

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



TÍTULO DO TRABALHO:

APLICAÇÃO DO AGENTE DE FLOTAÇÃO (COMERCIAL) PARA QUEBRA DE EMULSÃO ÓLEO/ ÁGUA VISANDO TRATAMENTO DE ÁGUAS PRODUZIDAS PELA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, EM FUNÇÃO DO TEMPO PARA DIFERENTES VALORES DE CONCENTRAÇÃO, SALINIDADE E PH.

AUTORES:

A.C. DE MIRANDA; E.M. FERNANDES SILVA; J.M. DE ANDRADE; M.A. A. MELO; D.M. A. MELO

INSTITUIÇÃO:

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 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.

APLICAÇÃO DO AGENTE DE FLOTAÇÃO (COMERCIAL) PARA QUEBRA DE EMULSÃO ÓLEO/ ÁGUA VISANDO TRATAMENTO DE ÁGUAS PRODUZIDAS PELA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO, EM FUNÇÃO DO TEMPO PARA DIFERENTES VALORES DE CONCENTRAÇÃO, SALINIDADE E PH.

Abstract

Water produced, resulting stable emulsion processes of secondary recovery, contains high levels of salt and a complex mixture of organic and inorganic compounds that can cause different effects on the environment. The desemulsificante is a product used by the petroleum industry to break the emulsion. 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 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. In this work we studied the action of a flotation agent for the commercial basis of tannin, used in the broken emulsion oil / water varying the concentration, salinity and pH. For the test set is a flotador the bench in the laboratory of the Environmental Technology UFRN (LABTAM) for simulation of testing in the field. Initially we studied the concentration of desemulsificante and found that the best concentration for removal of turbidity was around 11 ppm. For this work is the salinity ranged from NaCl solutions with concentrations from 0.0 to 55 grams of salt per liter, noting that in all salinities was possible to show the efficiency of the product. The pH of the study aimed to determine the kinetics of the flotation process for different values, considering the variable of turbidity against time. The results presented showed that the efficiency of desemulsificante was better when the pH was neutral or slightly acid, not demonstrating efficiency in extreme pH, probably due to excess ions in the emulsion.

Keywords: flotation agent; water produced; turbidity; flotation; emulsion.

Introdução

Durante a produção de petróleo em sistemas que operam com recuperação secundária, é comum a co-produção de água produzida, emulsões estáveis do tipo óleo/água (O/A) e água/óleo (A/O) formadas pela presença de surfactantes naturais no petróleo. A técnica mais comum para tratar essa água produzida, é a quebra da emulsão óleo/água usando o processo de flotação, adicionando desemulsificantes que aceleram a separação das fases, por atuarem sobre as interações interfaciais do sistema. A separação do óleo e água se dá por parâmetros físicos e pelas propriedades físico-químicas as fases e dos componentes do sistema emulsionado.

Novos sistemas microemulsionados aplicados à quebra de emulsões de petróleo ⁽³⁾, determinando as regiões de microemulsões, usando seis diferentes tensoativos comerciais, variando a razão Cotensoativo/Tensoativo (C/T) foram estudados por Santos em (2004). Os sistemas microemulsionados foram usados para quebrar as emulsões do campo de Calcáreo Trairí, poço XA-28, localizado no Rio Grande do Norte, Brasil. Foi aplicado um modelo matemático do tipo rede de Scheffé com o objetivo de determinar a melhor região de quebra de emulsão. Os melhores resultados foram obtidos utilizando o lambra servo cc9408 e o Mi-break 706 como tensoativo, obtendo-se um percentual de quebra superior a 95%.

O objetivo deste trabalho é estudar a eficiência de um agente desemulsificante à base de tanino em diferentes condições de concentração, salinidade e pH, analisando a variável de turbidez em função

do tempo. Através dessas variações foi possível mostrar as condições físico-químicas que determinam a máxima eficiência do agente de flotação em estudo.

Metodologia

Nos experimentos foram utilizadas emulsões sintéticas, com 1000ml de água e três gotas de petróleo, obtidas pela agitação mecânica em um mixer de rotação, fabricado por Mallory, marca Mallory, modelo Tornado Clean, sob altas rotações. Foi usada uma célula de flotação de bancada produzida no Laboratório de Tecnologia Ambiental da UFRN, com capacidade para 1000 mL, e com um sistema de injeção de ar em sua base usando um compressor, mantendo a vazão sempre constante, como mostra a figura 01. Para a análise da turbidez da emulsão foi utilizado um turbidímetro fabricado por Policontrol INST. CONT. AMB. IND. e COM. Ltda, marca Policontrol, Modelo AP 2000.

A concentração do desemulsificante na emulsão variou de 0,006 ppm a 11 ppm. A variação da salinidade da emulsão foi feita pela adição de 0,0g a 55g de solução de cloreto de sódio PA (99%) ao sistema emulsionado. O pH da emulsão variou de 3 a 11, para isto foram utilizadas soluções 10% de NaOH, para pHs básicos e de HCl, para pHs ácidos. Para a pesagem do cloreto de sódio, do NaOH e do HCl foi utilizada uma balança analítica digital fabricada por TECNAL Equipamentos para Laboratórios, Marca GEHAKA, Modelo AG 200. Em cada experimento a variável em estudo foi analisada isoladamente, sendo mantidas constantes as demais propriedades da emulsão. Os resultados foram avaliados através da remoção de turbidez em função do tempo.



Figura 01 - Célula de flotação de bancada.

Resultados e Discussão

Na figura 02 pode se observar a eficiência do desemulsificante para diferentes concentrações do agente na emulsão. Para concentrações acima de 0,121ppm, a eficiência do desemulsificante é significativa para remoção de turbidez da emulsão, chegando a 90% de remoção após cinco minutos de experimento. A concentração otimizada para este estudo foi a de 11 ppm. Nos experimentos de variação de salinidade e pH da solução, trabalhou-se com essa concentração.

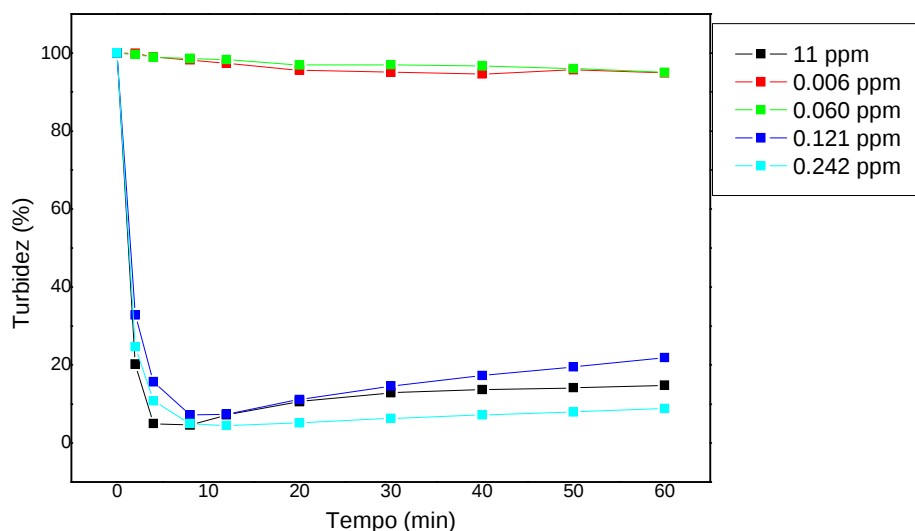


Figura 02 - Variação da turbidez com o tempo para diferentes concentrações de desmulsificante.

A baixa concentração de desmulsificante empregada praticamente elimina a possibilidade de formação de micelas, fato que reduz a eficiência do processo de flotação, como pode ser observado nas concentrações 0,006 ppm e 0,060 ppm. Quando a flotação chega a 90% de remoção de óleo usando 11 ppm de desmulsificante, a maior parte do agente de flotação está adsorvido na superfície e praticamente todas as cargas elétricas do petróleo estão neutralizadas, ocorrendo a flotação máxima.

A figura 03 é resultado da análise da turbidez em função do tempo para diferentes salinidades da emulsão. De acordo com o gráfico foi observado que no tempo final de sessenta minutos a remoção de turbidez aconteceu de maneira crescente com a salinidade, 85%, 90%, 93%, 98% e 98%. Durante o processo de flotação foi observado entre o tempo de cinco a quarenta minutos, uma instabilidade nos resultados da turbidez, sendo alcançado o equilíbrio do sistema a partir de cinquenta minutos.

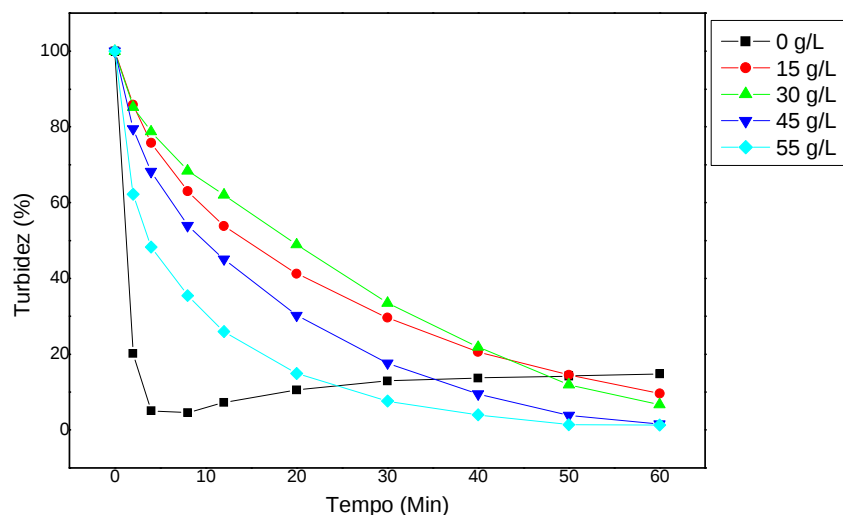


Figura 03 - Variação da turbidez com o tempo para diferentes salinidades.

A adição de íons do tipo cloreto e sódio na solução altera o comportamento da solução emulsionada, devido às interações das cargas elétricas que esses íons carregam consigo e os sítios ativos existentes nas gotas de petróleo, os quais mantêm a emulsão estável. Verificou-se no experimento, que o aumento da salinidade, e conseqüentemente o aumento da concentração de íons Cloreto e Sódio na emulsão óleo/água, provocou um decréscimo com relação à eficiência do produto, os íons de sal de certa forma interagem com os íons que existem na emulsão, diminuindo dessa forma sua interação com os surfactantes naturais do petróleo, os quais também interagem com os íons salinos.

A figura 04 mostra a variação do teor de óleo na emulsão O/A em função do Potencial Hidrogeniônico (pH). Esta é a variável mais crítica e influente nos processos de flotação, dado que esta determina a magnitude e sinal das cargas na superfície e as espécies iônicas envolvidas no processo.

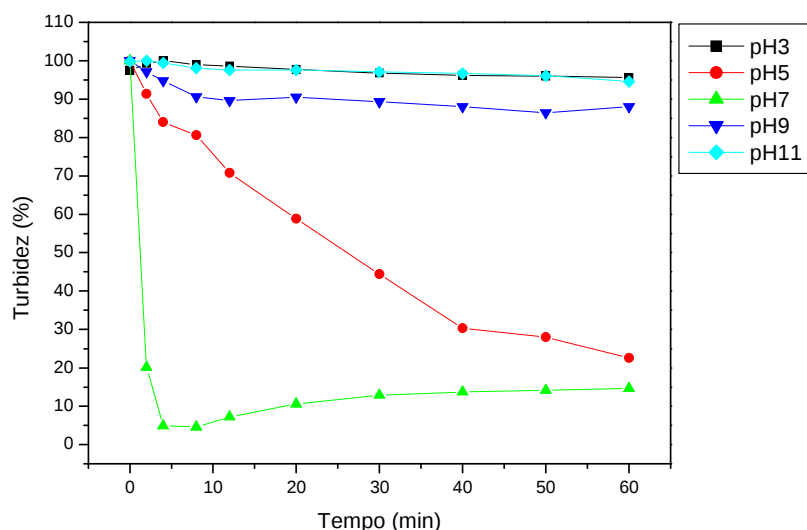


Figura 04 – Variação da turbidez com o tempo para diferentes valores de pH.

Altas percentagens de remoção de turbidez são obtidas para valores de pH na faixa de 5,0 a 7,0. Este fato deve-se provavelmente à carga superficial das partículas de petróleo que são neutralizadas quase que estequiometricamente nesses valores de pH, enquanto excesso de cargas em pH muito ácido ou muito básico compromete a eficiência do desmulsificante.

A mudança do pH influencia tanto o grau de ionização do desmulsificante utilizado como a estabilidade da espuma formada. No primeiro caso podem ocorrer mudanças no modo de coleta ou na ligação com a partícula, produzindo assim nos dois casos uma diminuição na eficiência do processo.

A otimização do processo de flotação ocorre para um dado pH, o qual varia de sistema para sistema, é possível obter uma flotação seletiva mediante o controle apropriado do pH ⁽⁶⁾.

Conclusões

Os resultados obtidos demonstram que o agente de flotação à base de tanino é eficiente para as faixas de concentrações de 0,121 a 11 ppm, sendo esta última a que representa os melhores resultados, cujo potencial de remoção de turbidez foi em torno de 80% em um tempo de 20 minutos. Os resultados obtidos a partir desses parâmetros indicam que a melhor eficiência do desemulsificante se encontra quando a salinidade é zero, com 95% de remoção da turbidez, em um tempo de 5 minutos de análise. Para os outros valores de salinidade a eficiência foi menor, onde se observou que a remoção de turbidez chega a valores próximos de 60% em um tempo de 20 minutos de flotação. Os resultados apresentados mostraram que a eficiência do desemulsificante foi melhor quando o pH se encontrava neutro ou levemente ácido ou levemente básico, não demonstrando eficiência em pHs extremos, podendo ser observado a redução média de 83% na turbidez para valores próximos do pH neutro.

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. RAMOS, A.C.S., **Asfalto em Petróleo Brasileiro: agregação em solventes aromáticos, Desenvolvimento de Aditivos e Estabilização de Emulsões**, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Química, Unicamp, Campinas, 2001.
2. CRESPILO, F.N; SANTANA,C.G; REZENDE, M. O .O, **Tratamento de efluente da indústria de processamento de coco utilizando eletroflotação**. Química Nova, vol. 27, nº3, 387-392. 2004.
3. SANTOS, L. C. L, **Novos sistemas microemulsionados aplicados à quebra de emulsões de petróleo**, Dissertação de Mestrado, Universidade federal do Rio Grande do Norte, Brasil, 2002.
4. NITSCHKE,M; PASTORE, M. G, **Biossurfactantes: Propriedades e aplicações**. Química Nova, vol. 25, nº5, 772-776. 2002.
5. ANDRADE, J. M.; **Remoção, por flotação, de óleo em águas produzidas na indústria do petróleo: Eficiência e modelagem do processo**. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Departamento de Química, Natal 2009.
6. SCORZELLI, I.B., and TOREM, M. L., **Flotação Iônica: um método alternativo para a recuperação de metais preciosos ou pesados/tóxicos a partir de coesões diluídas**. Revista Ciência e Engenharia, v.2, p.39-48, 1995.

