



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

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

Autores: João Victor Da Silva Coelho, Erika Vitoria Carmo, Clecio Mota Ribeiro, Luis Glauber Rodrigues.

Universidade Federal do Ceará, joavictor@alu.ufc.br, erikavitoria@alu.ufc.br, clecioribeiro42@alu.ufc.br, glauber.rodrigues@ufc.br

Resumo: Dada a importância do investimento antecipado em métodos de recuperação avançada (EOR) motivada pelo 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 presente trabalho utilizou metodologias descritas na envolvendo o método analítico de fluxo fracionário aplicado à injeção de polímeros e construiu um algoritmo em Python com 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. A partir dos estudos realizados, conclui-se que sistemas molháveis a água e razão de mobilidades menores resultam em maiores recuperações de óleo, enquanto o aumento da adsorção gerou atraso do banco de polímeros e antecipação do banco de água na chegada ao poço produtor, apesar de atingirem recuperações totais muito próximas. Com isso, o método mostrou-se efetivo ao fornecer uma análise de sensibilidade de parâmetros muito relevantes na avaliação da injeção de polímeros.

Palavras-chave: Polímero, Python, Fluxo Fracionário

1. INTRODUÇÃO

Dada a importância do investimento antecipado em métodos de recuperação avançada (EOR) motivada pelo 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. Em reservatórios de petróleo caracterizados por uma razão de água e óleo (RAO) desfavorável, ou seja, uma alta RAO ou reservatórios heterogêneos, esse método atua sobre a viscosidade da água, reduzindo a razão de mobilidades e como consequência, diminuindo a formação de caminhos preferenciais e aumentando a eficiência de deslocamento dos fluidos.

Para um melhor entendimento da eficiência de deslocamento no meio poroso, é essencial destacar o conceito de mobilidade de um fluido, λ , que é definido pela relação entre a permeabilidade efetiva e sua viscosidade. A partir desse conceito, pode-se obter a razão de mobilidades entre o fluido deslocante, geralmente a água, e o fluido deslocado, o óleo, para avaliar a eficiência de um processo de injeção.

Aliado a isso, o conceito de fluxo fracionário sob forma de equação surge como outra forma de entender esses deslocamentos no meio poroso. Esse equacionamento foi apresentado por Leverett (1941) e é definido como a razão da vazão com que uma fase escoar em relação a vazão total em escoamento. Juntamente com a equação de taxa de avanço frontal, compõem o modelo de Buckley-Leverett (1942) para o deslocamento de fluidos não miscíveis. Outrossim, Welge (1952) desenvolveu a teoria supracitada para o cálculo de saturações médias nas regiões invadidas, que são utilizadas para a determinação da eficiência de deslocamento.

Por último, o presente trabalho utiliza-se os estudos realizados por Patton et al. (1971) e Pope (1980) para modelar a injeção de polímeros a partir de uma generalização na teoria de fluxo fracionário. Concomitante a isso, utiliza-se os estudos desenvolvidos por Green and Willhite (1998) para descrever graficamente os dois possíveis cenários do fluxo fracionário aplicado à injeção de polímeros.

Dessa forma, o presente trabalho explora o método analítico do fluxo fracionário para a compreensão dos principais fenômenos físicos que atuam na injeção de polímeros. Com isso, foi desenvolvido um algoritmo em Python com o propósito avaliar os efeitos de parâmetros como molhabilidade, razão de viscosidades, molhabilidade e nível de adsorção na recuperação de óleo e no tempo de breakthrough.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um dos principais motivos relacionados à ineficiência da injeção de água está ligada à grande diferença entre as viscosidades do fluido injetado (ou deslocante) e do deslocado (óleo). Diante disso, o fluido injetado move-se mais facilmente no meio poroso e dirige-se diretamente para poços produtores através de caminhos preferenciais formados pelo furo da barreira de óleo, formando o efeito conhecido como digitação viscosa. Isso implica dizer que haverá áreas no reservatório que não serão varridas e até áreas onde a água varreu foi deixado uma certa quantidade de óleo para trás (ROSA et al, 2006).

Ainda segundo Rosa et al. (2006), uma das formas de aumentar a saturação média de água (S_w), consiste na alteração da curva de fluxo fracionário, de modo que o deslocamento do banco de água se aproxime ao máximo do modelo de deslocamento completo (tipo pistão). Nesse modelo, saturação média de água é dada por um menos a saturação de óleo irreduzível. Diante disso, essa alteração na curva de fluxo fracionário pode ser obtida por meio da injeção de polímeros, aumentando a viscosidade da água injetada.

O estudo se baseia no modelo desenvolvido por Buckley e Leverett (1942) para descrever o deslocamento do fluido injetado no meio poroso como pistão com vazamento, em que parte do fluido a ser deslocado vai ficando para trás. Tal modelo utiliza-se da equação do fluxo fracionário e da equação de taxa de avanço frontal. Mais adiante, em 1952, Welge desenvolveu esse modelo para contemplar o cálculo da saturação média nas regiões invadidas, essencial para obtenção da recuperação de óleo.

Com base no modelo de Buckley e Leverett, Patton et al. (1971) e Pope (1980) realizaram uma adaptação para obtenção do perfil de saturação para injeção de polímeros através da análise de fluxo fracionário e possibilitar a obtenção velocidade do banco de polímeros.

Por último, Green e Willhite (1998) abordam a recuperação a partir da injeção de polímeros sob um sistema unidimensional baseado na análise de fluxo fracionário, em que apresentaram dois cenários para a saturação de frente de avanço da água que irá variar com as condições de molhabilidade, viscosidade, adsorção. Diferentemente da injeção de água em que há apenas uma descontinuidade (S_{wf}) causada pela diferença de saturação de água, eles observam que ao injetar polímeros há a formação de duas descontinuidades ou bancos, sendo a primeira (S_{w3}^*) da solução polimérica por não haver polímero inicialmente no meio poroso e a segunda (S_{w1}), logo à frente do banco de polímero, composta pela liberação de água da solução polimérica causada pela adsorção do polímero e pela água conata do reservatório.

3. METODOLOGIA

Aqui serão descritos os equacionamentos, análises gráficas e o algoritmo utilizado para a construção do método analítico do fluxo fracionário realizado em Python.

A razão de mobilidades M na Equação 1, as Equações 2 e 3 referentes respectivamente ao fluxo fracionário da água f_w e da solução polimérica f_w^* e Equação 4 para a taxa de avanço frontal adimensional v_D são descritas abaixo.

$$M = \frac{\frac{Krw}{\mu_w}}{\frac{Kro}{\mu_o}} = \frac{Krw * \mu_o}{Kro * \mu_w}$$

Equação 1. Razão de Mobilidades.

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) \left(\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\right)}$$

Equação 2. Fluxo Fracionário da água.

$$f_w^* = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_p}{\mu_o}\right) \left(\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\right)}$$

Equação 3. Fluxo Fracionário da solução polimérica.

Em que, Krw e Kro referem-se às permeabilidade relativa a água e ao óleo, respectivamente e, μ_w e μ_o referem-se às viscosidade da água e do óleo respectivamente

$$v_D = \frac{dx_D}{dt_D} = \frac{df_w}{dS_w} = f'_w | S_w$$

Equação 4. Taxa de avanço frontal adimensional.

Em que, x_D e t_D referem-se à posição e tempo adimensionais respectivamente e, $f'_w | S_w$ refere-se à derivada do fluxo fracionário para determinada saturação S_w .

A saturação média \bar{S}_{wf} proposta por Welge (1952) essencial para obter informações sobre a eficiência de deslocamento é descrita pela Equação 5. Sendo S_{wf} e f_{wf} a saturação e fluxo fracionário da frente de avanço e f'_{wf} a derivada do fluxo fracionário na saturação de frente de avanço.

$$\bar{S}_{wf} = S_{wf} + \frac{1 - f_{wf}}{f'_{wf}}$$

Equação 5. Saturação média de água atrás da frente de avanço.

Patton et al. (1971), Pope (1980) propuseram a taxa de avanço frontal adimensional para o banco de polímero (v_{DCi}) que dependerá do grau de adsorção D_i , descrita pela Equação 6. Sendo f_w^* o fluxo fracionário da solução polimérica para determinada S_w^* da fase aquosa.

$$v_{DCi} = \frac{dx_D}{dt_D} = \frac{f_w^*}{S_w^* + D_i}$$

Equação 6. Taxa de avanço frontal da saturação de frente de avanço do banco de polímero.

A concentração de polímero C_i depende da quantidade de massa adsorvida em relação a massa rochosa A_i , ρ_{gr} é a densidade do grão da rocha. Além disso, \hat{C}_i representa a retenção do polímero na rocha. As equações 7 e 8 descrevem o cálculo a ser realizado.

$$D_i = \frac{\partial \hat{C}_i}{\partial C_i}$$

Equação 7. Termo relacionado à adsorção.

$$\hat{C}_i = \frac{A_i \rho_{gr} \cdot (1 - \phi)}{\phi}$$

Equação 8. Retenção polimérica.

É importante destacar que foi utilizado o modelo Corey para o cálculo das permeabilidades relativas e as regras de Craig (1971) para a obtenção da molhabilidade, em que: I- Se na saturação em que as permeabilidades relativas são iguais e a saturação de água for maior que 50%, o sistema é molhável a água, abaixo disso é molhável ao óleo. II – Em sistemas molháveis a água, permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual é geralmente menor que 30% e maiores que 50% em sistemas molháveis ao óleo.

A Figura 1 proposta por Rios (2014) mostra os cenários descritos por Green and Willhite (1998). O primeiro cenário mostra que $S_{w1} < S_{wf}$, isto é, a saturação S_{w1} terá uma velocidade maior que S_{wf} e dessa forma assumirá a frente de avanço. O segundo cenário mostra que $S_{w1} > S_{wf}$, ou seja, S_{wf} assumirá a frente de avanço e, além disso, nesse caso há uma variação de saturação entre S_{w1} e S_{wf} . É importante destacar eles utilizam uma nomenclatura específica para o banco de polímero, em que S_{w3}^* refere-se à saturação de frente de avanço do banco de polímero e f_{w3}^* .

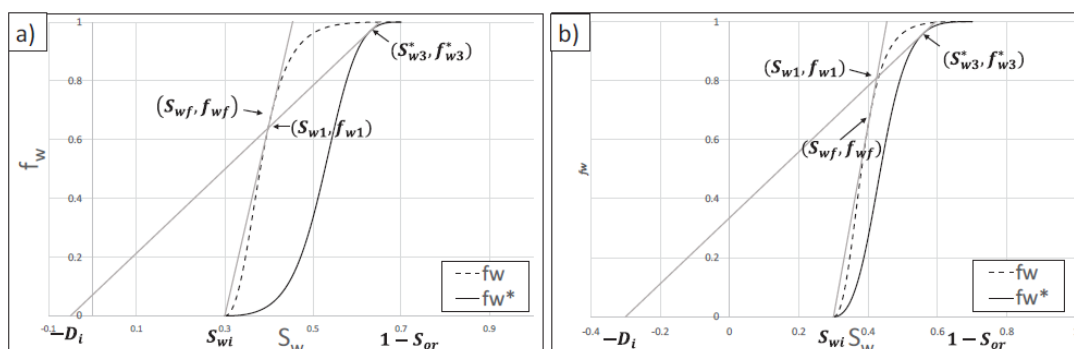


Figura 1. Curvas de fluxo fracionário (Fw) em um sistema de injeção de polímeros.
Cenário 1 – $S_{w1} < S_{wf}$ e Cenário 2 – $S_{w1} > S_{wf}$.

De acordo com Smith (1975), traçar uma tangente à curva de fluxo fracionário passando pela saturação inicial de água S_{wi} obtém-se a saturação da frente de avanço no ponto tangente. Diante disso, para encontrar a saturação de água parte-se do cálculo diferencial máximo do fluxo fracionário, ou seja, a máxima inclinação da reta tangente à curva. Esse valor será a saturação de frente de avanço do fluido deslocante através do cálculo diferencial do fluxo fracionário a partir reta tangente à curva.

No entanto, a solução pode ser trabalhosa de ser encontrada e o código em Python pode se tornar extenso a depender das equações de permeabilidade utilizadas. Diante disso, foi utilizado a função *Random Uniform* do Python para geração de valores randômicos de saturação de água com no mínimo duas casas decimais a partir de uma distribuição de probabilidade uniforme.

Pode-se notar na Figura 2, gerada em Python, que à medida que o número de iterações N aumenta, a geração de valores em um intervalo se torna mais homogênea. Foi escolhido N = 5000. Portanto, para N = 1000, garantimos que todo o intervalo de saturação é gerado para as duas primeiras casas decimais exigidas no modelo e com isso, a máxima inclinação certamente será obtida.

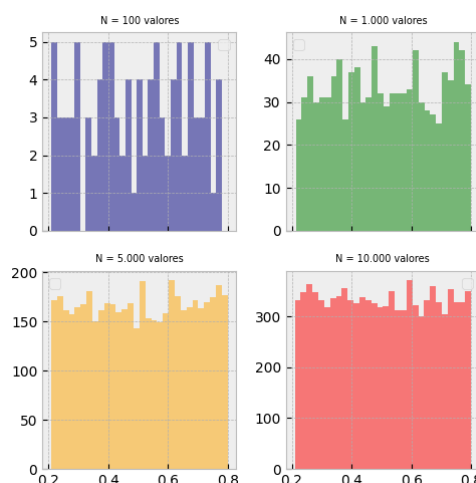


Figura 2. Distribuição de saturações aleatórias.

Adaptando as equações de velocidade e a Equação 5 proposta por Welge (1952), pode-se obter o para o cálculo da recuperação de óleo adimensional (N_{pD}):

Antes da irrupção de água: $N_{pD} = W_{iD} = t_D$ Equação 8.

Após a irrupção de água: $N_{pD} = \bar{S}_w - S_{wi} = S_{we(x=L)} + t_D(1 - f_{we(x=L)}) - S_{wi}$ Equação 9.

Em que W_{iD} é o volume de água injetado adimensional, S_{wi} e \bar{S}_w são a saturação inicial e média de água e $S_{we(x=L)}$ e $f_{we(x=L)}$ são a saturação e fluxo fracionário da face de saída, respectivamente.

É essencial destacar que parâmetros de área aberta ao fluxo A, comprimento da amostra L, porosidade, vazão de injeção q são mantidos constantes. Ademais, as análises são realizadas alterando apenas um parâmetro por vez, mantendo todos os outros parâmetros iguais ao do cenário base.

O caso base possui os seguintes valores para os parâmetros:

- Fluidos: $q = 0,500 \text{ cm}^3/\text{min}$; saturação de água conata irreduzível (S_{wi}) = 15%, saturação de óleo residual (S_{or}) = 30%; $\mu_w = 1 \text{ cP}$; $\mu_p = 15 \text{ cP}$; $\mu_o = 200 \text{ cP}$.
- Meio poroso arenítico: $\rho_{gr} = 2,65 \text{ g/cm}^3$, porosidade = 25%; $A = 12 \text{ cm}^2$, $L = 40 \text{ cm}$;
- Polímero: $C_i = 1500 \text{ ppm}$; $\hat{C}_l = 20 \text{ } \mu\text{g/g}$ de rocha.
- Molhabilidade a água.

A partir do supracitado, a Figura 3 mostra o algoritmo proposto por Rios (2014) para 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.

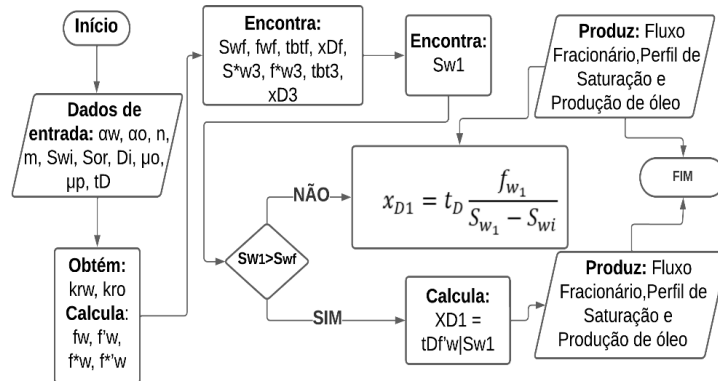


Figura 3. Fluxograma do algoritmo.

4. RESULTADOS

Ilustrando o supracitado na metodologia, pela análise do gráfico da Figura 4 gerada em Python, $S_{wf} > S_{w1}$, 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.

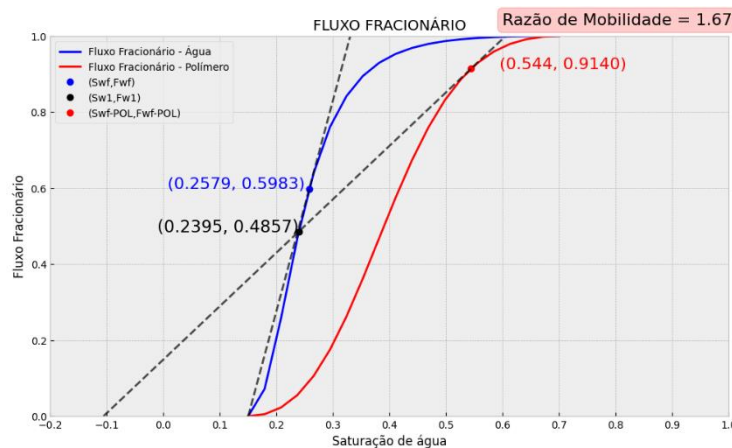


Figura 4. Curvas de Fluxo Fracionário.

As tabelas a seguir usam siglas para nomear as colunas em que tBT refere-se ao tempo de breakthrough adimensional, NpD e Np (cm³) referem-se à recuperação de óleo adimensional e dimensional respectivamente e FR (%) ao fator de recuperação.

Para o cenário base, como a Tabela 1, 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.

| Banco | tBT | NpD | Np (cm³) | FR (%) |
|----------|-------|-------|----------|--------|
| Água | 0,184 | 0,184 | 22.079 | 21,65 |
| Polímero | 0,711 | 0,455 | 54,692 | 53,53 |

Tabela 1. Dados de produção e tempo de breakthrough.

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. Como consequência, a produção acumulada e o tempo de breakthrough dos bancos foram bem menores comparados ao caso base, como mostrado na Tabela 2.

| Banco | tBT | NpD | Np (cm ³) | FR (%) |
|----------|-------|-------|-----------------------|--------|
| Água | 0,036 | 0,036 | 4,321 | 4,24 |
| Polímero | 0,540 | 0,284 | 34,080 | 33,41 |

Tabela 2. Dados de produção e tempo de breakthrough.

Razão de Mobilidades - Viscosidade da solução polimérica $\mu_p = 5$ cP: Comparado ao caso base, a diminuição da viscosidade provocou um aumento na razão de mobilidades de 1,67 para 5,0. Com isso, o tempo de breakthrough reduziu para o banco de polímero, conforme a Tabela 3. Portanto, quanto maior a razão de mobilidades, pior será uma aplicação da injeção de polímeros.

| Banco | tBT | NpD | Np (cm ³) | FR (%) |
|----------|-------|-------|-----------------------|--------|
| Água | 0,181 | 0,181 | 21,720 | 21,29 |
| Polímero | 0,633 | 0,377 | 45,242 | 44,35 |

Tabela 3. Dados de produção e tempo de breakthrough.

Grau de adsorção - Massa adsorvida da solução polimérica $A_i = 40$ $\mu g/g$: O aumento do grau de adsorção resultou em um atraso na chegada do banco de polímero enquanto o banco de água foi antecipado. Dessa forma, houve um atraso no óleo produzido, porém o fator de recuperação final chegou bem próximo ao do caso base, conforme mostrado na Tabela 4.

| Banco | tBT | NpD | Np (cm ³) | FR (%) |
|----------|-------|-------|-----------------------|--------|
| Água | 0,181 | 0,181 | 21,720 | 21,29 |
| Polímero | 0,826 | 0,464 | 55,679 | 54,59 |

Tabela 4. Dados de produção e tempo de breakthrough.

5. CONCLUSÃO:

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.

6. AGRADECIMENTOS

Os agradecimentos vão para o Programa de Recursos Humanos PRH 31.1 ANP/FINEP/UFC e à Escola Piloto de Engenharia de Petróleo – Projeto de Extensão e ao orientador Luis Glauber Rodrigues.

7. REFERÊNCIAS

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

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

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

LEVERETT, M. C.: **Capillary Behavior in Porous Solids.** Trans. AIME, 142, 1941.

PATTON, J. T., COATS, K.H., and COLEGROVE, G.T.: **Prediction of Polymer Flood Performance,**” Soc. Pet. Eng. J. (March 1971) 72-84; Trans., AIME, 251.

POPE, G. A.: **The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery.** SPE-7660-PA. doi: 10.2118/7660-PA, 1980.

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. l.], 2014.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D., *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*, Interciência, 2006.

SMITH, C. R.: **Mechanics of Secondary Oil Recovery.** Malabar, Florida, TX, USA, Robert E. Krieger Publishing Company, 1975.

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