

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE INJEÇÃO DE ÁGUA INJETADA: EFEITO DA COMPOSIÇÃO DE ÓLEO E DISTRIBUIÇÃO DE CARGA DE ROCHA¹

Thalía Soares Fragoso², Luis Fernando Lamas³, Damianni Sebrao⁴

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

² Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo – CESFI – Bolsista PROBIC/UDESC.

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

⁴ Co-orientador, Departamento de Engenharia de Petróleo – CESFI – damianni.sebrao@udesc.br.

A utilização de técnicas de *Enhanced Oil Recovery* (EOR), durante a vida produtiva de um reservatório é benéfica à exploração de petróleo, pois ao produzir apenas com a energia natural, alcança um rendimento consideravelmente baixo. Rendimento que pode ser modificado conforme alterações da permeabilidade, porosidade da rocha e viscosidade do fluido.

Grande parte dos reservatórios carbonáticos do mundo são preferencialmente molháveis a óleo, ou seja, possuem uma maior afinidade com o óleo do que com a água, por isso apresentam baixo fator de recuperação de óleo. Visando aumentar o fator de recuperação, a injeção de água projetada vem sendo amplamente utilizada como método de recuperação avançada de petróleo. O método baseia-se na injeção de uma solução no reservatório, geralmente baseada na composição da água do mar, tendo como objetivo alterar a molhabilidade da rocha para que a superfície do reservatório seja mais molhável a água. Para tal, é realizado modificações compostacionais na salmoura de injeção com o intuito de que a salinidade da água injetada seja menor do que a água presente na formação.

A simulação numérica melhora as técnicas de recuperação. No entanto, a modelagem numérica não tem sido feita de maneira mecanicista e necessita de fundamentos científicos sólidos. Com o objetivo de sanar essa questão, foi criado um modelo numérico com base na aplicação de conceitos de *Surface Complexation Model* (SCM) e *Bond Product Sum* (BPS). Bem como, *Total Acid Number* (TAN) e *Total Basic Number* (TBN) do óleo, aplicados para determinar o efeito do pH desses compostos a partir da teoria da superfície de complexação, sobre a interação dos íons da calcita e do óleo, influenciando na molhabilidade a óleo e consequentemente alterando o fator de recuperação.

Para a criação do modelo numérico, foram utilizados como ferramenta o programa PHREEQC e a linguagem de programação Python, para predizer os efeitos da molhabilidade e compreender o efeito da presença de grupos ácidos (carboxílicos) e básicos (nitrogênio) do óleo, sítios positivos e negativos da calcita (rocha carbonática típica nos reservatórios do pré-sal brasileiro), na alteração da molhabilidade, devido a mudanças na composição da água de injeção.

No que tange ao óleo, os números ácidos e básicos ao aumentarem, elevaram o BPS, e ao decaírem, diminuíram o BPS, como mostrado na Figura.1, mas deixando evidente que o ácido possui maior influência. Para a calcita, a influência dos sites positivos e negativos em relação a molhabilidade é a mesma, seguindo o mesmo comportamento do óleo (Figura 2).

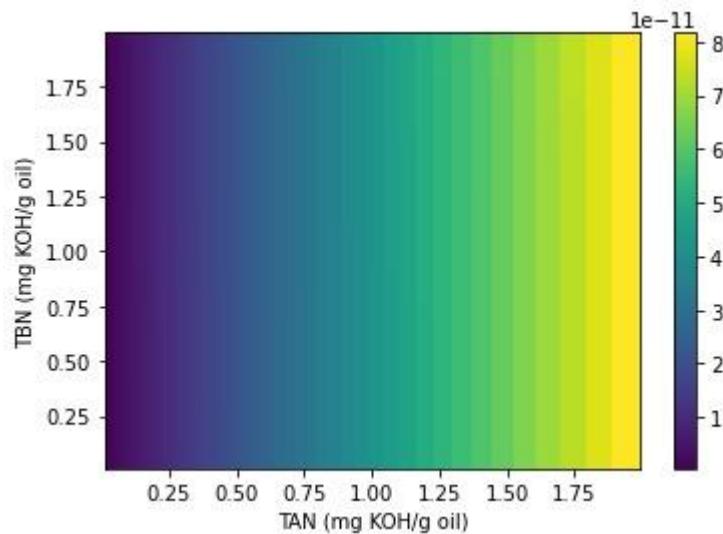


Figura 1: Valores de BPS por variação de TAN e TBN.

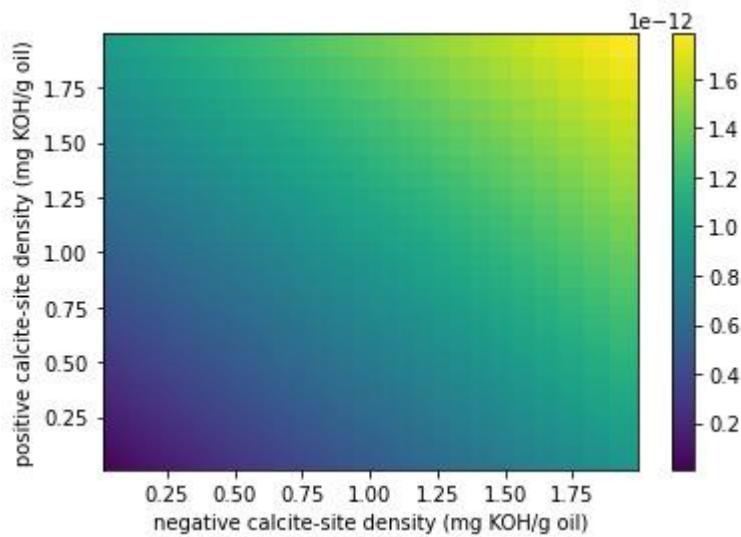


Figura 2: Valores de BPS para variação de densidade de sítios de calcita positiva e negativa.

Palavras-chave: Recuperação Avançada de Petróleo. Injeção de Água Projetada. *Bond Product Sum*.