ESCOAMENTO BIFÁSICO EM MEIO POROSO ATRAVÉS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA COMPUTACIONAL UTILIZANDO OPENFOAM APLICÁVEL A EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

C. S. VIVAS^{1,2}, A. F. BRITTO¹, A.T. da CUNHA LIMA^{3,4}, M. P. ALMEIDA^{4,5} e I. C. da CUNHA LIMA^{1,4,6}

¹ Centro Universitário SENAI-Cimatec - Salvador/ BA/Brasil,

² Escola de Formação Complementar do Exército e Colégio Militar de Salvador

³ Instituto de Física, Universidade Federal da Bahia - Salvador/BA/Brasil

⁴ Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia-Geofísica do Petróleo, Salvador/BA/Brasil

⁵ Universidade Federal do Ceará – Fortaleza/CE/Brasil

⁶ Pursuelife – Consultancy on Applied Science, Salvador/BA/Brasil

E-mail para contato: caduvivas@gmail.com

RESUMO – Devido aos altos riscos econômicos dos investimentos na exploração de petróleo nos dias atuais, há a necessidade de um melhor assessoramento às decisões operacionais. Neste contexto, e em virtude do baixo custo, as simulações computacionais se tornaram uma importante ferramenta de previsão em dinâmica dos fluidos. O crescente avanço na computação de alto desempenho propicia o emprego cada vez mais frequente de softwares CFD (*computational fluid dynamics*), para se obter, em um tempo aceitável, as soluções das equações diferenciais que modelam os sistemas dinâmicos.

1. INTRODUÇÃO

Segundo Bear (1972), os escoamentos em meios porosos são laminares, pois apresentam um baixo número de Reynolds. Com isso a equação básica que modela o escoamento de um fluido num meio poroso é obtida pela aplicação da lei de Darcy (1) na equação de conservação de massa (2).

$$\vec{u} = -\frac{K}{\mu} \cdot (\nabla P - \rho \cdot g \cdot \nabla Z) \quad (1)$$

$$\frac{\partial(\phi \cdot \rho)}{\partial t} = -\nabla \cdot (\rho \cdot \vec{u}) + q \quad (2)$$

Assim, a equação de um fluxo monofásico em meio poroso é dada por:

$$\frac{\partial(\phi \cdot \rho)}{\partial t} = \left(\frac{\rho \cdot K}{\mu} \right) \cdot \nabla \cdot (\nabla P - \rho g \nabla Z) + q \quad (3)$$

Onde $\vec{u}$ é a velocidade de Darcy, K é a permeabilidade absoluta, μ a viscosidade do fluido, ρ a densidade do fluido, g a aceleração da gravidade, ∇Z o gradiente na direção Z , ∇P o gradiente de pressão, ϕ a porosidade, q o fluxo de massa e t tempo.

O escoamento água/óleo é um exemplo de escoamento bifásico, e por se tratar de fluidos imiscíveis, o escoamento de cada um deles é tratado de forma separada, porém não independentes. Deve-se levar em conta novos parâmetros como saturação de cada fase ou fluido, permeabilidade relativa e pressão de capilaridade bem conhecidas na literatura como Brooks e Corey (1964). A saturação de um meio poroso para uma determinada fase é o percentual do volume poroso ocupado por essa fase. Supondo-se só haver água e óleo no meio poroso, de forma que:

$$S_w + S_o = 1 \quad (4)$$

Permeabilidade relativa de um fluido é uma função da saturação, um fator adimensional menor que 1 que representa a capacidade do fluido em se deslocar na presença de outro fluido imiscível. Segundo Chen (2007), podemos encontrar alguns modelos de permeabilidade relativa óleo/água. Neste trabalho, adotou-se o modelo de Corey (1964). E por fim, pressão de capilaridade que é a diferença de pressão ao longo da interface entre os fluidos. Outra definição importante em escoamentos bifásicos é a de mobilidade. Segundo Chen (2007), mobilidade é a razão entre a permeabilidade relativa e a viscosidade do fluido.

$$\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \quad (5)$$

Assim, partindo da equação (3), as equações para a água e para o óleo são, respectivamente:

$$\frac{\partial(\phi \cdot \rho_w \cdot S_w)}{\partial t} = \left(\frac{\rho_w \cdot k_{rw} \cdot K}{\mu_w} \right) \cdot \nabla \bullet (\nabla P_w - \rho_w \cdot g \cdot \nabla z) + q_w \quad (6)$$

$$\frac{\partial(\phi \cdot \rho_o \cdot S_o)}{\partial t} = \left(\frac{\rho_o \cdot k_{ro} \cdot K}{\mu_o} \right) \cdot \nabla \bullet (\nabla P_o - \rho_o \cdot g \cdot \nabla z) + q_o \quad (7)$$

2. METODOLOGIA

Com o modelo de escoamento bifásico em meio poroso utilizamos o OpenFOAM, uma biblioteca de código aberto em C++ e desenvolvemos uma ferramenta (*solver*) para a solução numérica das equações diferenciais envolvidas no problema.

Simulações numéricas nas dimensões reais de reservatório são impraticáveis devido ao alto custo computacional. A solução adotada foi usar um domínio poroso no modelo “*sugar cube*” que consiste em um bloco cúbico de dimensões 30m x 30m x 30m divididos em elementos de 1 m³ que compõe a malha sobre a qual será aplicada o método de volumes finitos. Os resultados obtidos por esse modelo simplificado, podem ser estendidos para um poço real utilizando similaridade dinâmica, conforme Dake (1978). As dimensões reais de reservatórios são variadas, mas em media estão na ordem de grandeza dos quilômetros quadrados de área, algumas dezenas de metros de espessura e cujas distâncias entre os poços injetores e poços produtores estão na casa das dezenas de metros. Uma boa referência, seria

um reservatório cuja área seja de 3 km^2 , uma espessura de 30 m e uma distância entre poços injetores e produtores de 100 metros.

Inserimos no domínio um poço injetor (“inlet”) e quatro produtores (“outlets”) e adotamos as condições de contorno usuais de “no slip” nas paredes, assim como gradientes de pressão para a injeção da água no reservatório. Na configuração utilizada para essa simulação, o poço injetor está posicionado a 25 metros de altura e os produtores, simétricos entre si e equidistantes ao poço injetor estão posicionados a 15 metros de altura conforme ilustram a Figuras 1.

Figura 1 - Um poço injetor (circulado de vermelho) e quatro poços produtores.

Figura 2 - Corte horizontal na altura dos poços de produção mostrando a saturação de água (região mais avermelhada) e a saturação de óleo.

Figura 3 – Visão geral da saturação de água e óleo no interior do *sugar cube*.

Figura 4 – Mostra o contorno do escoamento de água.

Fixadas as condições iniciais no interior do reservatório com saturação de água em 0,2 e pressão de água igual a zero (variáveis principais) o *solver* procede à solução das equações. Foi realizada uma simulação com um ΔP de 200 psi entre o poço injetor e cada um dos quatro poços produtores durante 3000 segundos. Na tabela abaixo temos os valores de parâmetros utilizados.

Tabela 1 - Parâmetros físicos dos fluidos e do reservatório

Porosidade (ϕ)	0.2
Permeabilidade absoluta (K)	10^{-8} m^2
Saturação inicial de água (S_w)	0.2
Densidade da água (ρ_w)	1000 g/cm^3
Densidade do óleo (ρ_o)	880 g/cm^3
Viscosidade da água (μ_w)	10^{-3} kg/(m s)
Viscosidade do óleo (μ_o)	10^{-2} kg/(m s)

3. RESULTADOS

Com os dados do fluxo de óleo nos poços de saída gera-se uma tabela com o volume acumulado de óleo ao longo dos 3000 segundos de simulação e o seu gráfico correspondente, conforme Figura 5.

Figura 5 Gráfico do acumulado de óleo nos poços de saída

Ajustando-se a curva de decaimento exponencial

$$y = A * \left(1 - e^{-\frac{t}{t_0}}\right) \quad (8)$$

ao do gráfico, obtém-se o valor recuperado de óleo.

Tabela 2 – Percentual de recuperação de óleo

Volume Total de óleo	Volume recuperado de óleo	Percentual
4320 m ³	1824,32 m ³	42,2%

Onde o volume de 4320 m³ de óleo é resultado do volume total do *sugar cube* pela porosidade 0,2 e pela saturação inicial de óleo de 0,8.

4. CONCLUSÃO

Os valores de volume de óleo recuperado, tempo de *breakthrough* de água (quando a frente de água injetada chega ao poço produtor), declínio da produção de óleo, obtidos na simulação apresentaram-se próximos daqueles constantes na literatura. Isso sugere que a simulação retrata de modo aproximado o escoamento no interior de um meio poroso, e que tanto o solver customizado quanto o domínio *sugar cube* adotado na simulação são ferramentas adequadas a este tipo de pesquisa.

5. REFERÊNCIAS

- ¹Bear, J. Dynamics of Fluids in Porous Media, 1972.
- ²Brooks, R.H. e Corey A. T. Hydraulic Properties of Porous Media, 1964.
- ³Chen, Z. Reservoir Simulation, Mathematical Techniques in Oil Recovery 2007.
- ⁴Dake, L. P. Fundamentals of reservoir engineering, 1978.