

NUMERICAL SIMULATION OF ENGINEERED WATER INJECTION: EFFECT OF OIL COMPOSITION AND ROCK CHARGE DISTRIBUTION

Mateus S. Neto, Luiz Fernando Lamas, Damianni Sebrao

¹ Vinculado ao projeto “Simulação Numérica da Injeção de Água Projetada em Carbonatos”

² Acadêmico (a) do Curso de Eng. de Petróleo – CESFI – Bolsista voluntário de iniciação científica

³ Orientador, Departamento de Eng. de Petróleo – CESFI – luis.lamas@udesc.br

⁴ Acadêmico do Curso de Eng. de Petróleo – CESFI

A indústria do petróleo é fundamental para a Economia Global e vital para a Brasileira, numa das suas mais variadas facetas estão as técnicas de recuperação avançada de petróleo. Essas técnicas alteram a viscosidade do fluido escoante, permeabilidade e porosidade da rocha reservatório. No caso estudado o foco está em rochas carbonáticas, as quais entre 80% e 90% de suas formações no mundo, possuem mais molhabilidade a óleo, as tornando mais aderentes a esse fluido, obtendo menor fator de recuperação, diminuindo a produção em relação a seu potencial de produtividade total.

Essas técnicas de recuperação podem ser simuladas por softwares de simulação numérica, como os efeitos da injeção de água salina em reservatórios carbonáticos, o objetivo do estudo no artigo publicado. Um modelo numérico foi criado a partir do programa PHREEQC e da linguagem de programação Python como ferramenta, para entender o efeito da presença de grupos ácidos e básicos no óleo e locais de carga positiva e negativa na calcita, a rocha carbonática típica dos reservatórios no pré sal brasileiro.

No desenvolvimento do algoritmo se aplicou o conceito de SCM (Surface Complexation Model), Bond product Sum (BPS) para prever a eficiência da injeção de salmoura no reservatório, sobre o fator de recuperação de óleo. O SCM é um modelo físico-químico usado para modelar a superfície de adsorção. Essa técnica caracteriza a molhabilidade, tornando possível identificar os pares de ligação eletrostáticas na superfície da formação das rochas carbonáticas e prever a eficiência da injeção de salmoura no reservatório para aumentar o fator de recuperação. O conceito de BPS é a soma de todas as ligações iônicas dos compostos dissolvidos nos lócus das camadas da superfície de complexação teórica. Essas ligações permitem a análise da mudança da molhabilidade, pois se a soma das conexões entre óleo e calcita forem altas, a superfície é mais molhável a óleo.

Na análise dos efeitos sobre o fluido produzido, os números de grupos ácidos e básicos quando aumentados amplificaram o valor de BPS, tornando a rocha mais molhável a óleo. Para os grupos ácidos se percebeu uma maior relevância sobre esse efeito. Para a calcita, as influências dos dois grupos foi a mesma, sobre o BPS, quanto maior o número de grupos, mais molhável o sistema se torna a óleo, assim é obtido um menor fator de recuperação.

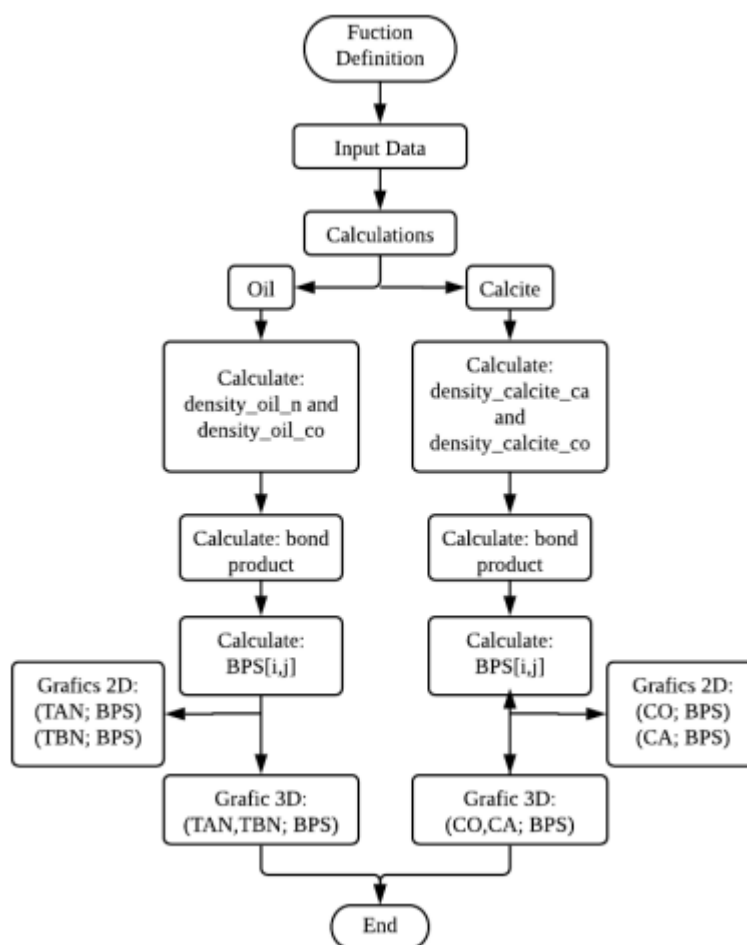


Figura 1- Fluxograma do algoritmo desenvolvido.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo. Molhabilidade. Injeção de água.