



MÉTODO ANALÍTICO DO FLUXO FRACIONÁRIO APLICADO À INJEÇÃO DE POLÍMEROS UTILIZANDO PYTHON

João V. D. S. Coelho¹, Erika V. S. Carmo², Clecio M. Ribeiro³, Luis G. Rodrigues⁴

¹Universidade Federal do Ceará (UFC), ²Universidade Federal do Ceará (UFC),

³Universidade Federal do Ceará (UFC), ⁴Universidade Federal do Ceará (UFC).

RESUMO

Dada a importância do investimento antecipado em métodos de recuperação avançada (EOR) motivada pela alta dos preços do barril, grande número de campos maduros em declínio, incertezas de novas descobertas e da baixa eficiência de métodos convencionais de recuperação, se destaca a injeção de polímeros. Indicada para uma razão de água e óleo desfavorável, ou seja, uma RAO alta ou reservatórios heterogêneos, esse método atua na viscosidade da água, diminuindo caminhos preferenciais e como consequência, reflete em deslocamentos mais eficientes devido a redução da razão de mobilidade. Diante disso, o método analítico de fluxo fracionário é aplicado à injeção de polímeros com o objetivo de estudar os perfis de saturação, estimar o tempo de breakthrough e produção acumulada de óleo realizando análise de sensibilidade de parâmetros como molhabilidade da rocha, nível de adsorção e razão de mobilidades.

Palavras-chave: Polímero; Python; Fluxo Fracionário

INTRODUÇÃO

Neste trabalho será estudado um método analítico de fluxo fracionário para a compreensão dos principais fenômenos físicos que atuam na injeção de polímeros. Tal análise é definida como a razão da vazão com que uma fase irá escoar no meio poroso em relação à vazão total de fluidos em escoamento e aliado a modelos clássicos como Buckley & Leverett (1942) e Welge (1952), obter o perfil de saturação e a estimativa da recuperação de óleo através desse método de recuperação avançada.

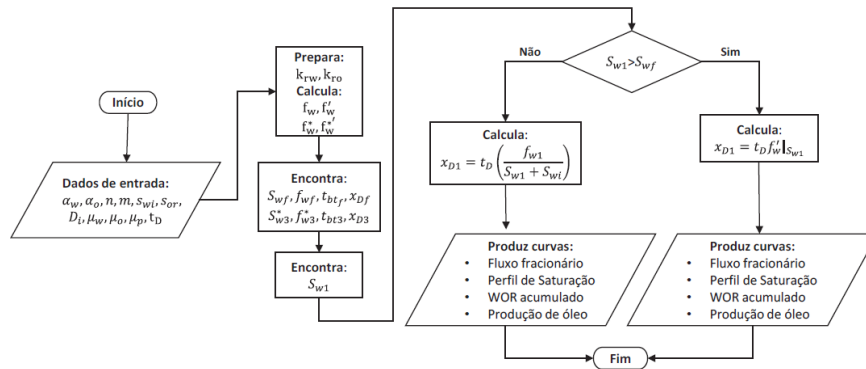
Dessa forma, foi desenvolvido um algoritmo em Python, baseado no equacionamento do modelo, com o propósito avaliar diferentes cenários.

METODOLOGIA

O desenvolvimento do algoritmo foi baseado nos trabalhos desenvolvidos por Buckley & Leverett (1942), Welge (1952), Patton et al. (1971) e Green & Willhite (1998). Ademais, foi utilizado a Dissertação de Mestrado do Rios (2014) para direcionamento da

metodologia. As curvas de permeabilidade relativa se basearam no Modelo de Corey e nas regras de Craig (1971) para molhabilidade.

Figura 1. Fluxograma do algoritmo.



Fonte: RIOS, Vinicius (2014).

Dessa forma, como explicitado pelo algoritmo na Figura 1, encontrar as saturações e frentes de avanço dos bancos de água e polímero é análise central qual todos os outros cálculos de posição de frente de avanço, tempo de breakthrough, produção acumulada e permitirão a avaliação dos cenários de injeção de polímeros.

Tome Nota:

- Parâmetros de área aberta ao fluxo, comprimento da amostra, porosidade, vazão de injeção são mantidos constantes. Ademais, as análises são realizadas alterando apenas um parâmetro por vez, mantendo todos os outros parâmetros iguais ao do cenário base. Por último, a fim de atender as limitações do resumo estendido, para os resultados das análises de sensibilidade, exceto o caso base, serão feitos apenas comentários.

O caso base possui os seguintes valores para os parâmetros:

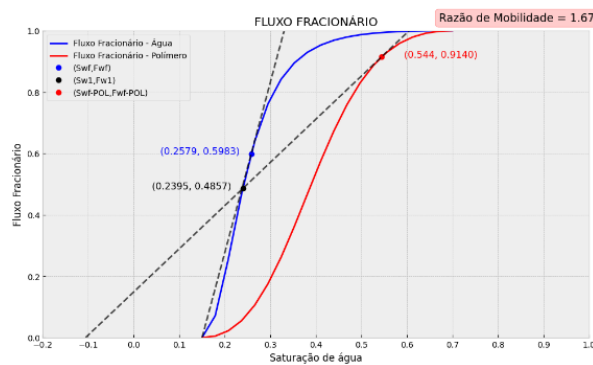
- **Fluidos:** vazão de injeção = 0,500 cm³/min; saturação de água conata = 15%, saturação de óleo residual = 30%; viscosidade da água = 1 cP; viscosidade da solução polimérica = 15 cP; viscosidade do óleo = 200 cP.
- **Meio poroso arenítico:** Densidade do grão = 2,65 g/cm³, porosidade = 25%; área aberta ao fluxo = 12 cm², comprimento = 40 cm;
- **Polímero:** Concentração = 1500 ppm; Massa adsorvida = 20 μg/g de rocha.
- **Molhabilidade a água.**

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Cenário base:

Ilustrando o supracitado na metodologia, pela análise do gráfico da Figura 2, $S_{wf} > S_{w1}$, portanto, S_{w1} possuirá uma maior velocidade e assumirá a frente de avanço. Esse banco de água é composto por água desassociada do banco de solução polimérica e água conata deslocada.

Figura 2. Curvas de fluxo fracionário.



Fonte: Python via Jupyter Notebook (2023).

Para cenário base, foi observado um tempo considerável de breakthrough do banco de polímero comparada com o banco de água. Portanto, mostrou que o EOR possui bastante eficiência quando a molhabilidade é a água.

Molhabilidade ao óleo:

A razão de mobilidades foi igual a 10, indicando que o EOR não foi capaz de tornar o banco de água mais lento e evitar a formação de caminhos preferenciais, a produção acumulada e tempo de breakthrough do banco de polímero foram menores se comparado ao cenário base.

Razão de Mobilidades para uma viscosidade da solução polimérica $\mu_p = 5$ cP:

Comparado ao caso base, a diminuição na viscosidade foi responsável por aumentar a razão de mobilidades de 1,67 para 5,0. Com isso, o tempo de breakthrough reduziu para o banco de polímero. Portanto, quanto maior a Razão de Mobilidades, pior será para o método EOR.

Grau de adsorção para uma massa adsorvida $A_i = 40 \mu g/g$:

Os resultados para esse grau de adsorção mostram que o aumento na adsorção gerou um atraso da chegada do banco de polímero enquanto banco de água foi antecipado. Dessa forma, houve atraso no óleo produzido e mais água produzida no período inicial, mas, os fatores de recuperação foram bem próximos.

CONCLUSÃO

O algoritmo gerado em Python foi capaz de realizar as análises de sensibilidade variando parâmetros de molhabilidade, razão de mobilidades e nível de adsorção. Além disso, o algoritmo possibilitou a obtenção de perfis de saturação ao longo da distância, tempo de breakthrough, produção acumulada e fator de recuperação dos bancos de água e polímero. Os cenários mais favoráveis para injeção de polímeros indicaram sistemas molháveis a água e razão mobilidades menores, mais próximas de 1, resultando em uma maior recuperação de óleo de maneira antecipada.

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos ao orientador Luis Glauber Rodrigues, à Pró-Reitoria de Extensão e ao Programa de Recursos Humanos da UFC (PRH-31.1/ANP/FINEP).

REFERÊNCIAS

BUCKLEY, S.E e LEVERETT, M.C: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands," Trans., AIME(1942) 146,107-116

WELGE, H. J.: "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive," Trans., AIME(1952) 195 91-98.

GREEN, D. W., WILLHITE, G. P., Enhanced Oil Recovery, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, SPE Textbook Series Vol. 6. 1998.

RIOS, V.S. Recuperação de Óleo por Injeção de Polímeros – Abordagens Experimental, Analítica e Numérica em Pequena Escala. 2014. Dissertação de Mestrado (Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.) - Universidade Estadual de Campinas, [S. I.], 2014.

CRAIG, F.F. Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas (1971)