

FORMULAÇÃO DE ESPUMAS LÍQUIDAS COM N₂ E CO₂ PARA RECUPERAÇÃO MELHORADA DE PETRÓLEO (EOR): EFEITO DO TIPO DE SURFACTANTE

Aluno: Christopher Feitosa da Silva
Orientadora: Aurora Pérez Gramatges

Introdução

A extração de petróleo é um dos motores da economia brasileira, e por tal fato ao longo dos anos recebeu um grande investimento em termos de estrutura, no entanto, apesar de o Brasil ter uma quantidade elevada de reservatórios explorados, o rendimento médio dessa extração é baixo, sendo, portanto, uma importante área do estudo a elevação desse rendimento [1]. Após os processos, primário e secundário, de recuperação do petróleo, obtém-se um rendimento médio de 35%, considerando os altos custos de exploração e o lucro proveniente da extração, esse valor de rendimento é considerado baixo, sendo necessário o estudo e aprimoramento de uma recuperação melhorada.

As forças de viscosidade do fluido no reservatório, em dado momento do processo de extração, não são mais capazes de sobrepujar as forças capilares, não ocorrendo o escoamento desse fluido para a superfície. A recuperação terciária consiste na utilização de produtos capazes de modificar a viscosidade e a tensão superficial entre a água e o óleo presente no reservatório, de modo que ocorra uma elevação no arraste dos fluidos que penetram nas rochas e, conseqüentemente, o aumento no rendimento do processo de exploração. Os surfactantes são as substâncias que influenciam diretamente na interface água/óleo, por serem compostos anfífilos, em outras palavras, possuem uma estrutura apolar e uma estrutura polar, atuam na redução da tensão superficial, promovendo a equiparação das forças viscosas e o conseqüente escoamento do óleo [2].

Um dos principais desafios na recuperação é o controle de fluxo do fluido de extração, por exemplo, na injeção de CO₂ ocorre uma difusão do gás por todo o reservatório, e não apenas nas áreas onde se encontra o óleo [3]. Essa perda por adsorção ocorre com qualquer fluido; no entanto, gases ou até mesmo a água, por terem uma baixa viscosidade, possuem uma maior liberdade de movimentação e, portanto, os estudos da utilização de espumas na recuperação melhorada se justificam pela possibilidade de controle da viscosidade do fluido.

Objetivos

Estudo físico-químico dos parâmetros que envolvem eficiência e estabilidade de espumas líquidas usando N₂ e CO₂, em formulação de soluções aquosas de diferentes surfactantes para formação de espumas com as características necessárias para aplicações na recuperação melhorada de petróleo.

Metodologia

A formação de espumas líquidas e a medição da estabilidade foram realizados pelo método dinâmico (Bikerman), que consiste no borbulhamento do gás, através de uma membrana impermeável, na solução a ser analisada. O gás é dispersado pela solução em forma de bolhas promovendo a formação de espuma. A espumabilidade é analisada de forma comparativa entre as diferentes soluções, para um mesmo tempo de borbulhamento e fluxo de

gás constante, pela medição da altura da coluna de espuma formada. A análise da estabilidade é feita pela medição da altura em um intervalo de tempo, sendo realizado o cálculo da razão entre a altura no tempo (h_t) e a altura inicial (h_0). Todas as medições são realizadas em triplicata para redução de incertezas. Foram realizados estudos com o borbulhamento de gás N_2 e gás CO_2 e os resultados comparados.

Foram analisadas soluções para a formação das espumas de SDS (Dodecil Sulfato de Sódio), com concentração igual a concentração micelar crítica (CMC) para este surfactante, 8,2mM, de CTAB (Brometo de Cetiltrimetilamônio), também na CMC, 1,0mM, e Triton X-100, na concentração de 0,25mM, acima da CMC deste surfactante. A formação de soluções de surfactantes com concentração igual ou superior a CMC é de fundamental importância, a concentração micelar crítica é o ponto no qual as moléculas começam a formar micelas, após esse ponto a ação da adição de mais moléculas de surfactantes não causa efeito plausível sobre a interface pois esta já está saturada, sendo então a CMC o ponto de maximização do efeito interfacial do surfactante.

Conclusões

Da análise de espumabilidade obteve-se que a solução de Triton X-100, um surfactante não iônico, forma uma maior quantidade de espuma em comparação aos demais surfactantes, SDS (aniônico) e CTAB (catiônico), que obtiveram resultados próximos. Porém, a análise de estabilidade mostrou que o Triton X-100 forma espumas menos estáveis, o que pode ser explicado devido a sua natureza neutra. A quantidade de espuma formada a partir do Triton X-100 foi, em média, de 47%, comparada a inicial, após apenas 5min; após 30min, o fator foi de 13%. A quantidade de espuma de SDS se manteve a um fator médio de estabilidade de 77% do inicial após 5min, e 69% após 30min, tendo apresentado a melhor estabilidade dentre as análises realizadas. O CTAB forneceu espumas com fator médio de 83% após 5min, um resultado interessante, porém após 30min a estabilidade também apresentou uma queda significativa tendo alcançado uma razão média de 33%.

As análises mostraram que o surfactante SDS possui uma boa estabilidade, porém a espumabilidade do Triton X-100 deve ser levada em conta. Conclui-se então, a partir dos resultados obtidos, que a formulação de soluções com mistura de surfactantes aniônico (SDS) e não iônico (Triton X-100) é a mais indicada para produção de maior quantidade de uma espuma com estabilidade considerável para ser utilizada em fluidos de injeção na recuperação melhorada de petróleo.

Referências

- 1 - SCHRAMM L.L. **Emulsions, Foams, and Suspensions: Fundamentals and Applications**. WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2005.
- 2 - TALEBIAN, SEYEDEH H.; MASOUDI R.; TAN, ISA M.; JOSE ZITHA, P.L. **Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects**. Journal of Petroleum Science and Engineering. v.120, p.202–215, 2014.
3. MATHIASSEN, ODD M. **CO₂ as Injection Gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the Potential on the Norwegian Continental Shelf**. NTNU – Norwegian University of Science and Technology Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics.