

# UTILIZAÇÃO DA ARGILA BENTONITA COMO ADSORVENTE PARA REMOÇÃO DO ÓLEO DE ÁGUA PRODUZIDA SINTÉTICA

A. O. ALENCAR<sup>1</sup>, A. M. D. OLIVEIRA<sup>1</sup>, T . E . MOURA<sup>1</sup>, K . S. M. G. SOUZA<sup>1</sup> e G. Z. CLERICUZI<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal da Paraíba, Departamento de Engenharia Química  
E - mail para contato: taffarel\_eloi@hotmail.com, ana.mariadantas10@gmail.com,  
angelicaoalencar@gmail.com, clericuzi.zc@gmail.com

**RESUMO** – Nos últimos anos as exigências ambientais cada vez mais rigorosas levam a corporação científica a preocupar-se mais com o controle ambiental. Nos poços de petróleo não é diferente, ele produz além de gás e petróleo, água com gotículas de óleo dissolvidas e emulsionadas o que inviabiliza o seu reuso. O processo de adsorção vem mostrando resultados satisfatórios e a utilização da argila como adsorvente vem ganhando espaço nas pesquisas, tanto as modificadas quanto as naturais. Este estudo investigou o desempenho da Argila natural tipo bentonita-PMT1 como adsorvente no processo de separação de uma emulsão óleo/água. Este trabalho foi realizado em duas etapas, a 1<sup>a</sup> consistiu na caracterização da Argila pela técnica de difração de Raios X, Análise Térmica Diferencial e Termogravimétrica. A 2<sup>a</sup> teve por finalidade avaliar a remoção do óleo em água, utilizando-se um sistema de banho finito. Os ensaios foram realizados de acordo com um planejamento experimental fatorial completo 2<sup>3</sup> com 3 experimentos no ponto central, avaliando-se a influência dos fatores escolhidos: pH entre 3 a 7, temperatura entre 28 a 40 °C e concentração do óleo entre 300 a 500 mg.L<sup>-1</sup>. Os resultados indicam que a remoção de óleo mostrou melhores resultados na temperatura 40°C, pH 7 e concentração 500 mg.L<sup>-1</sup>, apresentando Percentual de Remoção total de 100% e Capacidade de Remoção em equilíbrio de 24,9. Deste modo, a Argila bentonita-PMT1 demonstrou ser um excelente adsorvente para a remoção de óleo em água.

## 1. INTRODUÇÃO

A busca pela preservação ambiental é uma das maiores preocupações do setor industrial, pois, para se atingir um adequado desenvolvimento industrial, livre dos impactos ao meio ambiente é necessário melhorar a qualidade dos produtos descartados ou reduzir suas emissões.

Atualmente o setor petrolífero vem se tornando um dos mais amplos mercados do mundo por apresentar novas tecnologias e perspectivas de inovação, porém suas práticas vêm sendo questionadas quanto à geração de resíduos e efluentes na atmosfera (Motta et al., 2013). Na etapa de exploração de um poço de petróleo o modo convencional para a recuperação do petróleo é a injeção de água, porém o cuidado em não contaminar mananciais de água potável

na superfície e nem a água do mar com o descarte indevido de águas produzidas (subproduto da produção de petróleo e gás) vem se tornando cada vez mais importante (CURBELO, 2002).

A água produzida é basicamente composta de óleo, minerais dissolvidos da formação, compostos químicos residuais da produção, sólidos da produção, gases dissolvidos e micro-organismos, o que a torna um poluente de difícil descarte devido aos seus elevados volumes e a complexidade da sua composição. A finalidade de realizar o tratamento dessa água é recuperar parte do óleo presente na forma de emulsão e condicioná-la para o descarte, a injeção ou o reuso. Para todos os casos é necessário realizar um tratamento coerente com as questões ambientais, operacionais ou com a atividade produtiva que a utilizará na produção de novos materiais (Motta et al., 2013).

Segundo a Resolução 357/2005 do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), o teor de óleo e graxas (TOG) na água produzida quando descartada em corpos receptores deve ter um limitado de até 20 mg.L<sup>-1</sup>. Se descartada em plataformas marítimas de petróleo, aplique-se a Resolução 393/2007 do CONAMA, que estabelece a média aritmética simples mensal de teor de óleos e graxas de até 29 mg.L<sup>-1</sup>, com valor máximo diário de 42 mg.L<sup>-1</sup> (BRASIL, 2017). Para injeção em poços de petróleo a água deverá ter no máximo 5 mg.L<sup>-1</sup> de TOG (Gomes, 2009). Desse modo devem ser empregadas medidas para reduzir ou limitar esses teores de óleo e graxas estabelecidos pelo CONAMA, com intuito de preservar o meio ambiente.

A adsorção é uma técnica utilizada na limpeza de águas contaminadas por efluentes industriais utilizando adsorventes naturais e de baixo custo (CURBELO, 2002). O presente trabalho teve como objetivo avaliar por meio de um planejamento fatorial a porcentagem de remoção e a capacidade de equilíbrio de remoção do óleo de águas produzidas utilizando como adsorvente natural a argila bentonita e desse modo avaliar a viabilidade desse estudo.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1. Preparação e Caracterização da Argila

A argila bentonita PMT01 foi utilizada em sua forma natural, sua granulometria foi feita em malha ABNT N° 200 (abertura de 0,075 mm). Ela é proveniente da indústria Pegmatech-Especialidade Tecnológica Ltda, na Paraíba. Sua caracterização foi realizada pelas técnicas e métodos analíticos: Difração de Raios X (DRX), Espectroscopia na Região do Infravermelho (FTIR), Análises Térmica Diferencial e Termogravimétrica (DTA/TG).

### 2.2. Sintetização da Água Produzida

Foram produzidas emulsões óleo/água com concentrações de 300 mg.L<sup>-1</sup>, 400 mg.L<sup>-1</sup> e 500 mg.L<sup>-1</sup>. Foi utilizado óleo lubrificante da marca Força Total (20w50 SJ), foi adicionado cloreto de sódio na concentração de 5 g.L<sup>-1</sup> para simular a salinidade da água do mar. As emulsões foram preparadas sob agitação intensa de (18000 rpm) rotação suficiente para a formação de emulsão, durante vinte (20) minutos.

## 2.3. Ensaio em Banho Finito

Para esta técnica pesou-se 1,0 g da argila bentonita PMT01 e adicionou-se 50 mL da emulsão com concentrações na faixa de 300, 400 e 500 mg.L<sup>-1</sup> com seu pH já ajustado na faixa de 3,0; 5,0 e 7,0 e controlando sua temperatura em 28°C, 34°C e 40°C. Após adicionar, levou-se o erlenmeyer contendo o conjunto (água produzida + argila PMT01) para agitação mecânica onde foi ajustada a rotação em 234 rpm durante 5 horas de forma a garantir o equilíbrio do sistema.

## 2.4. Determinação da Concentração do Óleo (Método do Clorofórmio)

Inicialmente foi traçada uma curva de calibração de absorbância versus concentração utilizando sete diferentes concentrações de óleo lubrificante que variaram de 0 a 700 mg.L<sup>-1</sup>. O clorofórmio foi o solvente escolhido para a extração do óleo, pois, segundo CURBELO (2002) ele apresenta resposta significativa para comprimentos de onda de 262 nm (ideal quando se deseja obter a concentração de óleo em amostras de água produzidas) para as amostras em análise, quando comparado a outros solventes.

A técnica para determinar a concentração de óleo lubrificante presente na água consistiu em coletar em um tubo de ensaio 5 mL da amostra (água produzida + argila bentonita PMT01) com 5 mL de solvente (clorofórmio), agitar esse sistema por 5 minutos no agitador de tubos e coletar a fase solvente após a separação de fases para efetuar as leituras das absorbâncias, no espectrofotômetro de UV-visível desse modo determinar a concentração final do óleo lubrificante por meio da equação da reta obtida pela curva de calibração (CURBELO, 2002).

## 2.5. Determinação do Teor de Óleo

O percentual de remoção total (%Rem) do óleo e a capacidade de remoção em equilíbrio ( $q_{eq}$ ) foram avaliados por meio de ensaios em banho finito, pela argila PMT01 sem tratamento. E foram obtidas pelas equações 1 e 2 (wu et al., 2009):

$$\%Rem = \left( \frac{C_0 - C}{C_0} \right) \times 100 \quad (1)$$

Onde:

%Rem: percentual de remoção total;

$C_0$ : concentração inicial (mg.L<sup>-1</sup>);

$C$ : concentração final (mg.L<sup>-1</sup>).

$$q_{eq} = \frac{V}{m} (C_0 - C_{eq}) \quad (2)$$

Onde:

$q_{eq}$ : capacidade de remoção em equilíbrio (mg de óleo/ g de adsorvente);

$V$ : volume da solução (mL);

$m$ : massa de adsorvente (g);

$C_0$ : concentração inicial (mg.L<sup>-1</sup>);

$C_{eq}$ : concentração final (mg.L<sup>-1</sup>).

### 3. RESULTADOS

Foi realizado um planejamento fatorial 2<sup>3</sup> com 3 repetições no ponto central. A matriz de entrada de dados com os valores para os efeitos fatoriais porcentagem de remoção e capacidade em equilíbrio do óleo, estão apresentados na Tabela (1), totalizando onze (11) experimentos. A partir do planejamento, foi possível identificar as melhores respostas dos fatores. A adição de repetições no ponto central permite avaliar o erro experimental e não-linearidades (efeitos de curvatura) (Montgomery e Runger, 2003).

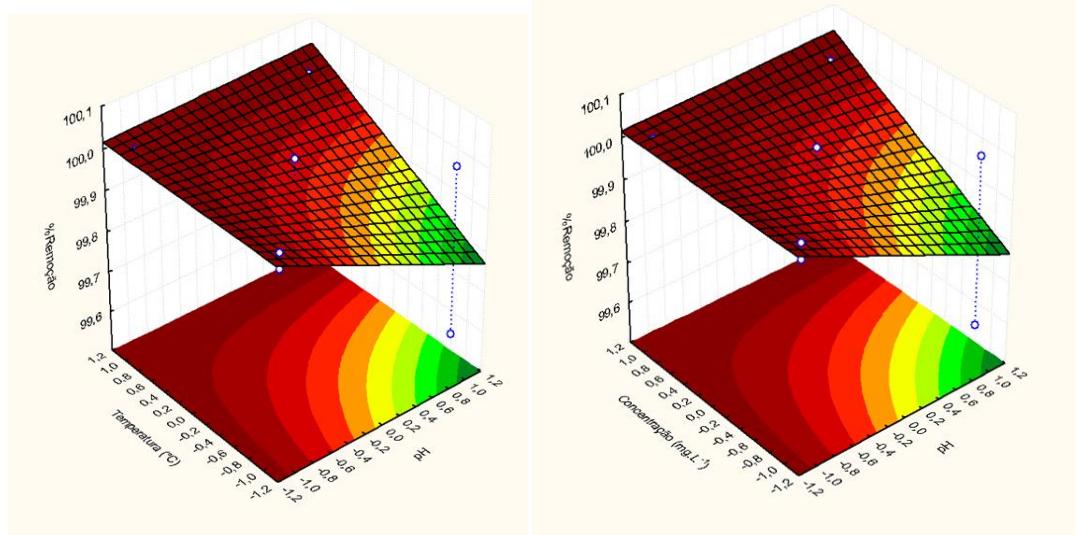
Tabela 1-Resultados obtidos do Planejamento Experimental 2<sup>3</sup> + 3 pontos centrais para a argila bentonita PMT01

argila bentonita PMT01					
Ensaio	pH	Temperatura (°C)	C <sub>0</sub> (mg.L <sup>-1</sup> )	% Remoção	q <sub>eq</sub> (mg.g <sup>-1</sup> )
1	3	28	300	99,9	14,85
2	7	28	300	99,6	14,65
3	3	40	300	100	14,90
4	7	40	300	100	14,99
5	3	28	500	100	24,94
6	7	28	500	100	24,58
7	3	40	500	100	24,92
8	7	40	500	100	24,81
9	5	34	400	100	19,94
10	5	34	400	100	20,06
11	5	34	400	100	20,08

Observa-se que na Tabela 1 as variáveis pH e temperatura não influenciam nos resultados, diferente da concentração inicial que mostra os maiores valores da capacidade de adsorção em equilíbrio de aproximadamente 24 mg.g<sup>-1</sup> para concentrações de 500 mg.L<sup>-1</sup>.

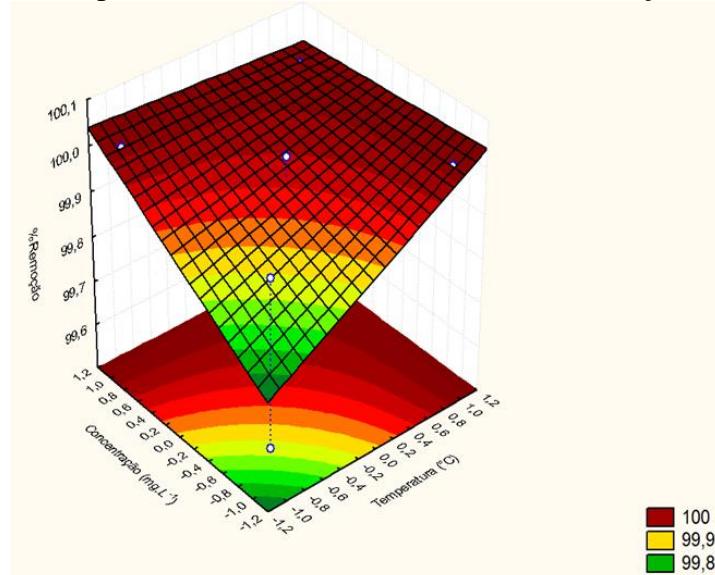
A Figura 1, representa 3 tipos de combinações diferentes com o intuito de avaliar como suas interações interferem na remoção do óleo. As interações estão apresentadas em (a) Temperatura e pH, em (b) Concentração Inicial e pH e em (c) Concentração Inicial e Temperatura.

Figura 1-Superfície de resposta do planejamento fatorial de primeira ordem  $2^3$  para percentual de remoção de óleo. a) Temperatura e pH; b) Concentração Inicial e pH e c) Concentração Inicial e Temperatura.



(a) Temperatura e pH.

(b) Concentração Inicial e pH.



(c) Concentração Inicial e Temperatura.

Na Figura 1, observa-se que os maiores percentuais de remoção do óleo da água sintética produzida foram obtidos com aumento da Temperatura e a diminuição do pH (Figura 1 (a)), com o aumento da Concentração Inicial e diminuição do pH (Figura 1 (b)) e com o aumento da Concentração Inicial e da Temperatura (Figura 1 (c)).

De acordo com os resultados obtidos para a remoção do óleo, o ensaio 7 (Tabela 1) apresentou o percentual de remoção total de óleo (%Rem) máxima de 100% e capacidade de remoção em equilíbrio ( $q_{eq}$ )  $24,92 \text{ mg.g}^{-1}$ , caracterizando a argila bentonita PMT01 como um

bom adsorvente na remoção de óleo em água produzida sintética, mostrando melhores resultados na temperatura 40°C, pH 3 e concentração 500 mg.L<sup>-1</sup>.

#### **4. CONCLUSÃO**

O presente trabalho mostrou que a argila bentonita PMT01, sem tratamento, é um excelente adsorvente na remoção de óleo de água produzida sintética, visto que seu percentual de remoção foi de 100% e sua capacidade de adsorção em equilíbrio ( $q_{eq}$ ) foi 24,92 mg.g<sup>-1</sup>.

#### **5. REFERÊNCIAS**

BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA. Resolução Nº 393 de 09 de Agosto de 2007.

CURBELO, F. D. da S. 2002 Estudo da remoção de óleo em águas produzidas na indústria de petróleo, por adsorção em coluna utilizando a vermiculita expandida e hidrofobizada. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Natal – RN, Brasil. 88 p.

GOMES, E. A. Tratamento combinado da água produzida do petróleo por eletroflotação e processo fenton. Dissertação de Mestrado, UNIT, PEP, 2009. 84 p.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C., Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros. 2<sup>a</sup> Ed.; LTC Editora; São Paulo, 2003.

MOTTA, A. R. P.; BORGES, C. P.; KIPERSTOK, A.; ESQUERRE, K. P.; ARAUJO, P. M.; BRANCO, L. P. N.; Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. EngSanit Ambient, Salvador, v.18, n.1, p.15-26, 2013.

WU, J., Li, B., LIAO, J., FENG, Y., ZHANG, D., ZHAO, J., WEN, W., YANG, Y., LIU, N.; Behavior and analysis of Cesium adsorption on montmorillonite mineral. Journal of Environmental Radioactivity, v.100, p.914 – 920, 2009.