

INFLUÊNCIA DA VAZÃO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA NO PROCESSO DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEOS: MODELAGEM E SIMULAÇÃO

Helton Gomes Alves¹; Hortência Luma Fernandes Magalhães²; Veruska do Nascimento Simões³; Antonio Gilson Barbosa de Lima⁴; Severino Rodrigues de Farias Neto⁵
^{1,3,5} UAEQ/UFCG, helton.02@hotmail.com; veruskasimoes@hotmail.com; severino.rodrigues@ufcg.edu.br
^{2,4} DEM/UFCG, hortencia.luma@gmail.com; antonio.gilson@ufcg.edu.br

Introdução

Uma acumulação petrolífera pode ser classificada em função da natureza dos fluidos e pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório, podendo se apresentar líquida, gasosa ou ainda as duas fases em equilíbrio (ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010). De acordo com Thomas *et al.* (2001), existem três tipos de reservatório: reservatórios de líquidos (também chamados de reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatório mistos (Gás e óleo).

Um poço de hidrocarboneto pode ser definido como sendo uma perfuração realizada a partir de um conjunto de operações em plataformas, na terra ou no mar, com o propósito de produzir (ou injetar fluidos) óleo e/ou gás contido em uma formação subterrânea (CORRÊA, 2003). O poço de petróleo seria o elemento de ligação para o fluxo dos fluidos das formações para a superfície, assim, a atividade de perfuração é complexa, como por exemplo, depende da localização dos reservatórios, da profundidade, do tipo de rocha, do tipo de fluido, e de alto custo (RUIZ, 2012; PAES, 2013).

De acordo com Thomas *et al.* (2001) e Paes (2013), os poços podem ser classificados de acordo com sua finalidade, localização, profundidade e quanto ao seu posicionamento. Os poços horizontais são aqueles em que as estruturas e o posicionamento dos equipamentos são próximos de 90° em relação à vertical (PAES, 2013).

Nas décadas de 60 e 70, propor perfuração de um poço com características horizontal, era algo ousado, com as tecnologias existentes, como o “whipstock”, tornava impossível a perfuração de um poço horizontal de longo alcance (ROCHA *et al.*, 2006). A partir da década de 80, o uso de poços horizontais passou a ser mais frequente na indústria petrolífera, devido ao desenvolvimento de novas técnicas de perfuração e completação (LIMA, 2011). No Brasil, a tecnologia de poço horizontal foi utilizada pela primeira vez em 1990 e vem sendo amplamente utilizada em campos de terra, especialmente na Bahia, onde as áreas com muitas falhas geológicas provocam afastamento consideráveis dos poços com relação à verticalidade que passa pelo objetivo (ROCHA *et al.*, 2006; PAES, 2013).

Arturo *et al.* (2007) relata que as vazões para poços horizontais podem ser de dois a cinco vezes maiores que para poços verticais que passaram por algum processo de estimulação, pois, uma estimulação pode aumentar a produção de um poço vertical, mas após um determinado tempo, a vazão declina rapidamente. Em geral, um poço horizontal é perfurado paralelo ao plano de um reservatório horizontal com o objetivo de interceptar a maior parte da zona produtora, superando as características de escoamento no reservatório e as possíveis dificuldades em reservatórios heterogêneos (LIMA, 2011).

Para Marques (2014) e Sansoni Júnior (2015) os poços horizontais são vantajosos em relação a outros poços quando se tem reservatórios delgados, com fraturas naturais, de baixas permeabilidades, alta viscosidade, e em alguns casos onde possa ocorrer formação de cone de gás ou água, ou produção de areia, apresentando maior área efetiva de drenagem, maior capacidade de exploração e aumento da recuperação secundária. Esse aumento de

produtividade deve-se a uma maior área de reservatório exposta ao poço, gerando um menor diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, que é chamado de *drawdown* (SANSONI JÚNIOR, 2015).

Embora uma série de ferramentas numéricas e analíticas tem sido desenvolvida para estudar o comportamento do fluxo e prever o desempenho de poços horizontais, vários problemas que podem afetar significativamente as previsões de desempenho encontram-se em constante desenvolvimento (LIMA, 2011). Assim, o presente trabalho tem como objetivo avaliar numericamente a influência da vazão de injeção de água no processo de recuperação de óleos em reservatórios petrolíferos, 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 e um passo de tempo de 24 horas.

Metodologia

O domínio de estudo corresponde a uma parcela de um reservatório petrolífero, correspondente na forma de um cubo com dimensão 20x10x20 m composto por uma parcela de um quarto (1/4) de um poço injetor disposto verticalmente com 10 m de comprimento e uma parcela de um meio (1/2) poço produtor disposto horizontalmente com 10 m de comprimento, ambos de raio de 0,01m. Apesar de toda o avanço da tecnologia e todos os recursos computacionais, em termos de velocidade de processamento, transferência e armazenamento de dados, o estudo numérico de um reservatório petrolífero com dimensões quilométricas exigiria um grande 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.

Foi utilizado o ICFM CFD para criar o domínio de estudo a partir de criação de pontos, curvas e superfície que delimitam e compõem as dimensões do domínio. A malha estruturada foi confeccionada utilizando a estratégia de blocagem predefinida empregando elementos hexaédricos, após diferentes refinamentos foi obtida uma malha estruturada formada por 603588 elementos hexaédricos.

O modelo matemático definido para descrever o escoamento no meio poroso é baseado 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.

Resultados e discussão

Foram realizadas simulações com diferentes vazões mássicas do fluido injetado (0,04; 0,05; 0,06 e 0,07 kg/s). Os resultados de distribuição de fração volumétrica de água são apresentados sobre uma isosurface em diferentes tempos de injeção de água. No tempo de 3 dias foi possível observar o comportamento radial da água e sua tendência em se deslocar pela região inferior do reservatório, fenômeno denominado segregação gravitacional, o qual toda a região da face inferior ao reservatório se encontra saturada pela água. É possível observar que no tempo de 60 dias já existe uma parcela considerável de água chegando ao poço produtor. Situação que foi observada a partir da distribuição de fração volumétrica na isosurface para diferentes vazões de injeção de água no tempo de 100 dias. Também se pode observar a área

varrida pela água ao se deslocar em direção ao poço produtor, quanto maior a vazão de injeção maior a área de varrido, acarretando uma maior recuperação de óleo, comportamento semelhante obtido por Silva (2016) e Cunha (2010). Resultado que também influenciou no volume acumulado de óleo, entretanto, pode-se observar que as curvas para as vazões de 0,06 e 0,07 Kg/s praticamente se sobrepõe, resultado que evidencia que o aumento da vazão de injeção não aumentará a eficiência de recuperação. São apresentadas as distribuições de velocidade superficial de água no plano diagonal (X,Y,Z). Quanto maior a vazão de injeção da água maior a velocidade na região próxima ao poço injetor e na região nas camadas inferiores do reservatório, devido à quantidade de água presente a qual aumenta a mobilidade do fluido injetado. Mediante a diferença de pressão também se pode observar que ao chegar à parede impermeável contida na face inferior da parcela do reservatório, próximo ao poço produtor o fluido tende a escoar no sentido contrário a gravidade, ocasionando um *breakthrough*.

Conclusões

A modelagem matemática utilizada permitiu representar os fenômenos físicos envolvidos no processo e que o aumento da vazão mássica de água apresenta um aumento na recuperação de óleos até um certo limite.

Palavras-Chave: Recuperação de óleo; Poços produtores horizontais; Simulação; CFX.

Referências

- ARTURO, N. V. C.; SANTOS, D. V.; MENDES, J. R. P.; MIURA, K; MOROOLA, C. K. **Estudo do acoplamento poço-reservatório para poços horizontais**. In: 4º PDPETRO. Campinas, SP 2007.
- BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.
- 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.
- LIMA, S. R. **Escoamento Monofásico em Poços Horizontais**. Society of petroleum Engineers, Campinas, SP, 2011.
- ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional**, 2ed. Editora Interciência: Petrobras:IBP, Rio de Janeiro, 2006.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 808p. 2006.
- RUIZ, C. P. A. **Estudo comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais**. 2012. Dissertação de Mestrado (Ciências e Engenharia de Petróleo) – PPGCEP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2012.
- SANSONI JÚNIOR, U. **Simulação do escoamento em poços horizontais com completção não convencional**. 2015. Tese de Doutorado (Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2015.
- SILVA, G. M. **Recuperação avançada de petróleo em reservatórios de forma complexa: Avaliação de parâmetros geométricos e hidrodinâmicos**. 2016. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-25/ANP) – Curso de Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2016.
- 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.