

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DA DESEMULSIFICAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA, USANDO UM AGENTE DE FLOTAÇÃO (À BASE DE ÓLEO DE MAMONA), EM FUNÇÃO DO TEMPO PARA DIFERENTES VALORES DE TEMPERATURA.

AUTORES:

A.C. de Miranda⁽¹⁾; E.M. Fernandes Silva⁽¹⁾; J.M. de Andrade⁽¹⁾; M.A. A. Melo⁽¹⁾; D.M. A. Melo⁽¹⁾

INSTITUIÇÃO:

(1) UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

TÍTULO DO TRABALHO

ESTUDO DA DESEMULSIFICAÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA, USANDO UM AGENTE DE FLOTAÇÃO (À BASE DE ÓLEO DE MAMONA), EM FUNÇÃO DO TEMPO PARA DIFERENTES VALORES DE TEMPERATURA

Abstract

In the process of extraction of oil is the common appearance of water, this water from the aquifer may be located in a region of lower producing formation or the mechanism of secondary recovery by injection of water. The presence of natural surfactants in oil, especially the asphalt of lipophilic dominant character, provides the formation of emulsions of the type water / oil (A / O) or oil-water (O / A), they migrate to the surfactant-oil interface water and form a film that prevents coalescence of the droplets, forming stable emulsions. One of the difficulties of the industries of petroleum in the world is returning to the environment without causing damage to nature and consequently to humans, the water drawn from wells at oil-extracting process. These molecules may be surfactants or polyelectrolytes, which are injected into the flotation tank in the treatment of produced water, which is introduced a gas (air) at the base of the column and the two fluids come into contact under vigorous stirring. The separation of oil and water occurs by physical parameters and the physicochemical properties of the phases and components to be separated. For the test set is a flotador the bench in the laboratory of the Environmental Technology UFRN (LABTAM) and a synthetic emulsion for simulation of testing in the field. For this experiment it took into account the variation of the energy system, through the variation of temperature, keeping constant the salinity, pH, oil content in water, type of gas injected, volume of emulsion, flow of air injected and concentration of the flotation agent synthetic. In this work we studied the variation of temperature through the bath termostatzado, with values ranging from 15 to 45 ° C. It was observed that as the temperature increase in turbidity reduction was a function of time.

Key words: Emulsion; the flotation agent, temperature, flotation, water produced.

Introdução

Durante o processo de extração de petróleo é comum o aparecimento de água; essa água pode ser proveniente do aquífero localizado numa região inferior da formação produtora ou, então, do mecanismo de recuperação secundária por injeção de água. Geralmente, o óleo e a água se encontram no fundo do poço, sob a forma de duas fases separadas ⁽¹⁾. Ao escoarem através das tubulações de produção, essas fases são submetidas à agitação e cisalhamento, promovendo a dispersão de uma fase em outra ⁽³⁾. A presença de surfactantes naturais no petróleo, de caráter lipofílico dominante, propicia a formação de emulsões do tipo óleo-água (O/A) e água/óleo (A/O) ⁽¹⁾. Esses surfactantes migram para a interface óleo-água, formam um filme, que impede a coalescência das gotas, formando emulsões estáveis. As águas produzidas apresentam em sua constituição diferentes concentrações de cátions (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+}) e ânions (Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-), sendo estes íons responsáveis pela incrustação destas águas, além desses íons também existem traços de metais pesados ⁽⁵⁾.

A técnica mais comum para a quebra da emulsão é a utilização de desemulsificantes (moléculas anfífilas que adsorvem na interface O/A e aceleram o processo de separação), por atuarem sobre a tensão interfacial óleo-água. Essas moléculas podem ser polieletrólitos ou tensoativos, os quais são adicionados na célula de flotação no processo de tratamento da água produzida, onde introduzimos um gás (ar) na base da coluna e os dois fluidos entram em contato sob vigorosa agitação⁽²⁾. A separação do óleo e água se dá por parâmetros físicos e pelas propriedades físico-químicas das fases e dos componentes a serem separados.

A remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção petrolífera no mar, mostra a necessidade do emprego de diferentes processos na remoção total dos componentes nocivos ao meio ambiente evidenciando que a escolha do processo mais indicado depende da localização da unidade de tratamento, das exigências da legislação vigente, da constituição química e da vazão do efluente a ser descartado. Para remoção de compostos dissolvidos nas águas produzidas, o melhor processo é o de adsorção com carvão ativado combinado com o processo de oxidação a ar úmido, porém de custos elevados, optando-se por flotação por gás induzido, centrifugação e o emprego de hidrociclones, que além de eficientes são de custo baixo. Para a remoção de metais pesados a tecnologia mais promissora ainda é o processo de troca iônica, o mais eficiente usado nos dias atuais⁽⁴⁾.

Este trabalho tem como objetivo estudar o desenvolvimento de um agente desemulsificante para a remoção de óleo emulsionado no tratamento de águas produzidas em diferentes temperaturas. Essa avaliação foi feita através de medidas de turbidez em função do tempo para diferentes temperaturas, utilizando-se um agente flotante a base de óleo de mamona.

Metodologia

Na primeira etapa, foi utilizado o agente de flotação, aqui designado por Agflot, Para esse experimento levou-se em consideração a variação da energia do sistema, através da variação da temperatura, mantendo-se constantes a Salinidade, o pH, Teor de óleo em água, volume da emulsão, fluxo de ar injetado e a concentração do agente de flotação sintético. Neste trabalho foi estudada a variação de temperatura através do banho termostatzado, com valores variando de 15 a 45°C. Foi observado que com o aumento da temperatura houve redução da turbidez em função do tempo.

Nos experimentos realizados foram utilizadas emulsões sintéticas de petróleo em água, obtidas pela agitação mecânica em um mixer sob alta rotação. Foi usada uma célula de flotação construída no Laboratório de Tecnologia Ambiental da UFRN, com capacidade para 2000 mL, acoplada a um banho termostatzado e um sistema de injeção de ar em sua base usando um pequeno compressor, mantendo a vazão sempre constante.

Em todas as experiências realizadas, foram mantidos constantes o volume da célula de flotação (2000 mL), o gás utilizado (ar) e o fluxo de gás injetado (35 mL/seg), variando-se a temperatura de 15 a 45°C. Os equipamentos utilizados nos experimentos estão mostrados na figura 01.



Figura 01: Célula de flotação de bancada e banho termostatzado acoplado.

Resultados e Discussão

O processo de flotação foi utilizado a diferentes temperaturas, sendo em seguida avaliada a mudança na turbidez em função do tempo para cada temperatura. As temperaturas variaram entre 15°C e 45°C.

Quando aumenta-se a temperatura do sistema, energia é fornecida para as moléculas, as quais a absorvem e passam a um estado mais alto de energia, alterando a tensão superficial da emulsão O/A, que dessa forma alterará a estabilidade do sistema. Assim, verificou-se através da turbidez que os melhores resultados foram entre 30°C e 45°C. Os resultados estão apresentados na figura 02.

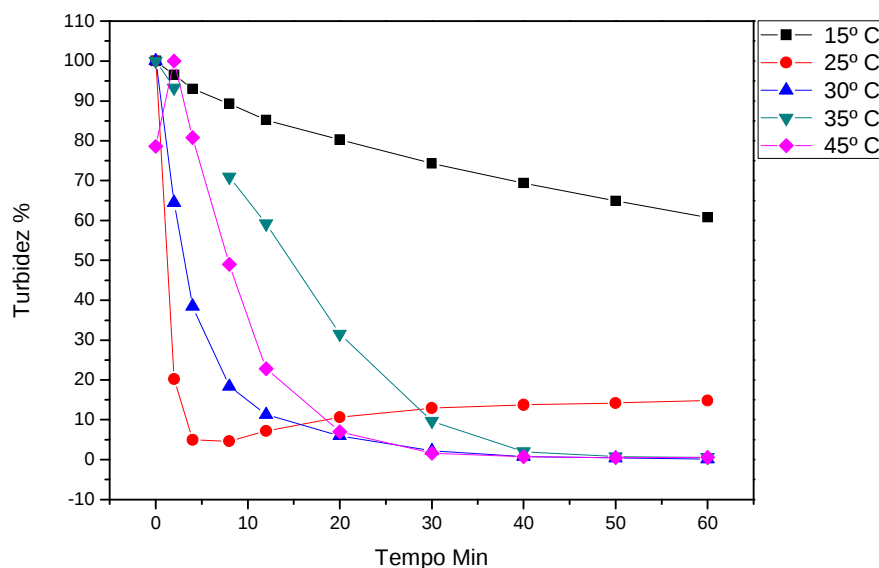


Figura 02: Variação da turbidez em função do tempo para diferentes valores de temperaturas.

A elevação da temperatura facilitou a formação e a estabilização da emulsão óleo/água, sendo observado nos valores iniciais apresentados na figura 02, momento em que havia somente petróleo e água. Isto se deve ao fornecimento de energia ao sistema em forma de calor, pela equação da energia livre de Gibbs ($\Delta G_{mic} = RT \ln a_i$), aumentando a temperatura o ΔG também aumentará, favorecendo a formação e estabilidade da emulsão.

A energia térmica fornecida ao sistema manteve as partículas sob alta agitação, como se estivéssemos fornecendo energia mecânica ao sistema, o que mantém a emulsão estável.

Conclusões

Foi concluído do estudo, que a variação da temperatura interferiu significativamente na eficiência do Agflot. O percentual de eficiência aumentou apenas para valores de temperatura acima de 30 °C, pelo motivo da emulsão inicial não possuir uma boa dispersão.

Agradecimentos

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq

Laboratório de Tecnologia Ambiental – LABTAM

PETROBRAS

Referências Bibliográficas

1. OLIVEIRA, R.C .G de; CARVALHO,C. H. M, **Influência do tipo de emulsão sobre o escoamento e o processo de deposição orgânica de petróleo**. Boletim Técnico. Petrobrás, Rio de Janeiro, Julho/Dezembro, 1998.
2. RAMALHO, J.B.V.S; OLIVEIRA, M.C.K, **Metodologia para determinação da distribuição do diâmetro de gotas em emulsões de petróleo do tipo A/O por difração a laser**. Boletim Técnico. Petrobrás, Rio de Janeiro, Janeiro/Dezembro, 1999.
3. SALAGER, J.L. **Tamaño de gotas de una emulsion**. Cuaderno FIRP, Mérida:Universidade de los Andes, 235, 28 p. 1993.
4. OLIVEIRA, R. C. G., OLIVEIRA, M. C. K., **Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção petrolífera no mar**. Boletim Técnico. PETROBRÁS,v.43, n.2, p.129-136, 2000.
5. HANSEN,B.R.; DAVIES, S.R.H. **Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water**. Transactions of the Institution of Chemical Engineers, London, v. 72. 1994.