - \Lambda (S_w, S_o) V C_f \quad (6)$$

onde C_f denota a concentração de espuma; ρ_w , ρ_g é a massa específica da água e do gás respectivamente; ρ_r é a densidade da rocha; ϕ a porosidade; \sum é a soma sobre as células vizinhas; C_f^a é a concentração de espuma adsorvida na rocha; μ_w , μ_g é a viscosidade de água e gás respectivamente; D_z é a profundidade do centro da célula; B_r , B_w , B_g é o fator volume de formação da rocha, água e gás respectivamente; T é a transmissibilidade; k_{rw} , k_{rg} é a permeabilidade relativa da água e gás respectivamente; S_w , S_g é a saturação da água e gás respectivamente; V é o volume poroso do bloco; Q_w , Q_g é a taxa de produção de água e gás respectivamente; ρ_w , ρ_g é a pressão da água e gás respectivamente; Λ é o parâmetro taxa de decaimento ou meia-vida em função da saturação do óleo e da água; g é a aceleração da gravidade e M_{rf} é o fator de redução da mobilidade do gás devido à espuma, que é introduzido por meio de um simples multiplicador fornecido como uma função da concentração de espuma (C_f). Para este termo, 2 abordagens, denominadas de modelo tabular e modelo funcional, são apresentadas nas seções 3.1 e 3.2 [14] and [15].

Quando surfactante é adicionado na água, a geração de espuma depende do volume de água, que é calculado como $V S_w C_f / B_r B_w$. A espuma é afetada pela adsorção da rocha, a parcela do surfactante adsorvido é descrita por $V \rho_r C_f^a (1-\phi)/\phi$. O gás que é transportado na forma de espuma é representado por $Q_w C_f$. Mesmo em condições favoráveis a efetividade da espuma diminui com o tempo e pode ser acelerada na presença de água ou óleo. Essa redução da efetividade da espuma é modelada pelo último termo do lado direito da equação (6), $\Lambda (S_w, S_o) V C_f$, denominado decaimento da espuma.

Durante o processo de solução das equações, a concentração da espuma é atualizada ao final de um intervalo de tempo depois que os fluxos entre os blocos foram determinados.

3.1. Modelo tabular

Para o modelo tabular, o fator da redução da mobilidade do gás M_{rf} é expresso sob a forma das equações (7) e (8), e como mencionado, implementadas na equação (5)

$$M_{rf} = (1 - M_{rf}^{cp}) M_v (V_g) + M_{rf}^{cp}, \quad (7)$$

$$M_{rf}^{cp} = (1 - M_c(C_f)) M_p(p) + M_c(C_f), \quad (8)$$

em que $M_v (V_g)$ é o modificador de mobilidade devido à redução de velocidade do gás V_g ; $M_c (C_f)$ é o fator de redução da mobilidade do gás devido a concentração de espuma C_f ; $M_p (p)$ é o modificador de mobilidade devido a redução de pressão p .

A velocidade do gás é calculada de acordo com a equação (9)

$$V_g = B_g \left(\frac{F_g}{\phi A} \right), \quad (9)$$

onde F_g é a taxa de fluxo de gás em unidades de superfície; B_g é o fator volume de formação do gás; ϕ é a média de porosidade de 2 células e A é a área aberta ao fluxo entre 2 células.

Os modificadores de redução de mobilidade do gás, devido à pressão (M_p) e a velocidade do gás (M_v) também denominada

de efeito de cisalhamento, tendem a aumentar a mobilidade do gás em comparação com a redução de mobilidade devido à concentração de espuma (M_c).

3.2. Modelo funcional

Para o modelo funcional, o fator de redução de mobilidade M_{rf} é expresso pela equação (10) como sendo

$$M_{rf} = \frac{1}{1 + (M_r F_s F_w F_o F_c)}, \quad (10)$$

onde M_r é o fator de referência de redução da mobilidade; F_s é o fator de redução da mobilidade devido a concentração do surfactante; F_w é o fator de redução de mobilidade devido a saturação de água; F_o é o fator de redução da mobilidade devido a saturação de óleo e F_c é o fator de redução de mobilidade devido a velocidade do gás.

A referência para o fator de redução da mobilidade M_r é normalmente da ordem de 5-100 e corresponde à resistência normalizada de fluxo para um tamanho mínimo de bolha, que na ausência de fatores aumentariam seu tamanho.

Os fatores de redução de mobilidade podem ser opcionalmente omitidos ou especificados. No entanto, pelo menos um destes componentes deve ser considerado para que o fator de redução de mobilidade tenha efeito.

O fator de redução de mobilidade F_s representa a dependência da espuma com a concentração de surfactante efetiva C_s , sendo expressa na equação (11)

$$F_s = \left(\frac{C_s}{C_s^r} \right)^{e_s}, \quad (11)$$

em que C_s^r é a concentração de surfactante de referência e e_s é um expoente que controla o grau de inclinação da transição em torno do ponto $C_s = C_s^r$.

A importância do fator F_s é determinado pela concentração do agente surfactante de referência, a partir do qual a presença de surfactante torna-se significativo na criação de espuma. Para concentrações baixas de surfactantes tais como $C_s < C_s^r$ (espuma fraca), o valor de F_s é inferior a 1 tendendo a 0 na medida que a concentração de agente surfactante diminui a valores muito pequenos próximos de 0. Por outro lado, para altas concentrações do surfactante, isto é, $C_s > C_s^r$ (espuma forte), o valor de F_s será maior do que 1, crescendo com o aumento da concentração do agente surfactante.

O fator de redução de mobilidade F_w representa a dependência com a saturação de água S_w e é expressa pela equação (12)

$$F_w = 0.5 + \frac{\text{atan} \left[f_w (S_w - S_w^l) \right]}{\pi}, \quad (12)$$

onde f_w é o fator de ponderação que controla a alteração de mobilidade e S_w^l é a saturação de água limite abaixo do qual a espuma deixa de ser eficaz. Como os valores limites da função arcotangente são $-\pi/2$ e $+\pi/2$, pode-se estabelecer que $0 < F_w < 1$. Com $F_w = 0$ e da equação (10) percebe-se que a mobilidade do gás é elevada, portanto S_w deve ser o maior possível do que S_w^l .

O fator de redução de mobilidade F_o representa a dependência com a saturação do óleo S_o , sendo expressa pela equação (13)

$$F_o = \begin{cases} \left(\frac{S_o^m - S_o}{S_o^m} \right)^{e_o} \dots S_o \leq S_o^m, e \\ F_o = 0 \dots S_o > S_o^m, \end{cases} \quad (13)$$

o parâmetro do S_o^m é a saturação de óleo máxima acima do qual a espuma deixa de ser eficaz; e_o é um expoente que controla o grau de inclinação da transição em torno do ponto $S_o = S_o^m$. De (13) pode-se verificar que o valor máximo de F_o é 1 e ocorre quando $S_o = 0$. Para $S_o < S_o^m$ o valor de F_o diminui com o aumento da S_o , a taxa de diminuição é controlada pelo expoente e_o . Assim, quando $S_o > S_o^m$ o valor de F_o será 0 e da equação (10) verifica-se que M_{rf} resulta em 1, portanto não haverá qualquer efeito na redução da mobilidade de gás, independentemente de valores dos outros fatores multiplicativos.

O fator de redução de mobilidade F_c traduz a dependência com o número capilar N_c e pode ser representado mediante a equação (14)

$$F_c = \left(\frac{N_c^r}{N_c} \right)^{e_c}, \quad (14)$$

onde N_c^r é o número capilar de referência e e_c é um expoente que controla o grau de inclinação da transição em torno do ponto $N_c = N_c^r$. Este fator controla a mobilidade de gás para pseudoplasticidade na região de baixa qualidade de espuma. O número capilar é um parâmetro adimensional que fornece uma medida da razão entre forças viscosas e capilares, é calculado de acordo com a equação (15)

$$N_c = \frac{|k \text{ grad } p|}{\sigma_{wg}}, \quad (15)$$

sendo k a permeabilidade absoluta; p a pressão e σ_{wg} a tensão interfacial água/gás. O termo $|k \text{ grad } p|$ é obtido da equação (16) como

$$|k \text{ grad } p| = \sqrt{(k_x \text{ grad } p_x)^2 + (k_y \text{ grad } p_y)^2 + (k_z \text{ grad } p_z)^2}, \quad (16)$$

em que, para cada célula i com vizinho j , o produto $k \text{ grad } p$ é determinada na direção x de acordo com

$$k_x \text{ grad } p = x 0.5 \left[\left(\frac{k_x}{\Delta x} \right)_{i-1,j} (p_i - p_{i-1}) + \left(\frac{k_x}{\Delta x} \right)_{i,j} (p_{i+1} - p_i) \right] \quad (17)$$

e similarmente para as direções y e z . O termo $k_x / \Delta x$ é calculado de uma maneira análoga à transmissibilidade e depende de como a geometria é especificada.

3.3. Condições iniciais e de contorno para a solução do sistema de equações

O modelo matemático exige condições iniciais e de contorno. Nesta simulação as condições iniciais necessárias são a pressão inicial do reservatório e a distribuição de saturações [19].

Em grande parte dos estudos de simulação as condições iniciais são obtidas assumindo-se equilíbrio inicial capilar/gravitacional. Neste modo de inicialização, a distribuição de pressões é obtida especificando-se a pressão em um datum de referência e usando o gradiente dos fluidos para determinar as pressões em todas as demais profundidades. A distribuição inicial de saturações é então obtida através dos contatos dos fluidos e

das relações de pressão capilar [19].

As condições de contorno impostas em simulação de reservatórios podem ser bastante complexas visto que as equações diferenciais resolvidas pelo simulador necessitam que todas as fronteiras sejam especificadas. Isto inclui as fronteiras externas (limites do reservatório) e as fronteiras internas (poços de produção e injeção). Neste trabalho para as 4 fronteiras externas é assumido condição de contorno de Neumann, ou de segundo tipo, na pressão, isto é, gradiente de pressão nulo típico de escoamentos pseudopermanentes.

4. Modelagem numérica

Em geral, é muito difícil encontrar expressões matemáticas que sejam soluções para as equações de fluxo em meio poroso apresentadas anteriormente sem a exigência de fortes hipóteses simplificadoras. Dentre os motivos para isto podem ser mencionados: não linearidade das equações diferenciais, reservatórios com geometrias complexas e condições de contorno muito específicas. Uma saída bastante efetiva para este problema é a solução numérica das equações por meio da aplicação de métodos numéricos nas equações diferenciais e do uso de computadores para resolver as equações discretizadas. O modelo numérico é a discretização do conjunto de equações que representam o modelo matemático. Esta discretização consiste na transformação das equações diferenciais parciais, contínuas no espaço e no tempo, em equações algébricas válidas apenas em determinados pontos discretos. A solução deste sistema matricial resultante, mediante procedimentos de álgebra linear computacional, resulta em uma aproximação para o modelo matemático proposto.

Na indústria do petróleo, assim como em diversas áreas da ciência, esta metodologia é adotada sendo aprimorada para implementação nos simuladores comerciais como é o caso do Eclipse®, software utilizado neste trabalho. Recursos computacionais avançados, principalmente de computação gráfica, são incorporados para facilitar o pós-processamento.

O reservatório tridimensional é dividido em unidades discretas em forma de paralelepípedo tal como mostrado em coordenadas cartesianas na figura 6, onde são inseridas as propriedades do sistema rocha-fluido. Uma breve discussão sobre a escolha do nível de refinamento é apresentada na subseção 4.3. As equações do modelo matemático são aplicadas, então, para cada bloco do reservatório [20].

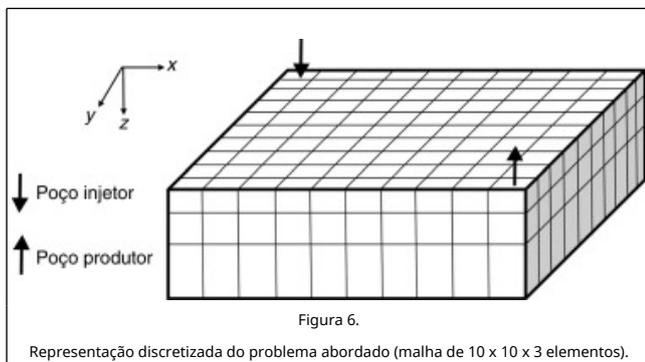


Figura 6.

Para o escoamento tridimensional, uma malha de blocos centrados é construída conforme a figura 7, que consiste de um elemento principal central com 6 elementos vizinhos denominados leste, oeste, norte, sul, frontal e posterior. Os pontos onde as pressões são calculadas encontram-se no centro destes elementos. Na direção x as fronteiras do bloco i são designadas por i + 1/2 e i - 1/2 e o seu centro é designado

por x_i, y_j, z_k; a notação em 3 dimensões segue este padrão [19]. Associando com a figura 6 os contadores assumem os seguintes valores i = 1,..., 10; j = 1,...,10 e k = 1, 2, 3. Os poços injetor e produtor estão localizados, respectivamente, nas coordenadas i = 1 e j = 1, e i = 10 e j = 10.

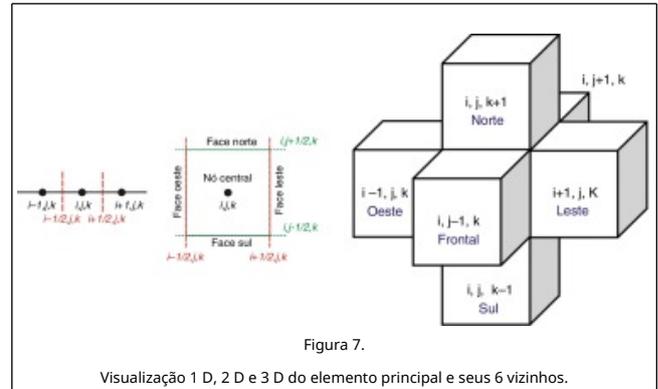


Figura 7.

Utilizando o elemento 3 D é apresentada a discretização das equações que governam o escoamento de óleo (o), água (w) e gás (g), equações (1), (2) e (3), no reservatório.

É apresentado detalhadamente o processo de discretização da equação (1) para o óleo. Nesta equação, as derivadas do lado esquerdo são reescritas através do uso da aproximação central de diferenças finitas como sendo

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} \right) \right] \Delta x \approx \frac{1}{\Delta x_i} \left[\left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2},j,k} - \left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2},j,k} \right] \Delta x, \quad (18)$$

$$\frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] \Delta y \approx \frac{1}{\Delta y_j} \left[\left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial y} \right)_{i,j+\frac{1}{2},k} - \left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial y} \right)_{i,j-\frac{1}{2},k} \right] \Delta y, \quad (19)$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[k_z A_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} \right) \right] \Delta z \approx \frac{1}{\Delta z_k} \left[\left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} - \left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p}{\partial z} \right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} \right] \Delta z, \quad (20)$$

substituindo estas expressões e reorganizando, a equação (1) resulta em

$$\frac{1}{\Delta x} \left[\left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i+\frac{1}{2},j,k} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+\frac{1}{2},j,k} - \left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i-\frac{1}{2},j,k} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-\frac{1}{2},j,k} \right] \Delta x + \frac{1}{\Delta y} \left[\left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i,j+\frac{1}{2},k} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_{i,j+\frac{1}{2},k} - \left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i,j-\frac{1}{2},k} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_{i,j-\frac{1}{2},k} \right] \Delta y + \frac{1}{\Delta z} \left[\left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} - \left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} \right] \Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) - q_{osc}, \quad (21)$$

utilizando novamente a aproximação central por diferenças finitas para as derivadas $\frac{\partial p}{\partial x}$, $\frac{\partial p}{\partial y}$ e $\frac{\partial p}{\partial z}$ tem-se

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{i+\frac{1}{2},j,k} = \frac{p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}}{x_{i+1,j,k} - x_{i,j,k}} = \frac{p_{i+1,j,k} - p_{i,j,k}}{\Delta x_{i+\frac{1}{2},j,k}}, \quad (22)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_{i-\frac{1}{2},j,k} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}}{x_{i,j,k} - x_{i-1,j,k}} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i-1,j,k}}{\Delta x_{i-\frac{1}{2},j,k}}, \quad (23)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)_{i,j+\frac{1}{2},k} = \frac{p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}}{y_{i,j+1,k} - y_{i,j,k}} = \frac{p_{i,j+1,k} - p_{i,j,k}}{\Delta y_{i,j+\frac{1}{2},k}}, \quad (24)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial y}\right)_{i,j-\frac{1}{2},k} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}}{y_{i,j,k} - y_{i,j-1,k}} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j-1,k}}{\Delta y_{i,j-\frac{1}{2},k}}, \quad (25)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} = \frac{p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}}{z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}} = \frac{p_{i,j,k+1} - p_{i,j,k}}{\Delta z_{i,j,k+\frac{1}{2}}}, \quad (26)$$

$$\left(\frac{\partial p}{\partial z}\right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}}{z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}} = \frac{p_{i,j,k} - p_{i,j,k-1}}{\Delta z_{i,j,k-\frac{1}{2}}}. \quad (27)$$

A derivada temporal do lado direito da equação (21) é discretizada por diferenças finitas avaliando a expressão nos instantes de tempo desconhecido ($n+1$) e conhecido (n), resultando em

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \equiv \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o}^{n+1} - \frac{\phi S_o}{B_o}^n \right) \quad (28)$$

Substituindo as equações (22) a (28) na equação (21) e utilizando a abordagem implícita, em que as pressões dos pontos nodais são avaliadas no instante de tempo desconhecido ($n+1$), tem-se

$$\begin{aligned} & \left[\left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i+\frac{1}{2},j,k} (p_{i+1,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - \left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i-\frac{1}{2},j,k} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i-1,j,k}^{n+1}) \right] + \\ & \left[\left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta y} \right)_{i,j+\frac{1}{2},k} (p_{i,j+1,k}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - \left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta y} \right)_{i,j-\frac{1}{2},k} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j-1,k}^{n+1}) \right] + \\ & \left[\left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta z} \right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} (p_{i,j,k+1}^{n+1} - p_{i,j,k}^{n+1}) - \left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta z} \right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} (p_{i,j,k}^{n+1} - p_{i,j,k-1}^{n+1}) \right] = V_b \frac{1}{\Delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o}^{n+1} - \frac{\phi S_o}{B_o}^n \right) - q_{osc} \end{aligned} \quad (29)$$

Definindo as transmissibilidades T nas 6 faces do elemento principal da figura 7 e, por sua vez, igualando cada transmissibilidade como sendo os coeficientes leste (E), oeste (W), norte (N), sul (S), frontal (A) e posterior (B), tem-se as expressões

$$T_{ox_{i+\frac{1}{2},j,k}} = \left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i+\frac{1}{2},j,k} = E_{i,j,k} \quad (30)$$

$$T_{ox_{i-\frac{1}{2},j,k}} = \left(\frac{A_x k_x k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta x} \right)_{i-\frac{1}{2},j,k} = W_{i,j,k} \quad (31)$$

$$T_{oy_{i,j+\frac{1}{2},k}} = \left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta y} \right)_{i,j+\frac{1}{2},k} = N_{i,j,k} \quad (32)$$

$$T_{oy_{i,j-\frac{1}{2},k}} = \left(\frac{A_y k_y k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta y} \right)_{i,j-\frac{1}{2},k} = S_{i,j,k} \quad (33)$$

$$T_{oz_{i,j,k+\frac{1}{2}}} = \left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta z} \right)_{i,j,k+\frac{1}{2}} = A_{i,j,k} \quad (34)$$

$$T_{oz_{i,j,k-\frac{1}{2}}} = \left(\frac{A_z k_z k_{ro}}{\mu_o B_o \Delta z} \right)_{i,j,k-\frac{1}{2}} = B_{i,j,k} \quad (35)$$

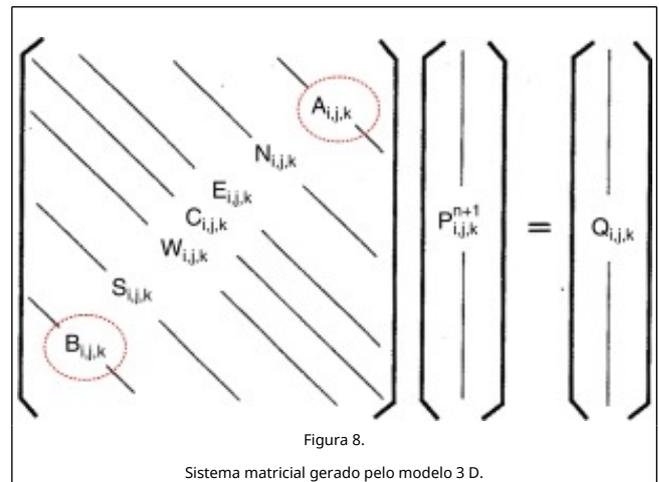
Alguns componentes das transmissibilidades, como permeabilidade, viscosidade e fator volume de formação, são dependentes da pressão e portanto das incógnitas da equação. Para facilitar o cálculo numérico assume-se que estes parâmetros serão calculados explicitamente no tempo de referência anterior conhecido n . Se as transmissibilidades forem especificadas para $n+1$ a equação resultante será não-linear e necessitará de técnicas adicionais de conversão para que possam ser resolvidas por um procedimento de solução de equações lineares [19]. Substituindo as transmissibilidades na equação (29), aplicando a distributiva e reorganizando, a equação (29) pode ser escrita como

$$\begin{aligned} & (B_{i,j,k}) p_{i,j,k-1}^{n+1} + (S_{i,j,k}) p_{i,j-1,k}^{n+1} + (W_{i,j,k}) p_{i-1,j,k}^{n+1} + \\ & p_{i,j,k}^{n+1} [- (B_{i,j,k} + A_{i,j,k} + S_{i,j,k} + N_{i,j,k} + W_{i,j,k} + E_{i,j,k})] + \\ & (E_{i,j,k}) p_{i+1,j,k}^{n+1} + \\ & (N_{i,j,k}) p_{i,j+1,k}^{n+1} + (A_{i,j,k}) p_{i,j,k+1}^{n+1} = \frac{V_b}{\Delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o}^{n+1} - \frac{\phi S_o}{B_o}^n \right) - q_{osc} \end{aligned} \quad (36)$$

considerando que $B_{i,j,k} + A_{i,j,k} + S_{i,j,k} + N_{i,j,k} + W_{i,j,k} + E_{i,j,k} = C_{i,j,k}$ e $Q_{i,j,k} = \frac{V_b}{\Delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o}^{n+1} - \frac{\phi S_o}{B_o}^n \right) - q_{osc}$, obtém-se a equação algébrica

$$\begin{aligned} & (W_{i,j,k}) p_{i-1,j,k}^{n+1} + (-C_{i,j,k}) p_{i,j,k}^{n+1} + (E_{i,j,k}) p_{i+1,j,k}^{n+1} + \\ & (N_{i,j,k}) p_{i,j+1,k}^{n+1} + (S_{i,j,k}) p_{i,j-1,k}^{n+1} + (A_{i,j,k}) p_{i,j,k+1}^{n+1} + \\ & (B_{i,j,k}) p_{i,j,k-1}^{n+1} = Q_{i,j,k}, \end{aligned} \quad (37)$$

que é escrita na forma matricial e representada graficamente na figura 8, na qual observa-se que a matriz formada pelos coeficientes E, W, N, S, A e B , é heptadiagonal.



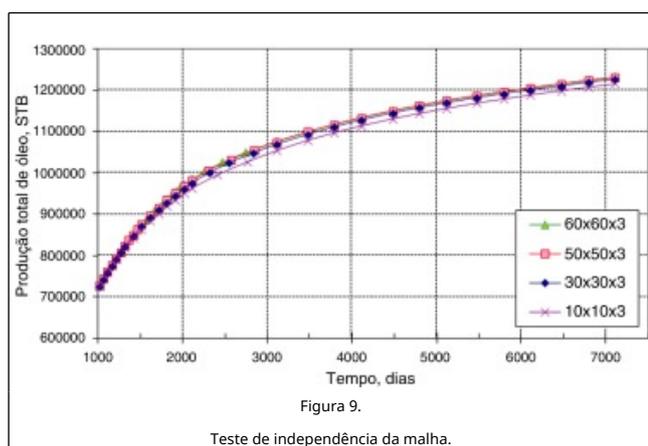
O processo de discretização apresentado é repetido para as equações que governam o escoamento da água, equação (2), e do gás, equação (3), no meio poroso. O conjunto de equações discretizadas é resolvido pelo método sequencial, para o qual o simulador de reservatórios Eclipse®, da empresa Schlumberger, é utilizado. O software, que contém um conjunto

de algoritmos e procedimentos implementados em uma determinada linguagem, permite a simulação numérica de diversos cenários e condições operacionais.

Os resultados gerados pelo Eclipse® são visualizados em outra ferramenta computacional, o Petrel®. Adicionalmente, é utilizado o aplicativo MS-Excel® para apresentação de curvas de comportamento da variável dependente x variável independente.

4.1. Teste de malha

A definição do grau de refinamento da malha é um dos desafios enfrentados, ainda mais por tratar-se de uma modelagem tridimensional. É claro que, na medida que se aumenta o grau de refinamento do reservatório, a solução obtida pode aproximar-se da solução real. Sendo que o compromisso de representatividade física e tempo computacional apropriado deve ser adequadamente ponderado. Esta análise é apresentada resumidamente na figura 9, em que a produção acumulada de óleo é monitorada para 4 níveis de refinamento. As malhas mais refinadas identificadas como 60 x 60 x 3 e 50 x 50 x 3 apresentam resposta muito similar, com isso a discretização escolhida para o reservatório é a 50 x 50 x 3, formada por 50 blocos na direção x, 50 blocos na direção y e 3 blocos na direção z.

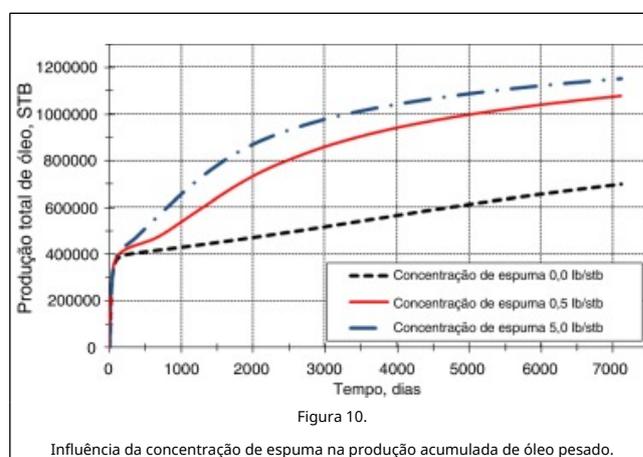


5. Resultados e discussões

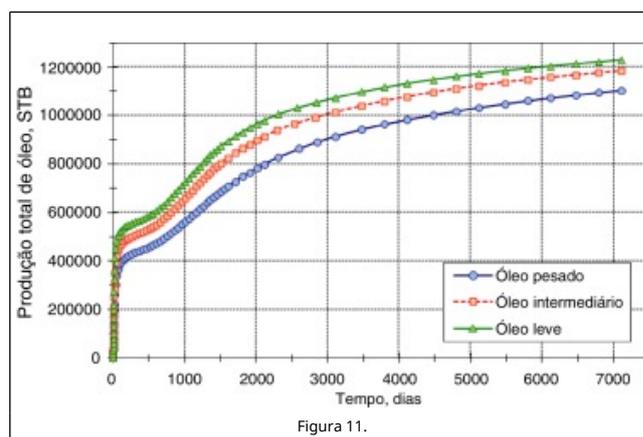
A modelagem computacional via software Eclipse®, aqui apresentada, reproduz o processo físico EOR com injeção de espuma que se inicia em 1.º de janeiro de 2014 e termina em 1.º de julho de 2033, contabilizando 7.121 dias, sendo os 10 primeiros dias somente com injeção de gás e os 7.111 dias restantes com injeção de espuma. Três tipos de óleos (pesado, intermediário e leve), traduzindo viscosidades diferentes, foram considerados para análise do impacto da concentração de espuma em relação à injeção de gás.

Os primeiros resultados obtidos são apresentados na figura 10, na qual observa-se a produção total de óleo pesado para 3 concentrações de espuma de 0,0; 0,5 e 5,0 lb/STB, ao longo dos 7.121 dias. Destaca-se que a concentração 0,0 lb/STB implica injeção de gás. Como o gás tem uma facilidade de escoar muito maior que a do óleo, este processo resulta em uma razão de mobilidade desfavorável, a produção acumulada de óleo é baixa atingindo um máximo de 800.000 STB ao final dos 7.121 dias. Em um segundo momento é injetado espuma com uma concentração baixa e igual a 0,5 lb/STB. Como a espuma origina um aumento da viscosidade do fluido deslocante, e portanto uma razão de mobilidades menos desfavorável em relação ao

gás, o resultado final é uma melhor eficiência volumétrica, trazendo como consequência que, imediatamente após a injeção da espuma, uma melhora acentuada no processo seja registrada com um aumento significativo do óleo produzido. Ao final da injeção tem-se 1.076.510 STB de óleo em superfície, valor este que representa 276.510 STB a mais do que o obtido com gás, significando por tanto um aumento de 34,6%, que em termos monetários significa um lucro elevado para a empresa operadora do campo. Isso, claro, depois de descontar os custos associados à injeção da espuma. Um aumento na concentração de espuma para 5,0 lb/STB proporciona um incremento líquido de 352.090 STB na produção acumulada de óleo pesado, representando uma produção 44% superior em relação à injeção de gás. Os resultados obtidos nesta pesquisa estão de acordo com os resultados recentemente apresentados por Sunmonu e Onyekonwu [21], onde na figura 9, página 12, também se destaca que a espuma apresenta melhor desempenho que o gás na produção de óleo.

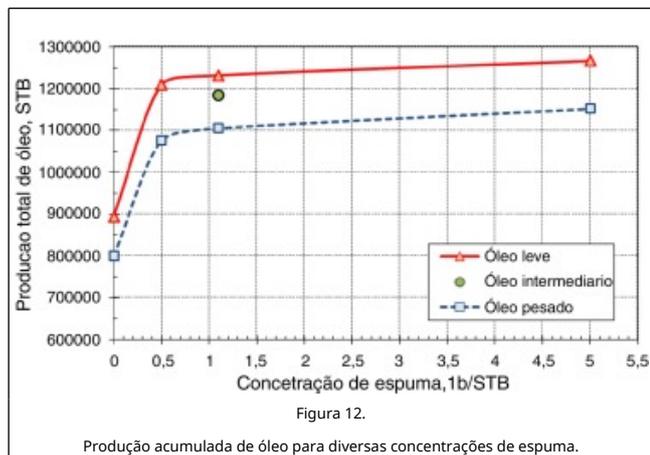


Análise similar ao apresentado também é realizada quando a espuma é utilizada para deslocar um óleo intermediário e um óleo leve. As tendências em ambos os casos são bastante similares, isto é, quanto maior a concentração da espuma, maior a produção acumulada de óleo tendendo a uma estabilização para tempos longos de produção. A comparação para concentração de espuma de 1,1 lb/STB, deslocando 3 tipos de óleo, é mostrada na figura 11. A análise desta figura permite concluir que, quanto menos viscoso o óleo a ser deslocado, mais eficiente é o processo. Este comportamento é explicado pelo fato de que a razão de mobilidade é mais favorável quando são deslocados óleos leves, que significam viscosidade baixa, do que óleos pesados que têm viscosidade elevada. A varredura é mais eficiente quanto menos viscoso for o fluido a ser deslocado.

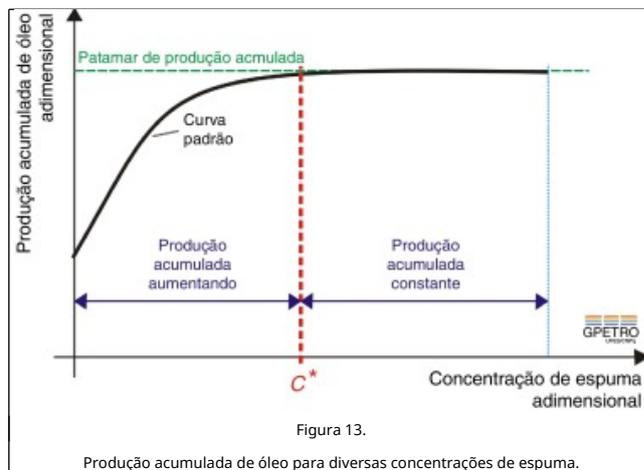


Produção acumulada de óleo para concentração de espuma de 1,1 lb/STB.

Por outro lado, uma análise global dos resultados obtidos permite concluir que o impacto positivo na produção do óleo é mais acentuado durante incrementos iniciais da concentração da espuma. Este comportamento é claramente evidenciado na figura 12, que mostra a produção acumulada para 4 concentrações da espuma durante o deslocamento dos óleos leve, intermediário e pesado. A análise da figura mostra um aumento considerável na produção acumulada para baixas concentrações da espuma, até atingir uma concentração que identificamos como concentração crítica (c^*), que neste caso é próximo de $c^* = 0,5$ lb/STB. Acima de c^* a melhora na produção não é muito relevante, uma vez que incrementos acentuados na concentração da espuma trazem aumentos marginais na produção de óleo. Este comportamento é obedecido pelos 3 tipos de óleos considerados. Para o caso dos óleos pesado e leve, a análise mostra que um aumento de 10 vezes na concentração de espuma (de 0,5 lb/STB para 5 lb/STB) traz um adicional de 7% do óleo mais viscoso em superfície e 4,7% para o óleo menos viscoso, isso porque o óleo leve tem um patamar maior do que o óleo pesado.



Portanto, a determinação da concentração de espuma crítica é muito importante pelas implicações técnicas e principalmente econômicas envolvidas. Isto é, concentração de espuma acima da crítica não tem mais impacto no aumento da produção acumulada de óleo, a única consequência é aumento de custos com material e processo de injeção. É natural, portanto, procurar apresentar os resultados da figura 12 em uma forma adimensional, de tal forma que as 2 curvas colapsem em apenas uma curva padrão representativa, tal como a mostrada esquematicamente na figura 13. No contexto de recuperação por injeção de CO_2 , foi proposta em [9] uma taxa de injeção crítica de CO_2 , q^* que determina a mudança de aumento para um patamar constante de produção.



6. Considerações finais

O processo de recuperação mediante a injeção de espumas é bastante complexo, principalmente no que tange à modelagem matemática. Diversos parâmetros devem ser considerados, tais como adsorção, decaimento, modelagem da redução de mobilidade do gás, dentre outros. A simulação numérica de reservatórios petrolíferos tem-se mostrado uma ferramenta de extrema importância por permitir uma previsão adequada do comportamento dos fluidos com a injeção de espumas. No caso apresentado, a modelagem é 3 D, multifásica e transiente, tem, portanto, todas as características que fazem do processo de modelagem altamente especializado.

Os resultados obtidos mostram que a injeção de espumas no reservatório de petróleo é um método eficiente para aumentar a recuperação de óleo, principalmente porque torna a razão de mobilidades menos desfavorável do que quando utilizado apenas gás imiscível. De forma geral, o aumento da concentração de espuma favorece o aumento da produção acumulada de óleo. Este comportamento é observado para diversos níveis de viscosidade do fluido deslocado, sendo que a recuperação é mais acentuada quanto menos viscoso for o óleo a ser movimentado.

Outra característica importante observada na utilização de espumas é que existe uma concentração crítica, acima da qual a melhora na recuperação é apenas marginal, portanto, concentrações pequenas promovem um incremento mais acentuado do que concentrações elevadas de espuma.

Agradecimentos

Os autores agradecem aos professores da Engenharia de Petróleo/UFES, Dra. Rejane de Castro Santana e Dr. Daniel da Cunha Ribeiro, assim como aos avaliadores, pelos valiosos comentários. Agradecem também à Schlumberger pela concessão das licenças acadêmicas dos softwares Eclipse® e Petrel®. Professor Oldrich Joel Romero agradece ao CNPq pela concessão da bolsa de pesquisa e à FAPES pelo suporte financeiro.

Apêndice A. Variáveis e unidades

tabela 2

Tabela 2. Variáveis utilizadas nas equações de fluxo e unidades

Símbolo	Significado	Unidad	Unidad	Fator de
---------	-------------	--------	--------	----------

		e inglesa	e métrica	conversão*
x,y,z	Direção da propriedade	-	-	-
β_c	Fator de conversão da transmissibilidade	1,127	$86,4 \times 10^{-6}$	-
$k_{(x,y,z)}$	Permeabilidade	darcy	μm^2	0,986923
$A_{(x,y,z)}$	Área normal	ft ²	m ²	0,092903
$k_{r(o,w,g)}$	Permeabilidade relativa da água, do óleo e do gás	fração	fração	1,0
$\mu_{(o,w,g)}$	Viscosidade do óleo, da água ou do gás	cP	Pa.s	0,001
$B_{(o,w)}$	Fator volume formação do óleo e da água	RB/STB	$\text{m}^3/\text{std m}^3$	1,0
B_g	Fator volume formação do gás	RB/scf	$\text{m}^3/\text{std m}^3$	5,551931
$p_{(o,w,g)}$	Pressão do óleo, água ou gás	psia	kPa	6,894757
$\gamma_{(o,w,g)}$	Peso específico da fase óleo, água ou gás	psi/ft	kPa/m	22,62059
Z	Elevação a uma referência (<i>datum</i>)	ft	m	0,3048
$\Delta(x,y,z)$	Diferença ao longo da direção x,y ou z	ft	m	0,3048
V_b	Volume do bloco da malha	ft ³	m ³	0,028317
a_c	Fator de conversão do volume	5,61458	1	-
t	Tempo	dia	dia	1,0
φ	Porosidade	fração	fração	1,0
$S_{(o,w,g)}$	Saturação da fase óleo, água ou gás	fração	fração	1,0
R_s	Razão de solubilidade gás/óleo	scf/STB	$\text{std m}^3/\text{std m}^3$	0,180117
$q_{(o,w)sc}$	Taxa de produção de óleo ou água em condições padrão	STB/d	$\text{std m}^3/\text{d}$	0,158987
q_{gsc}	Taxa de produção de gás em condições padrão	scf/d	$\text{std m}^3/\text{d}$	0,028636
q_{fgsc}	Taxa de produção de gás livre em condições padrão	scf/d	$\text{std m}^3/\text{d}$	0,028636
T	Transmissibilidade do gás	scf/d psi	$\text{std m}^3/\text{d kPa}$	-
T	Transmissibilidade do óleo ou água	STB/d psi	$\text{std m}^3/\text{d kPa}$	-

STB: barris em condições de superfície (1 bbl = 0,159 m³ = 158,9 L); psia: pressão absoluta (1 psia = 0,068 atm); ft: pé (1 ft = 0,3048 m); Mscf: 1.000 pés cúbicos standard (unidade de volume); mD; miliDarcy (1 mD = 10⁻³ Darcy = 9,86923 x 10⁻¹⁶ m²); psi: pressão (1 psi = 0,06804596 atm); cP: centipoise (unidade de viscosidade, 1 cp = 10⁻³ P.s); lb: libra (unidade de massa, 1 lb = 0,453 kg; g: aceleração da gravidade (32,174 ft/s², 9,806 m/s²)).

*. Multiplique a unidade inglesa com o fator de conversão para obter a unidade métrica.

Referências

[1] O.J. Romero, E. Chuquer; Aplicação de soluções poliméricas

no deslocamento de óleos pesados; Petro & Química, 349 (2013), pp. 62-66

[2] G.B. Bortoloti, O.J. Romero, Avaliação da injeção de soluções poliméricas utilizando o software Eclipse. Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, 2013, Aracaju, SE (2013).

[3] O.J. Romero, I. Caliman, H.C. Saad, I.M.C. Ribeiro, Impacto da tecnologia ASP na produção de petróleo, Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Aracaju, SE (2013a).

[4] O.J. Romero, R.F. Fejoli, P.J. Zucatelli, S.V. Salzmann, Injeção de espumas em reservatórios de petróleo. Congresso Brasileiro de P & D em Petróleo e Gás, Aracaju, SE (2013b).

[5] L.W. Lake; Enhanced Oil Recovery, Englewood Cliffs; N.J., Ed. Prentice Hall (1989)

[6] A.J. Rosa, R.S. Carvalho, J.A.D. Xavier; Engenharia de reservatórios de petróleo; Ed. Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro (2006)

[7] D.M.R. Cotia; Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO₂ alternado com água sob incerteza geológica; Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo UFRJ, Rio de Janeiro (2012)

[8] R.F. Fejoli, Estudo teórico da injeção de espumas em reservatórios de petróleo, Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, São Mateus, ES, 2013.

[9] O.J. Romero, F.R. Pereira, Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo, Estudos Tecnológicos (online) 10 (2014) 10-23.

[10] D.J. Mayberry, S.I. Kam; The use of fractional-flow theory for foam displacement in presence of oil; SPE-100964-PA, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11 (4) (2008), pp. 707-718

[11] M.I. Al-Mossawy, B. Demiral, D.M.A. Raja, *Foam Dynamics in Porous Media and Its Applications in Enhanced Oil Recovery: Review*, Universiti Teknologi PETRONAS, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

[12] A.K. Vikingstad, Static and dynamic studies of foam and foam-oil interactions, PhD Thesis - University of Bergen, 2006.

[13] R. Farajzadeh, A. Andrianov, R. Krastev, G.J. Hirasaki, W.R. Rossen; Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery; USA (2012)

[14] ECLIPSE. Reservoir Simulation Software. Technical Description, Version 2012.

[15] ECLIPSE. Reservoir Simulation Software. Reference Manual, Version 2012.

[16] Z.F. Zhang, V.L. Freedman, L. Zhong; Foam transport in porous media: A review; U.S. Department of Energy (2009)

[17] S.A. Farnazeh, M. Sohrabi, *A Review of the status of Foam applications in enhanced oil recovery*, SPE-164917, Presentation at the EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europe held in London, 2013.

[18] Y.K. Han; The effect of critical micelle concentration on foam performance as a mobility agent in enhanced oil recovery; University of New Brunswick (2004)

[19] M.D. Marsili, Simulação numérica da injeção de água como método de recuperação suplementar para um campo com alto grau de exploração, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2008.

[20] E.T.A. Jorge, Um tutorial para implementação de projetos de poços direcionais em simuladores de reservatórios utilizando programas computacionais complementares, Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro - Escola Politécnica, RJ, 2012.

[21] R.M. Sunmonu, M. Onyekonwu; Enhanced oil recovery

using foam injection; a mechanistic approach; SPE, 167589 (2013), pp. 1-13