

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



Realização



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO LEVE EM RESERVATÓRIO COM FALHA UNIFORME E COM DIFERENTES PERMEABILIDADES

AUTORES:

Helton Gomes Alves¹, Veruska do Nascimento Simões², Hortência Luma Fernandes Magalhães³, Severino Rodrigues de Farias Neto⁴, Antônio Gilson Barbosa de Lima⁵

INSTITUIÇÃO:

^{1,2}Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, ³Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFCG, ⁴Departamento de Engenharia Química, UFCG, ⁵Departamento de Engenharia Mecânica, UFCG.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO LEVE EM RESERVATÓRIO COM FALHA UNIFORME E COM DIFERENTES PERMEABILIDADES

Abstract

Supplemental recovery methods are used to maintain pressure and / or increase the recovery factor of oil reservoirs. Due to economic issues and technical feasibility continuous water injection is currently the most widely used recovery method, even with limitations due to the difference in fluid mobility. The present work aimed to perform a numerical study of conventional oil recovery in porous medium with uniform geological failure and with different permeability. The conservation of mass and momentum momentum equations (Navier-Stokes) were solved generalized with Darcy's Law, which governs the flow in porous media, aided by the continuous fluid mixing model and a structured mesh with 631793 hexahedral elements. Newtonian fluids, incompressible and with constant physicochemical properties, laminar flow, transient and isothermal flow were adopted. Mass transfer and interfacial momentum, as well as mass source were disregarded and non-drag interfacial forces (lift forces, wall lubrication, virtual mass, turbulent dispersion and solid pressure) were neglected. The simulations were performed in the Ansys CFX 15.1 commercial package. Through the volume fraction, pressure and pressure gradient profiles it was possible to prove that the modeling approached was able to perceive the presence of the fault inserted in the reservoir. Finally, through the graph of accumulated oil and water recovered volume it was possible to observe the efficiency of the recovery method up to 60 days.

Introdução

Uma acumulação petrolífera, inicialmente, possui certa quantidade de energia, denominada energia primária, com o decorrer da produção essa energia vai declinando, acarretando a redução da produtividade, em virtude da descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos fluidos em deslocar-se em direção aos poços de produção (ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010).

De acordo com Queiroz (2006) e Araújo *et al.* (2009) a perda de energia primária pode ser minimizada ao serem reduzidas as resistências viscosas e/ou capilares através da utilização de métodos de recuperação alternativos que visam manter, aumentar e acelerar a produção de óleo, aumentando assim, a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil.

As técnicas de recuperação eram nomeadas como recuperação primária, secundária e terciária, entretanto com o passar do tempo essas expressões perderam a sua conotação cronologia e passaram a designar a natureza do processo, com o seguinte critério: para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, chamam-se Métodos Especiais de Recuperação, como é o caso dos métodos térmicos (Combustão, Injeção Cíclica de Vapor, Injeção de água quente), miscíveis (hidrocarbonetos, CO₂, Nitrogênio) e químicos (Alcalinos, Polímeros, Espuma). (THOMAS *et al.*, 2001; QUEIROZ, 2006; CUNHA, 2010).

Thomas *et al.* (2001) ressalva que a aplicação de um processo de recuperação vai mais além do que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é em todo o reservatório, há uma necessidade de conhecer as características geológicas, petrofísicas e estruturas deformacionais do reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método escolhido.

Diferentes tipos de interações de falhas geológicas precisam ser identificados e avaliados para que haja um melhor gerenciamento em reservatórios petrolíferos (FOSSEN *et al.*, 2005). Tais estruturas podem influenciar na coesão da rocha reservatório e afetar a migração de fluidos (TORABI e ALIKARAMI, 2012). Em, exclusivamente, rochas porosas estas estruturas podem ser chamadas de bandas de deformação, podendo estar dispostas como estruturas individuais, clusters ou zonas de dano de falhas (FOSSEN *et al.*, 2007).

Estas estruturas exercem uma variedade de controles na rocha hospedeira, através da alteração de suas propriedades geomecânicas e petrofísicas (TORABI e ALIKARAMI, 2012). Este processo pode aumentar ou diminuir a coesão, porosidade e permeabilidade da zona deformada, dependendo do tipo de ambiente tectônico que as estruturas rúpteis foram formadas (VASCONCELOS *et al.*, 2010). Contudo, quando estas propriedades são correlacionadas com a rocha hospedeira, zona com baixa deformação, pode afetar o comportamento permoporoso, podendo atuar como barreiras (ANTONELLINE e AIDIN, 1994; HOLCOMB *et al.*, 2007; FAULKNER *et al.*, 2010) ou como condutos de fluidos (PARRY *et al.*, 2004; SAMPLE *et al.*, 2006), os quais podem ser um meio que permite a mudança de direção do fluxo (TINDALL, 2014).

Em reservatórios fraturados, as falhas podem influenciar na taxa de injeção de água para maximizar a produção dos mesmos, podendo aumentar os custos dos projetos de poços de petróleo (RODRIGUES *et al.*, 2009). Complicações estruturais podem ser causadas pela anatomia complexa de falhas que podem ser causadas pelo o seu arranjo e orientação, sendo problemas para a produção de reservatórios de petróleo (FOSSEN e BALE, 2007). Nestes casos, pode ser possível resolver estes problemas por meio do faturamento hidráulico (FOSSEN e BALE, 2007).

Mediante o exposto o presente trabalho visa aplicar a fluidodinâmica computacional para compreender fisicamente alguns fenômenos que ocorrem no processo de recuperação de óleo via injeção de água em reservatórios petrolíferos com uma falha geológica uniforme, utilizando o Ansys CFX 15.1 para a resolução das equações de conservação de massa e momento linear generalizadas a Lei de Darcy auxiliado com o modelo de mistura de fluidos contínuos (água/óleo) em fluxo transiente.

Metodologia

Descrição do problema

O domínio de estudo corresponde a uma parcela de um reservatório petrolífero, na forma de um cubo composto por uma parcela de um quarto ($1/4$) de um poço injetor disposto verticalmente, uma parcela de um meio ($1/2$) de um poço produtor horizontal e a falha geológica. Tendo em vista que, apesar de toda a evolução da tecnologia e todos os recursos computacionais, em termos de capacidade de velocidade de processamento, transferência e armazenamento de dados, o estudo numérico de um reservatório de petróleo com dimensões quilométricas exigiria um enorme esforço computacional, em virtude da relação entre a quantidade de equações a serem resolvidas e o número de elementos ou volumes de controle que compõem a malha representativa do domínio de estudo, limitando assim o refinamento em regiões de interesse.

Modelagem matemática

A definição do modelo matemático para descrever o escoamento no meio poroso é baseada na generalização das equações de conservação de massa, quantidade de movimento linear (Navier-Stokes). O escoamento multifásico no meio poroso foi analisado empregando a aproximação Euleriana-Euleriana considerando que:

- ✓ Fluido newtoniano, incompressível e com propriedades físico-químicas constantes;
- ✓ Fluxo transiente e isotérmico;
- ✓ Transferência massa e momentum interfacial, bem como a fonte de massa foram desconsiderados;
- ✓ As forças interfaciais de não arraste (forças de sustentação, lubrificação de parede, massa virtual, dispersão turbulenta e pressão de sólido) foram desprezadas;
- ✓ O óleo e a água são definidos como fase contínua;
- ✓ Pressão de referência igual à zero atm;
- ✓ Foi desprezado o coeficiente empírico de perda do termo fonte.

Com estas considerações as equações podem ser escritas como sendo:

✓ **Equações da Conservação de massa**

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (1)$$

onde, t é o tempo, ϕ é a porosidade volumétrica, ρ é densidade volumétrica, $(\mathbf{K}^{ij})$ é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área e $\vec{U}$ é o vetor velocidade real.

✓ **Equações de transferência de momento linear**

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho\vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} \cdot (\nabla \vec{U} + (\nabla \vec{U})^T)) + S_i^M + \vec{M}_\alpha \quad (2)$$

onde, μ_e é a viscosidade efetiva, S_i^M o termo fonte por unidade de volume, $\vec{M}_\alpha$ descreve a força total por unidade de volume sobre a fase α devido à interação com a fase β definido por:

$$M_\alpha = C_D \rho_{\alpha\beta} \frac{f_\beta f_\alpha}{d_{\alpha\beta}} |\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta| \cdot (\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta) \quad (3)$$

onde C_D é o coeficiente de arraste, o qual foi assumido valor padrão de 0,44, o qual não tem muita influência devido a baixa velocidade dos fluidos no meio poroso, $\rho_{\alpha\beta}$ é a densidade da fase de interação entre os fluidos e $d_{\alpha\beta}$ é o comprimento de escala de mistura, assumido o valor de 1mm.

No ANSYS CFX 15.1 o termo fonte é representado por:

$$S_i^M = -C^{R_i} U_i \quad (4)$$

onde C^{R_i} é o coeficiente linear de resistência, U_i velocidade superficiais.

Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{k} U_i \quad (5)$$

onde μ é a viscosidade dinâmica e $\frac{\mu}{k}$ não pode ser zero.

Com a utilização das velocidades superficiais o coeficiente C^{R_i} passa a ser definidos por:

$$C^{R_i} = \frac{\mu}{k} \quad (6)$$

Condições de Contorno

Para complementar a modelagem matemática foi adotada algumas condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo:

- a) Na face superior e na face inferior do reservatório foi adotado condição de não deslizamento, ou seja:

$$U_x = U_y = U_z = 0 \quad (7)$$

- b) Nas faces do lado direito, esquerdo, frontal e de trás foi adotado uma condição de simetria, ou seja, derivadas da velocidade e fração volumétrica são nulas.
 c) No poço injetor foi admitida vazão mássica de água de 0,05 kg/s, fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para óleo.
 d) No poço produtor foi considerada uma pressão estática de 100 atm.
 e) Inicialmente foi admitido que o reservatório estivesse saturado de óleo a uma pressão de 120 atm, baseado em Cunha (2010).
 f) Rocha incompressível.

Propriedades Físico-químicas

As propriedades físico-químicas dos fluidos utilizadas nas simulações numéricas estão apresentadas na Tabela 1 e as propriedades do meio poroso estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 1 – Propriedades Físico-Químicas do Fluido em estudo

	Propriedade	Valores
Água	Densidade (kg/m ³)	997*
	Massa molar (kg/kmol)	18,02*
Óleo	Densidade (kg/m ³)	868,7**
	Viscosidade (Pa.s)	0,006##

Fonte: *Manual do CFX 15.1; **Araújo *et al.* (2009).

Tabela 2 – Propriedades do reservatório petrolífero

Propriedade	Valores
Permeabilidade do Meio Poroso 1 e 2 (m ²)	7x10 ⁻⁹ #
Permeabilidade da falha geológica (m ²)	7x10 ⁻¹⁵ ##
Porosidade (Meio Poroso 1 e 2)	0,25##
Porosidade (Falha geológica)	0,1015##

Fonte: #Devorkin *et al.* (2011); ## Roque *et al.* (2016).

Resultados e Discussão

Com o intuito de avaliar o efeito da falha geológica sobre o comportamento fluidodinâmico do reservatório foram avaliados os perfis de fração volumétrica de água, da velocidade superficial da água e do óleo, da pressão e do gradiente de pressão, representados sobre as diferentes posições longitudinais.

Através das curvas de distribuição de fração volumétrica em diferentes tempos, nas diferentes posições longitudinais, pode-se observar a condição inicial adotada para o reservatório, a ausência de fração volumétrica de água. Com o passar dos dias pode-se observar o avanço progressivo da fração de água, na posição L1 em 100 dias é possível observar que cerca de 8 m do reservatório nesta posição apresenta apenas fração de água, comportamento observado na posição L2 com uma maior velocidade, em cerca de 20 dias apresenta-se 6 m do reservatório nesta posição saturado com água, este fenômeno ocorre devido à proximidade da posição ao poço injetor. Contudo, na posição L3 é observada uma pequena variação da fração volumétrica da água, devido à distância a qual a posição se encontra do poço injetor, bem como ao sentido contrário do caminho preferencial da água, em direção ao poço produtor.

De acordo com os perfis de distribuição da velocidade superficial da água em diferentes tempos nas diferentes posições longitudinais. Foi possível observar um perfil decrescente em todas as posições à medida que a água avança ao longo do reservatório, bem como uma variação na falha geológica, o qual comprova a percepção da falha a fluidodinâmica computacional do trabalho em estudo, esta variação ocorre devido à diferença de permeabilidade e resistência apresentado pela falha geológica, apresenta uma variação crescente devido à condição de rocha incompressível, adotada. Comportamento inverso é observado nas curvas de distribuição da velocidade superficial do óleo, pode-se observar que à medida que a água é injetada no reservatório o óleo é deslocado em direção ao poço produtor, quanto mais próximo ao poço produtor maior a velocidade superficial do óleo, devido a força exercida pelo fluido injetado e pela diferença de pressão do reservatório e do poço produtor.

A partir das curvas de distribuição do gradiente de pressão em diferentes tempos nas diferentes posições longitudinais, foi possível observar pequenas variações ao longo do reservatório, entretanto, uma oscilação discrepante ao passar pela posição $Z = 6$ m, posição da falha geológica, devido ao aumento da resistência ocasionado pela variação da permeabilidade, oscilação que diminui à medida que o meio poroso fica saturado com água, resultado que pode ser ratificado nas curvas de pressão.

Através da curva de produção acumulado de óleo para o caso em estudo e a produção acumulado de água, observou-se que a recuperação de óleo através da injeção de água apresentou-se de forma bem atraente, entretanto a partir de 60 dias de injeção a porcentagem de óleo recuperado em relação à quantidade de água que sai no poço produtor torna o método inviável para recuperação do óleo utilizado no presente estudo, logo, é necessário empregar outro método de recuperação, como por exemplo, métodos térmicos para obter uma maior recuperação de óleo.

Conclusões

Através das simulações realizadas pode-se concluir que:

- ✓ O modelo matemático proposto foi capaz de perceber a presença da falha geológica inserida no domínio poroso.
- ✓ Os perfis de velocidade, da pressão e do gradiente de pressão apresentam grandes variações na posição da falha geológica (6 metros), de forma crescente devido à condição adotada de rocha incompressível.
- ✓ O método utilizado mostrou-se eficiente até 60 dias de injeção contínua de água.

Agradecimentos

A Universidade Federal de Campina Grande, pela infraestrutura. As Unidades acadêmicas de Engenharia Química e de Engenharia Mecânica da UFCG e a CAPES pela ajuda financeira.

Referências Bibliográficas

ANTONELLINI, M., & AYDIN, A. **Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones: petrophysical properties**. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 78, p. 355-377, 1994.

ARAÚJO, M. V.; FARIAS NETO, S. R. **Estudo numérico da produção de óleo em reservatórios petrolíferos via injeção de água**. 2009. In: VIII Congresso de iniciação científica da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2009.

CUNHA, A. L. **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica**. 2014. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.

FAULKNER, D. R., JACKSON, C. A. L., LUNNR, J., SCHLISCHE, R. W., SHIPTON, Z. K., WIBBERLEY, C. A. J. A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow of fault zones. **Journal of Structural Geology**, v. 32, p. 1557-1575, 2010.

FOSSSEN, H., BALE, A. **Deformation bands and their influence on fluid flow**. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.91, p.1685-1700, 2007.

FOSSSEN, H. JOHANSEN T. E. S., HESTHAMMER, J., ROTEVATN A. **Fault interaction in porous sandstone and implications for reservoir management; examples from southern Utah**. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 89., p. 1593-1606, 2005.

HOLCOMB, D., RUDNICKI, J. W., ISSEN, K.A., STERNLOF, K. Compaction localization in the Earth and the laboratory: state of the research and research directions. **Acta Geotechnica**, v. 2, p. 1-15, 2007.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal do Rio Grande Do Norte, Natal, PB, 2006.

RODRIGUES, L. G., CUNHA, L. B., CHALATURNYK R. J. **Coupled Reservoir Flow Simulation: Fault Leakage Analysis**. Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, New Orleans, 2009

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 808p. 2006.

PARRY, W.T., CHAN, M.A., BEITLER, B. Chemical bleaching indicates episodes of fluid flow in deformation bands in sandstone. 2004.

SAMPLE, J.C., WOODS, S., BENDER, E., LOVEALL, M. **Relationship between deformation bands and petroleum migration in an exhumed reservoir rock**, Los Angeles Basin, California, USA. 2006.

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

THOMAS, J.E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C.A.; VEROTTO FILHO, C.; XAVIER, J. D.; MACHADO, J. C. V., **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**, ed. Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.

TORABI, A., ALIKARAMI, R. **Heterogeneity within deformation bands in sandstone reservoirs**. 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, 2012

TINDALL, S. E. Simple calculations of fluid flow across jointed cataclastic deformation bands. **Marine and Petroleum Geology**, v. 57, p. 152-159, 2014