



## Avaliação geoquímica de óleos recuperados após injeção de salmoura e biossurfactantes utilizando ESI(-) FT-ICR MS

Luciana Gicovate Paes Sodré, Laercio Lopes Martins, Danielle Franco, Boniek Vaz, Georgiana Feitosa da Cruz

Métodos de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR) são aplicados para que se possa produzir uma fração adicional do óleo que permanece no reservatório após operações de recuperação primária e secundária. Normalmente o óleo de difícil recuperação que fica trapeado é rico em compostos polares de maior peso molecular e de difícil caracterização por técnicas convencionais. Assim, não é comum relatos sobre a análise composicional do óleo recuperado, nem sobre a influência de métodos EOR na avaliação geoquímica desse óleo. Portanto, o objetivo geral deste trabalho foi avaliar a influência da injeção de salmoura (*Waterflooding*) e de biossurfactantes (*Microbial Enhanced Oil Recovery*, MEOR) na análise da fração polar dos óleos recuperados, em condições laboratoriais. Os testes de injeção (*Coreflooding*) foram realizados em meio poroso Berea, com petróleo (Óleo Controle), salmoura (NaCl a 3%) e solução de biossurfactante (96,17 mg/L). Após os experimentos de injeção, coletou-se o óleo produzido com a salmoura (Óleo I) e com o biossurfactante (Óleo II) para análise por Espectrometria de Massa de Ressonância Ciclotrônica de Íons por Transformada de Fourier com fonte de Ionização por *Electrospray* no modo negativo (ESI(-) FT-ICR MS). Os resultados mostraram que o Óleo Controle e o II têm mais similaridade em sua distribuição de classes de heteroátomos, com alta abundância das classes N, O, NO<sub>2</sub> e O<sub>3</sub>S. De forma semelhante, o I mostra um aumento nas abundâncias relativas das classes N e O, porém há uma diminuição nas classes NO<sub>2</sub> e O<sub>3</sub>S, além da supressão das classes NO<sub>2</sub>S e O<sub>3</sub>S<sub>2</sub>. Para este caso, e para o II ligeiramente afetado, sugere-se que alguns compostos nitrogenados e seus análogos podem ser preferencialmente adsorvidos pela rocha ou carregados pelas soluções injetadas. A classe N, contendo carbazóis alquilados de baixo peso molecular, benzo- e dibenzocarbazóis, com menos de três substituintes alquila, tem maior abundância para todos os óleos, seguida da classe O, que engloba prováveis componentes com um grupo funcional hidroxila capaz de ser desprotonado. A classe O<sub>2</sub> também em alta abundância, é composta principalmente de ácidos naftênicos. Essas mudanças na composição de compostos polares ácidos podem afetar a avaliação geoquímica, como observado na análise da maturidade dos óleos recuperados (I e II), os quais apresentaram uma abundância relativa de carbazóis maior do que o Óleo Controle. Sendo assim, concluiu-se que os processos de *Waterflooding* e MEOR podem afetar a interpretação geoquímica, como a maturidade térmica, de óleos recuperados, com base na análise de compostos ácidos.

Instituição do Programa de PG: UENF/CCT/LENEP  
Fomento da bolsa: CAPES, UENF/LENEP