

# 10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



## TÍTULO DO TRABALHO:

TRATAMENTO DE CASCALHOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO SISTEMAS MICROEMULSIONADOS

## AUTORES:

Suelem Sá Dela Fonte<sup>1,\*</sup>, Lucas Silva de Avila<sup>2</sup>, Luiz Carlos Lobato dos Santos<sup>1</sup>, George Simonelli<sup>1</sup>

## INSTITUIÇÃO:

\*Bolsista da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia (FAPESB), suelemdf@gmail.com, <sup>1</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia; <sup>2</sup> Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

## TRATAMENTO DE CASCALHOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO SISTEMAS MICROEMULSIONADOS

### Abstract

The drilling of oil wells is responsible for the production of large volumes of drill cuttings, which are contaminated by drilling fluid. The type of drilling fluid is the main drill cuttings contaminant. The oil based fluid is widely used in this activity and it is the one which presents the highest contaminant content. Environmental legislation requires prior treatment for disposal or reuse, so that the hydrocarbon content on this material is minimized. Currently, there is a lot of research related to methods of treatment like microwaves, pyrolysis, surfactants and microemulsions. However, the use of microemulsion systems has stood out as a promising alternative in the industry due to its variety of applications and its good results. Thus, the use of microemulsions are a great option in the treatment of drill cuttings. Therefore, this work aims to investigate the treatment of contaminated drill cuttings with oil-based fluid using two types of microemulsion systems. The first type of microemulsion system is composed of coconut soap as surfactant (S), butanol as cosurfactant (C), kerosene as oil phase (O) and distilled water as water phase (W), with a C/S = 10, while the second system has the difference in the water phase which was substituted by saline water (0,2% NaCl). Tests were performed involving drill cuttings and microemulsion systems. Visual analysis of microemulsions were performed to evaluate the treatments. In all tests performed contact time and stirring speed were kept constant. The results showed that the microemulsion systems were able to remove the oily contaminants from the gravels, according to qualitative observations on the microemulsion tone changes.

### Introdução

O petróleo é a principal fonte energética do mundo. Ao longo dos anos, a crescente demanda mundial por energia proporcionou o aumento de sua atividade exploratória. As atividades realizadas para seu aproveitamento são caracterizadas pela alta complexidade tecnológica, grande risco ambiental e pela geração de quantidade elevada de resíduos (RANGEL, 2015; SILVA, 2015; VALE, 2009).

As atividades petrolíferas podem ser divididas em prospecção, perfuração e produção. A perfuração é a atividade cujo principal objetivo é colocar o reservatório em contato com a superfície através de um poço. Normalmente essa operação é executada utilizando-se uma sonda rotativa equipada com uma coluna de perfuração e uma broca na extremidade, que por meio da ação do peso e rotação deste conjunto fragmentam a rocha. Os fragmentos produzidos são removidos por meio de um fluido injetado continuamente no fundo do poço que retorna à superfície pelo espaço anular (THOMAS, 2001).

Essa atividade produz, entre outros resíduos, fragmentos de rochas denominados cascalhos de perfuração, que dependendo da natureza do fluido utilizado na perfuração pode tornar o cascalho um dos mais complexos resíduos da indústria de petróleo. O fluido base óleo é geralmente o mais utilizado na atividade de perfuração e o mais contaminante. Surge então a necessidade de remediar os cascalhos a fim de minimizar os impactos ambientais que possam ser ocasionados, dentre eles, a contaminação do solo e de lençóis freáticos.

Durante vários anos medidas sustentáveis para o tratamento do cascalho foram desenvolvidas, porém, apesar de mostrarem eficiência, as técnicas utilizadas apresentam custos elevados (CÂMARA, 2016). Podem ser destacados para o tratamento o uso de aterros impermeáveis, que utilizam mantas poliméricas para evitar contaminação do solo; aterro por diluição, que dilui o material contaminado por meio de sua mistura com solo não contaminado, para reduzir a concentração desses contaminantes de modo a minimizar os impactos ambientais; injeção do cascalho no poço, buscando promover o fraturamento da formação; dessorção térmica, que utiliza temperaturas elevadas para remover o fluido do cascalho; uso de micro-ondas, que remove os contaminantes do cascalho e a

biorremediação, a qual é definida como qualquer processo que utiliza organismos (bactérias, fungos) para tratar biologicamente os solos contaminados (SILVA, 2015; CÂMARA, 2016).

Estudos foram desenvolvidos na remediação de solos contaminados com óleo bruto e outros contaminantes utilizando tensoativo, mostrando resultados consistentes e com boa eficiência. Com base nesse cenário, Silva (2015) propôs em seu trabalho o tratamento de cascalho de perfuração utilizando sistemas microemulsionados produzidos com os tensoativos comerciais não iônicos UNTL-90 e RNX 110, para remoção de contaminantes em amostras reais de cascalho provenientes de poços localizados em Alto Rodrigues-RN. Os resultados obtidos foram satisfatórios, apresentando percentual de remoção de até 87,09%. Assim sendo, este estudo constatou que o tratamento de cascalhos por microemulsões pode ser considerado uma alternativa de remediação.

Os tensoativos comerciais são geralmente compostos por derivados do petróleo e, assim sendo, podem impactar o meio ambiente, além de terem custo relativamente alto (BAIN & COMPANY, 2014). Tendo em vista a preocupação com aspectos ambientais e econômicos, neste trabalho foi utilizado tensoativo de origem vegetal, o sabão de coco. A utilização do tensoativo de origem vegetal tem a vantagem do mesmo ser biodegradável (SOUSA, 2018).

Diante do exposto, o presente trabalho teve como objetivo realizar uma avaliação qualitativa do tratamento de cascalho de perfuração por meio da utilização de dois sistemas microemulsionados: (1) sabão de coco, n-butanol, querosene e água destilada; (2) sabão de coco, n-butanol, querosene e solução de cloreto de sódio 0,2%. Para realização das análises experimentais foram utilizadas amostras reais de cascalho de perfuração contaminados com fluido base óleo (n-parafina).

## **Metodologia**

Os equipamentos e reagentes requeridos para realização deste estudo foram: agitador magnético, balança analítica, centrífuga, sabão de coco sintetizado no laboratório, n-butanol, água destilada, água com salinidade de 0,2% (cloreto de sódio), querosene e vidrarias. Foi utilizado ainda cascalhos reais de perfuração contaminados com fluido base n-parafina coletados no Campo de Araçás - Bahia.

- Determinação do teor de umidade e de óleo

Inicialmente foram realizados dois testes térmicos, cuja finalidade foi determinar o teor de umidade e de óleo presente na amostra de cascalho, respectivamente. No primeiro teste, aproximadamente 5 g de cascalho foram colocados no cadinho e levados a estufa na temperatura de 105 °C por 1 hora. Enquanto que para o segundo teste, cerca de 5 g de cascalhos foram colocados num cadinho e levados a mufla na temperatura de 600 °C por 1 hora (ZUBAIDY e ABOUENASR, 2010).

- Sistemas microemulsionados

Para realização dos experimentos foi necessário obter os diagramas pseudoternários das microemulsões. A composição dos sistemas microemulsionados utilizados neste estudo estão descritos no Quadro 1:

Quadro 1: Sistemas microemulsionados obtidos com razão C/T = 10

|                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------|
| Sistema 1: Sabão de coco + n-butanol + água destilada + querosene   |
| Sistema 2: Sabão de coco + n-butanol + água salina 0,2% + querosene |

Fonte: Autores

A partir dos diagramas obtidos pelos sistemas 1 e 2 foram selecionados cinco pontos, os quais tivessem porcentagens similares de tensoativo (T), cotensoativo (C), fase água (FA) e fase óleo (FO) em ambas regiões pseudoternárias.

- Tratamento dos cascalhos

A remediação dos cascalhos ocorreu a partir da realização de testes de extração com as microemulsões em contato com o cascalho e um teste realizado com água destilada, para comparação. Em cada análise foi colocado aproximadamente 1 g de cascalho em um tubo de ensaio e adicionados 2 g de microemulsão ou água destilada. A mistura foi agitada por 15 minutos utilizando-se um agitador magnético e, em seguida, foi colocada em uma centrífuga por 10 minutos a 1000 rpm. A utilização da centrífuga é fundamental para a decantação da parte sólida (SILVA, 2015, YE et al., 2017).

## **Resultados e Discussão**

- Teor de umidade e de óleo no cascalho

A Figura 1 apresenta os cascalhos reais contaminados pelo fluido de perfuração base parafina.



Figura 1: Cascalhos reais

Para amostras de 5 g de cascalho contaminado, os testes térmicos mostraram que houve uma perda de massa de 0,6476 g na temperatura de 105 °C e 1,1722 g na temperatura de 600 °C. Dessa forma, constatou-se que o teor de umidade foi de 12,9055% e de óleo, 23,4098%. Os resultados visuais mostraram ainda que houve uma diferença de coloração entre os mesmos, conforme observou-se na Figura 2.



Figura 2: Cascalhos após secagem a 105 °C (esquerda) e tratamento em mufla (direita) a 600 °C

- Sistemas microemulsionados

A construção do diagrama pseudoternário baseou-se na técnica de titulação volumétrica utilizando a fase aquosa para titulação. Utilizando uma balança analítica foram medidas as massas dos constituintes e misturou-se em um tubo de ensaio: o tensoativo, o cotensoativo e a fase oleosa em proporções calculadas para massa total da mistura (2 gramas) fixando a razão  $C/T = 10$ . A Figura 3 apresenta o diagrama pseudoternário sem salinidade, bem como os pontos utilizados nas análises experimentais, conforme Tabela 1.

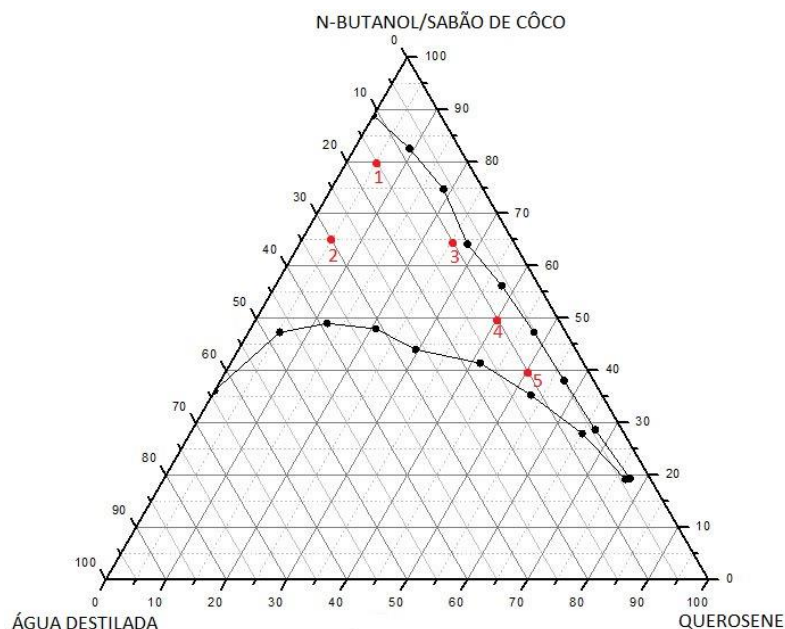


Figura 3: Diagrama pseudoternário (sem salinidade)

Os pontos seleccionados na Figura 3 apresentam as seguintes composições, conforme verifica-se na Tabela 1:

Tabela 1: Composições do sistema microemulsionado 1 (sem salinidade)

| Pontos | FA  | C/T | FO  |
|--------|-----|-----|-----|
| 1      | 30% | 65% | 5%  |
| 2      | 15% | 80% | 5%  |
| 3      | 10% | 65% | 25% |
| 4      | 10% | 50% | 40% |
| 5      | 10% | 40% | 50% |

A Figura 4 apresenta o diagrama pseudoternário construído com água salina a 0,2% como fase aquosa.

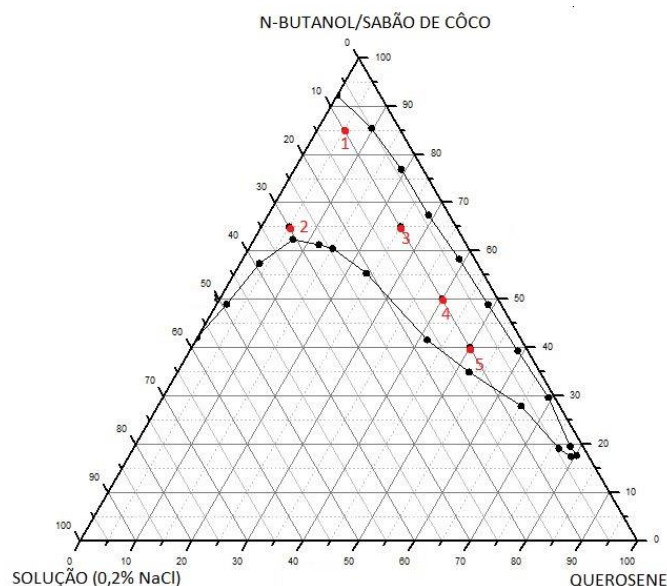


Figura 4: Diagrama pseudoternário com salinidade

Os pontos seleccionados na Figura 4 tiveram as composições apresentadas na Tabela 2:

Tabela 2: Composições do sistema microemulsionado 2 (com salinidade)

| Pontos | FA  | C/T | FO  |
|--------|-----|-----|-----|
| 1      | 30% | 65% | 5%  |
| 2      | 10% | 85% | 5%  |
| 3      | 10% | 65% | 25% |
| 4      | 10% | 50% | 40% |
| 5      | 10% | 40% | 50% |

Os pontos seleccionados das Figuras 3 e 4 possuem as mesmas composições, com exceção do ponto 2. Isso ocorreu, pois ao avaliar a composição de 85% C/T, 10% FA e 5% FO no sistema 1, verificou-se que o mesmo estaria localizado na linha limítrofe da região de entrada de microemulsão. Assim sendo, estabeleceu-se uma diferença de apenas 5% na fase aquosa e na composição de C/T, de modo que o ponto seleccionado estivesse dentro da região de interesse.

- Remediação dos cascalhos de perfuração

A Figura 5 apresenta os cascalhos logo após serem inseridos no ponto 1 do sistema microemulsionado. Verifica-se que neste instante inicial ( $t = 0$  min) a microemulsão ainda apresenta-se na forma transparente.



Figura 5: Cascalho na microemulsão no instante inicial.

Em seguida, a mistura cascalhos + microemulsão é agitada por 15 minutos em velocidade baixa. A mistura segue então para a centrifuga por 10 minutos a 1000 rpm. Os resultados obtidos após a centrifugação estão apresentados nas Figuras 6 e 7.

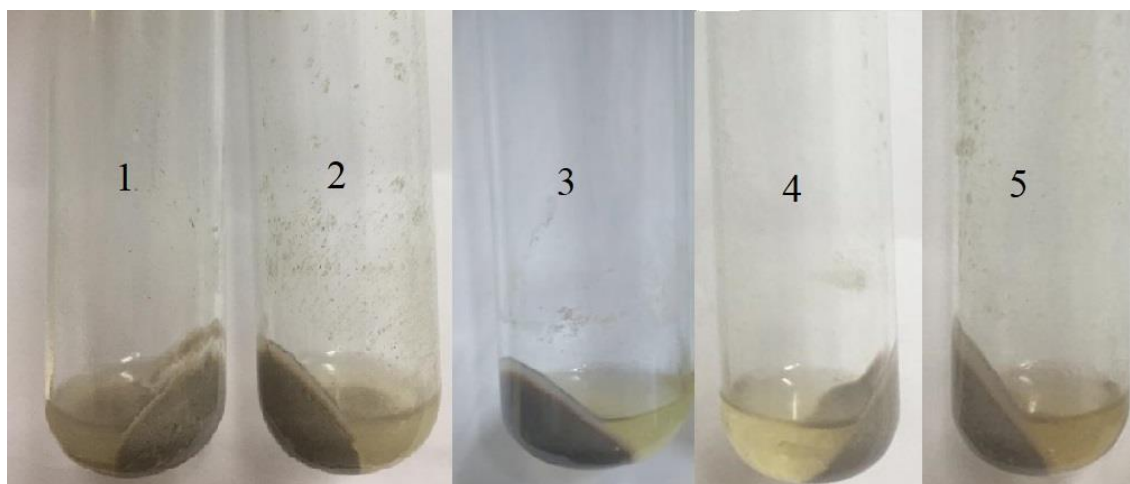


Figura 6: Cascalhos em diferentes pontos de microemulsão (sem salinidade)

A partir da análise visual da Figura 6, observou-se alterações nas tonalidades das microemulsões, as quais deixaram de ser transparentes e apresentaram-se em diferentes tons amarelados. As microemulsões nos pontos 1, 2, 3 e 4 apresentaram-se levemente mais claras que a microemulsão do ponto 5.

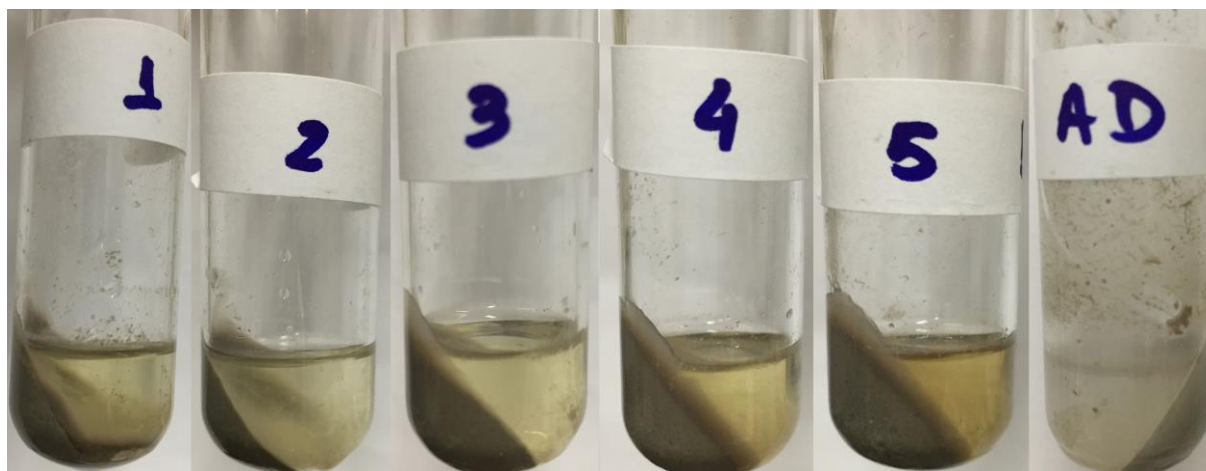


Figura 7: Cascalhos na microemulsão com salinidade (1, 2, 3, 4 e 5) e na água destilada (AD).

A Figura 7 apresenta os tratamentos dos cascalhos na microemulsão com salinidade. Constatou-se que em todos os pontos houveram alterações nas tonalidades das microemulsões. Os pontos 4 e 5 apresentaram tonalidades levemente mais escuras que os outros pontos. Nestes pontos foram utilizados maiores teores de fase oleosa na microemulsão.

Vale destacar também que em todos os ensaios realizados foram utilizados a mesma massa de microemulsão (2g) e de cascalhos (1g). Porém, foram utilizados tubos de ensaios diferentes para as análises da Figura 6 e da Figura 7.

### Conclusões

Nesta pesquisa foram realizadas análises experimentais para remediação de cascalhos reais contaminados com fluido de perfuração base n-parafina por meio de tratamento com sistemas microemulsionados. As análises experimentais foram realizadas com dois tipos de sistemas microemulsionados, diferenciando um do outro apenas pela fase aquosa (água destilada ou água salina). Para tanto, foram preparadas 5 amostras de microemulsões com diferentes proporções de C/T, fase oleosa e fase aquosa.

Os resultados visuais mostraram alterações nas colorações das microemulsões utilizadas, as quais deixaram de ser transparente e passaram a ter uma coloração amarelada. Tal fato sugere que ambas microemulsões aplicadas foram capazes de remover o fluido de perfuração do cascalho. No entanto, percebeu-se que nos dois sistemas os melhores resultados foram obtidos para maiores teores de fases oleosas. Isso é explicado pelo princípio da solubilidade, no qual substâncias com mesmas características tendem a se dissolver quando estão num mesmo sistema.

Do ponto de vista qualitativo a microemulsão com salinidade mostrou ser mais eficiente no tratamento dos cascalhos, visto que em geral as microemulsões apresentaram-se mais escuras do que o tratamento por microemulsão sem salinidade. Assim sendo, um tratamento com microemulsão com salinidade contendo uma maior quantidade de fase oleosa será mais eficaz para remediação de cascalhos.

Testes posteriores deverão ser realizados com o objetivo de quantificar a remoção do fluido de perfuração e a eficiência da reutilização da microemulsão. As observações qualitativas mostraram excelentes resultados, mas somente a quantificação pode garantir o teor de óleo removido em cada ponto de microemulsão aplicado.

### Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio financeiro da FAPESB e ao apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

### Referências Bibliográficas

BAIN & COMPANY. **Relatório 4 – Tensoativos**. [s.l.], p. 52, 2014. Disponível em:<[https://www.bndes.gov.br/arquivos/chamada\\_publica\\_FEPprospec0311\\_Quimicos\\_Relat4\\_tensoativos.pdf](https://www.bndes.gov.br/arquivos/chamada_publica_FEPprospec0311_Quimicos_Relat4_tensoativos.pdf)> Acesso em 11 de setembro de 2019.

CÂMARA, Bárbara Dayane de Araújo. Estudo do uso de tensoativos não iônicos na extração de parafina de cascalho de perfuração. Natal, RN, 2016. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

RANGEL, Neander da Silva. Gerenciamento De Resíduos Da Perfuração De Poços De Petróleo E Gás Offshore: Flúidos E Cascalhos De Perfuração. Monografia do Curso de Especialização em Engenharia de Campo da Universidade Federal Do Espírito Santo, Vitória-ES. 2015.

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

SILVA, D. N. N.; Tratamento de cascalho de perfuração utilizando sistemas microemulsionados. 2015. 52f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

SOUZA, J.S.; FONTE, S.S.D.; SIMONELLI, G.; SANTOS, L.C.L. Redução do teor de óleos e graxas da água produzida utilizando microemulsão. In: III Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis, Salvador, 2018.

THOMAS, J. E.; Fundamentos de engenharia de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VALE, Túlio Yébio Fernandes. Desenvolvimento de Tensoativos e Sistemas microemulsionados para recuperação de Petróleo. Tese de Doutorado, UFRN, Pós-Graduação em Engenharia Química.

ZUBAIDY, Essam AH; ABOUELNASR, Dana M. Fuel recovery from waste oily sludge using solvent extraction. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 88, n. 5, p. 318-326, 2010.

YE, Yan et al. Nanoemulsion for oil-contaminated oil-based drill cuttings removal in lab. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 29, p. 18734-18740, 2017.