

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Estudo da Influência do Caráter Iônico de Microemulsões na Molhabilidade e Recuperação Avançada de Petróleo em Reservatório de Arenito

AUTORES:

Priscilla Cibelle Oliveira de Souza Firmino¹, Tereza Neuma de Castro Dantas², Afonso Avelino Dantas Neto³

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

ESTUDO DA INFLUÊNCIA DO CARÁTER IÔNICO DE MICROEMULSÕES NA MOLHABILIDADE E RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO EM RESERVATÓRIO DE ARENITO

1. Abstract

Sandstone reservoir rocks are commonly responsible for accumulations of oil. A large amount of oil is retained in reservoirs due to the reduction of its natural energy, allowing the application of advanced recovery methods. Among these, the chemical method, especially microemulsion injection, is outstanding. This study consisted of applying different microemulsion systems in the sandstone reservoirs and evaluating the influence of the ionic character in the recovery of residual oil. The systems were characterized at different temperatures. The oil studied was characterized as light and sandstone from the Botucatu Formation. The wettability analysis was evaluated through contact angle measurements. The sandstone was characterized as wet with oil, but after application of the microemulsion systems, its wettability was altered. All the systems showed to be efficient in the change of wettability, with emphasis on the system composed of anionic surfactant. In the advanced oil recovery, all systems presented a significant percentage of recovered oil, following the tendency presented by the wettability results, the anionic system, which reached a percentage of 80% recovery, stood out from the others. In general, the results obtained demonstrated the ability of microemulsions to act as wetting modifiers and as an advanced oil recovery method, being the best system for sandstone reservoirs, the one formed by anionic surfactant.

2. Introdução

Na etapa de produção de petróleo, uma quantidade de óleo significativa fica retida no reservatório devido à diminuição de sua energia natural ao longo do tempo e também pela alteração gradual das propriedades físico-químicas do óleo, por exemplo, viscosidade e densidade. Esta alteração dificulta o escoamento de óleo através do reservatório até o poço, dificultando a produção e elevando os custos da operação. Por isto, em alguns casos, o reservatório pode até ser considerado inviável, sob o ponto de vista econômico, mesmo que contenha 70% do óleo original (SANTOS, 2009). Devido à crescente demanda de energia no cenário global e sendo o petróleo a fonte energética mais utilizada no mundo, há um vasto interesse em que haja sempre uma grande oferta disponível deste recurso. Logo, é de fundamental importância a utilização de métodos que permitam uma maior produção. Muitos esforços são realizados com o objetivo de ampliar a recuperação de óleo dos reservatórios. O processo de recuperação de óleo pode ser dividido em três fases, basicamente, como a recuperação primária, a secundária e a recuperação terciária (GURGEL et al., 2008).

Os reservatórios de arenito são conhecidos por possuírem um óleo mais viscoso, quando comparados aos reservatórios carbonáticos, e serem molháveis à água - facilitando o escoamento do óleo (SOARES, 2012). Ainda assim, estudos têm sugerido que eles variem sua molhabilidade de molhável à água para molhável ao óleo (WANG et al., 2011). Tiab e Donaldson, 1996, sugeriram que aproximadamente 50% dos reservatórios de arenito são molháveis ao óleo, o que desmitifica o pensamento de que os reservatórios de arenito são apenas molháveis a água.

Devido a esta alternância de molhabilidade, a mobilização do óleo nos reservatórios de arenitos pode ser dificultada, a depender do tipo de formação, e uma alternativa viável para mobilizá-lo é por meio da injeção de microemulsões, buscando modificar a molhabilidade da superfície do reservatório, facilitar a retirada de óleo e, por fim, aumentar os índices de produção. A alternância de molhabilidade ao óleo e à água dos reservatórios de arenito estimula o estudo da aplicação de sistemas

microemulsionados tanto na recuperação avançada como no estudo da variação da molhabilidade desse tipo de reservatório. Baseado nos aspectos aqui expostos, este trabalho estudou diferentes sistemas microemulsionados com classes distintas de tensoativos, para verificar a influência que exercem na modificação da molhabilidade da rocha e o impacto que apresentam sobre o fator de recuperação de petróleo.

3. Metodologia

Neste trabalho foram utilizados os seguintes reagentes com seus respectivos fabricantes: Brometo de hexadeciltrimetilamônio – C16TAB (Cromato Produtos Químicos); Alkonat L 90 – Unitol (Oxiteno); NaCl 99% (Vetec); KCl 99,5% (Synth); KOH (Vetec); HCl 37% (Vetec); NaOH (CRQ); Álcool etílico 95% (Anidrol); Óleo de Coco Saponificado – OCS; Água destilada – AD; Querosene (Marca Líder); Butan-1-ol 99,4% (Vetec); Tolueno 99,5% (Synth); n-heptano 99,5% (Vetec); Petróleo de Ubarana/RN fornecido pela Petrobrás©.

Para elaboração deste trabalho foram realizados procedimentos para caracterização das soluções micelares a partir do estudo de suas propriedades, como a análise de tensão superficial, a c.m.c., massa específica, temperatura de Krafft. Por fim, estudou-se o processo de adsorção das soluções à rocha e a análise de ângulo de contato.

3.1. Seleção da região de Microemulsão

Para estudos que envolvem sistemas microemulsionados, é essencial a construção do diagrama de fases, uma vez que representa uma ferramenta fundamental na determinação das regiões de microemulsão (Winsor IV), alvo deste trabalho. Na elaboração de um diagrama pseudoternário, inicialmente escolhe-se um percentual da razão C/T, complementa-se o percentual restante com outra fase (fase óleo ou água) e titula-se com a fase distinta, até em que haja transição de fases.

3.2. Análise da tensão superficial

A tensão superficial dos sistemas microemulsionados foi medida no tensiômetro (Sensadyne – Inst. – Div.) utilizando o método conhecido como pressão máxima da bolha. Neste são utilizados dois capilares com orifício e diâmetros distintos, em que o capilar maior mede o efeito da profundidade de imersão e o capilar menor mede o valor de pressão máxima da bolha, que é convertido em tensão superficial. As medidas foram realizadas a 30° C, 40° C, 50° C, 60° C e 70° C, utilizando-se um banho termostático.

3.3. Massa específica

Os dados de massa específica foram obtidos utilizando o densímetro Anton Paar, modelo DMA 4500 M à temperatura de 30°C. Para tanto, uma alíquota de aproximadamente 3 mL do sistema microemulsionado era injetada no equipamento, até que, por meio da imagem do orifício fornecida pelo equipamento, não fossem visualizadas bolhas de ar. O *software* do equipamento fornecia os valores de massa específica para cada uma das amostras.

3.4. Viscosidade

As medidas de viscosidade foram realizadas no reômetro Haake Mars, da Thermo Cientific. Este equipamento opera fornecendo medidas de cisalhamento estacionário e dinâmico, que são captadas por um sensor que rotaciona ao ser imerso em um fluido. Foram utilizadas 11 mL de amostra por medida. O volume era inserido em um cilindro coaxial (Z41) e, então, era imenso o sensor na amostra para enfim aplicar a taxa de cisalhamento, variando até 1000 s⁻¹. As análises, tanto dos SME como do petróleo, foram realizadas em três temperaturas distintas: 30 °C, 50 °C e 70 °C.

3.5. Porosidade das rochas

Amostras da rocha arenito eram retiradas utilizando uma perfuratriz com uma broca diamantada. Após a perfuração, eram feitos cortes para deixar as extremidades planas. Foram obtidos plugues de aproximadamente 4,5 cm de altura e 3,8 cm de diâmetro que eram colocados em uma mufla, a uma temperatura de 700 °C, por um período de 6 h, com uma rampa de aquecimento de 10 °C/min. Já com os plugues calcinados, a porosidade era obtida de acordo com a metodologia definida por Paulino (2007). Inicialmente era feita uma curva de calibração do equipamento com os dados de volume de cilindros maciços conhecidos (c_1 , c_2 e c_3) e os dados de pressão. Com esses valores, plotava-se uma curva que permitia obter a porosidade dos plugues quando fornecidos os valores de pressão. As medidas dos volumes porosos (V_p) era calculada pela subtração entre o volume total do sólido (V_s), calculados com os valores de altura e diâmetro medidos através de um paquímetro digital e o volume ocupado pelo plugue, de acordo com o fornecido pelo porosímetro. Por fim, calcula-se a porosidade através do quociente entre o V_p e V_s .

3.6. Análise de ângulo

Os procedimentos realizados na determinação do ângulo de contato para a rocha arenito baseiam-se na metodologia utilizada por Standnes e Austed (2000). Os plugues de arenito foram seccionados em pequenos discos com aproximadamente 0,4 cm de espessura, dando forma às pastilhas de arenito utilizadas no ensaio. Após o corte, as pastilhas molhadas eram levadas à estufa a 80° C por cerca de 1 hora, até que fosse observada a total evaporação de água. Em seguida, esperava-se que as pastilhas atingissem a temperatura ambiente para que então fossem embebidas no petróleo de Ubarana/RN e, por conseguinte, retornassem a estufa a 50 °C por 48 horas. Ao término das 48 horas, as pastilhas seguiam para a capela onde era feita uma rápida lavagem com tolueno e n-heptano, respectivamente, a fim de retirar o excesso do óleo que as envolvia, e em seguida deixadas secar a temperatura ambiente. Após a secagem, as pastilhas eram imersas nas soluções de microemulsão. Esta etapa de imersão por 30. Finalmente, as pastilhas secavam a temperatura ambiente até que visualmente não houvesse aspecto de superfície molhada. Esta secagem levou 3 dias. De posse das pastilhas secas, foram feitas as medidas de ângulo de contato no tensiômetro Kruss. Para tanto, com uma seringa injetava-se uma gota de KCl 2% sobre a superfície da pastilha, cuja molhabilidade se pretendia analisar, e com o auxílio do computador, os dados das medidas dos ângulos eram coletados.

3.7. Ensaio de recuperação

Os ensaios foram realizados em um equipamento simulador de reservatório, a uma temperatura de 30°C e pressão de confinamento de 1000 psi. O ensaio de recuperação consistiu basicamente em quatro etapas, sendo elas: saturação do plugue com salmoura de KCl 2% a uma vazão de 1mL min⁻¹; saturação com petróleo (a mesma taxa); recuperação convencional com salmoura; recuperação avançada com os sistemas microemulsionados. Nas etapas de recuperação, eram coletadas 10 provetas de 10 mL (correspondente a três vezes o volume poroso do plugue) do fluido que saía do reservatório contendo naturalmente a salmoura (KCl 2%) e o petróleo (convencional) e microemulsão e petróleo (avançada). Tanto o KCl 2%, na recuperação convencional, como a microemulsão, na recuperação avançada, foram injetadas em um volume correspondente a três vezes o valor de volume poroso do plugue, objetivando a máxima retirada de óleo.

4. Resultados e Discussão

4.1. Microemulsões

Com base nos diagramas de fase construídos, foi escolhido um ponto de microemulsão (WIV) em comum para todos os sistemas, visando ao término realizar o estudo comparativo. As

microemulsões apresentaram a seguinte composição: 72% FA; 25% C/T; 3% FO. Este percentual foi escolhido por apresentar uma composição rica em fase aquosa, com baixos percentuais de tensoativo e de fase óleo, objetivando a produção de microemulsões com baixo custo.

4.2. Tensão superficial

Considerando a temperatura ambiente de 30 °C, todos os sistemas apresentaram tensão superficial bem inferior à da água nessa temperatura, como se observa na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de tensão superficial a 30 °C.

Amostra	γ (mN/m)
Água	71,40
SME-Alkonat	29,59
SME-CTAB16	24,56
SME-SDS	24,94
SME-OCS	24,32

Os resultados apresentados são satisfatórios pois, mesmo possuindo grande teor de água em sua composição, os sistemas microemulsionados produzem baixa tensão em comparação à água na mesma temperatura, de acordo com o previsto pela literatura (JEIRANI et. al, 2013; BERA et. al, 2014). Com isso, considera-se que estes SME, ao serem injetados no reservatório, irão reduzir a tensão entre as superfícies rocha-óleo e a água, melhorando a eficiência de recuperação de óleo (SANTANNA et al., 2013; BERA et al., 2014).

4.3. Massa específica

Os valores de massa específica (ρ) para os sistemas em estudo encontram-se na Tabela 2.

Tabela 2 – Massa específica das microemulsões a 30 °C.

Sistema	ρ (g/cm ³)
SME – Alkonat L90	0,97675
SME – CTAB16	0,95536
SME – SDS	0,96382
SME – OCS	0,96145

Observa-se que os valores obtidos estão muito próximos à massa específica da água, à mesma temperatura, que é de 0,995 g/cm³, fato já esperado a grande quantidade de água presente na composição dos sistemas. Em relação ao óleo utilizado, de origem da Bacia Potiguar, campo de Ubarana no Rio Grande do Norte – Brasil, como fator de caracterização utilizou-se o °API. Ainda, de acordo com os valores apresentados na Tabela 3 o petróleo é classificado como leve.

Tabela 3 – Massa específica e °API para o petróleo de Ubarana/RN a diferentes temperaturas.

Temperatura (°C)	Massa específica (g/cm ³)	° API
30	0,864700	32,14
50	0,850129	34,94
70	0,830964	38,78

4.4. Reologia dos fluidos

A análise reológica dos fluidos estudados permitiu a obtenção de medidas de viscosidade para o óleo e para os sistemas microemulsionados. A análise dos dados observados numa taxa de

cisalhamento linear variando de 0 a 400 s⁻¹ permitiu o ajuste apresentado na Tabela 4 para modelo de fluido newtoniano.

Tabela 4 – Parâmetro reológico do modelo Newtoniano para o petróleo e microemulsões a 30 °C, 50 °C e 70 °C.

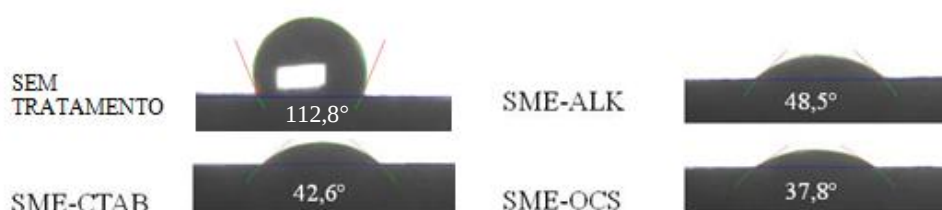
Sistema	Temperatura (°C)	n	Newtoniano $\tau = \mu \dot{\gamma}$; R ²	Viscosidade (cP)
Petróleo	30	0,9999	$\tau = 0,0188 \dot{\gamma}$; 0,9997	19,020
	50	0,9998	$\tau = 0,01180 \dot{\gamma}$; 0,9999	11,114
	70	0,9996	$\tau = 0,00790 \dot{\gamma}$; 0,9998	8,744
SME - Alkonat	30	1,0000	$\tau = 0,00970 \dot{\gamma}$; 1,0000	9,735
	50	0,9999	$\tau = 0,00680 \dot{\gamma}$; 0,9999	6,896
	70	0,9973	$\tau = 0,00410 \dot{\gamma}$; 0,9986	4,319
SME - CTAB	30	0,9998	$\tau = 0,00365 \dot{\gamma}$; 0,9999	3,745
	50	0,9998	$\tau = 0,00280 \dot{\gamma}$; 0,9999	2,790
	70	0,9996	$\tau = 0,00190 \dot{\gamma}$; 0,8951	1,915
SME - OCS	30	0,9999	$\tau = 0,00370 \dot{\gamma}$; 0,9999	3,717
	50	0,9999	$\tau = 0,00270 \dot{\gamma}$; 0,9999	2,688
	70	0,9997	$\tau = 0,00200 \dot{\gamma}$; 0,9998	2,033

Em todos os sistemas assim como com o petróleo, o índice de consistência (n) atingiu valores próximos a 1, o que os classifica, também matematicamente, como fluido newtoniano. Estes valores foram obtidos a partir da linearização dos dados de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento. Dessa maneira, os fluidos estudados são influenciados unicamente pela temperatura e pressão. Comparando os resultados, apenas para os sistemas, os maiores valores foram obtidos para o sistema composto pelo tensoativo não iônico (líquido) devido a quantidade de tensoativo presente na composição do sistema. Para os SME iônicos, a razão C/T é 2, enquanto para o SME-ALK é de 0,5, ou seja há mais tensoativo na microemulsão não iônica.

4.5. Ângulo de Contato

Inicialmente a rocha de arenito Botucatu, cuja superfície estava envolvida em óleo, ao receber a gota de KCl 2% (a) apresentou um alto valor para o ângulo de contato, de 112,8° o que a caracteriza como molhável ao óleo, ou seja hidrofóbica. Observando o comportamento apresentado na Figura 1 e também os valores, nota-se que após o tratamento da rocha com os sistemas microemulsionados, ao entrar em contato com a salmoura de KCl 2%, todos os sistemas, independente do caráter iônico, foram capazes de reduzir de maneira significativa o ângulo de contato. Os valores desses ângulos obtidos indicam então que a molhabilidade inicial da rocha, que era molhável ao óleo, foi alterada para uma molhabilidade mista. O tratamento por meio de microemulsões foi bastante satisfatório devido à capacidade para dissolver o óleo e a água e, principalmente, por propiciar significativa diminuição da tensão interfacial do sistema. Dessa maneira, o mecanismo de molhabilidade também está relacionado às interações entre os fluidos do reservatório e a superfície da rocha, pois ambos são responsáveis pelo fenômeno de adesão.

Figura 1 – Valores de ângulo de contato para superfície de arenito sem tratamento e tratada pelas microemulsões.



O arenito, que inicialmente era molhado ao óleo, após o tratamento com as microemulsões, teve sua molhabilidade alterada, pois os SME foram capazes de reduzir a tensão interfacial entre o óleo e a água. Pela avaliação do caráter iônico, nota-se que os sistemas compostos por tensoativos iônicos apresentaram melhores resultados, tanto de preferência pela água, como de oposição ao óleo, quando comparados à rocha sem tratamento. Isso ocorre, pois a interação entre as cargas dos tensoativo iônicos e a superfície da rocha promove uma maior adsorção dos sistemas micelares iônicos, criando uma espécie de filme micelar que diminui a tensão interfacial entre o óleo presente na rocha e o excesso de água em que se encontram as micelas diretas. Esse ambiente de baixa tensão interfacial possivelmente conduz as micelas a se fixarem na interface óleo/arenito e promoverem a maior adsorção dos SME iônicos, levando consequentemente a maiores reduções de ângulo ao serem submetidos a um fluido polar, e menores reduções ao manterem contato com o fluido apolar. Dentre os sistemas iônicos, os resultados mais expressivos foram para o sistema aniônico, ocorrendo para tanto o efeito do contra-íon do tensoativo. Provavelmente, este contra-íon se instalou na superfície da rocha, devido às interações com as cargas presentes na rocha arenito, e por conseguinte permitiu a adsorção das micelas, sendo que esta interação foi mais efetiva do que a do tensoativo catiônico (SME-CTAB) que interagia com os ânions presentes no carboxilato.

4.6. Recuperação

Para avaliar com um efeito comparativo, foram selecionados os plugues que representariam a rocha reservatório com porosidade em torno de 50%. Os plugues utilizados foram submetidos às etapas de saturação pela salmoura, simulando a saturação por água conata, e saturação pelo óleo conforme apresentado na Tabela 5 e que contêm volumes porosos similares e saturações iniciais.

Tabela 5 – Dados da recuperação para os plugues A (SME-ALK), B (SME-CTAB), e C (SME-OCS).

Fator	Plugues		
	A	B	C
Soi	0,686	0,634	0,695
SOR _c	0,376	0,298	0,314
SOR _{SME}	0,209	0,162	0,140
% OI _{PConvencional}	45%	53%	55%
% OI _{PSME}	24%	21%	25%
% OI _{PTOTAL}	69%	74%	80%

Os resultados apresentados na Tabela 5 são satisfatórios para todos os sistemas que se mostraram eficientes na recuperação do petróleo, sendo a menor recuperação total de 69%. Os SME ao entrarem em contato com o reservatório foram capazes de interagir com as interfaces óleo/rocha e/ou óleo/água; esta última pode ser devido ao fenômeno do rearranjo micelar em que a micela esférica muda de estrutura ao se adsorver na interface, como uma espécie de achatamento da micela.

5. Conclusões

Com o desenvolvimento deste estudo pode-se concluir que os tensoativos Alkonat, C16TAB e OCS, o n-butanol como cotensoativo, juntamente com querosene como fase óleo e água como fase aquosa e a razão C/T de 2,0 nos percentuais escolhidos apresentaram microemulsão bastante expressiva inclusive permitindo a aplicação de um ponto rico em fase aquosa e com pequena quantidade de óleo. As análises de tensão superficial mostraram que os sistemas microemulsionados possuem baixa tensão superficial em comparação com a da água, à mesma temperatura. E ainda, a tensão superficial decresceu com o aumento da temperatura. Os SME iônicos mantiveram-se límpidos e estáveis, pois aumentam sua capacidade hidrofílica com a temperatura, enquanto o não iônico turvou com o aumento da temperatura, para tanto uma faixa ótima de atuação dos sistemas foi determinada,

descartando o SME não iônico para temperaturas a partir de 60° e os demais sistemas estáveis nas temperaturas de operação (40 °C a 80 °C). Em relação a massa específica, os sistemas apresentaram valores próximos à massa específica da água nas mesmas temperaturas, evidenciando a sua estabilidade quanto à formação de micelas diretas com excesso de fase aquosa. Através do estudo reológico, foi possível observar que as microemulsões se caracterizam como fluidos newtonianos com comportamento no regime laminar até uma taxa de 400s⁻¹. Com relação à influência do caráter iônico dos tensoativos presentes nos SME, o SME-OCS modificou a molhabilidade de maneira mais acentuada devido ao fato de sua adsorção por parte da rocha haver sido maior que o tensoativo catiônico e não iônico, possivelmente devido ao tamanho do grupo carboxílico do tensoativo. A ordem de inversão da molhabilidade após tratamento foi SME-OCS > SME-CTAB > SME-ALK. A eficiência dos sistemas foi comprovada com a redução do ângulo de 112,8° para um mínimo de 37,8° para o SME-OCS. E por fim, os resultados de recuperação de petróleo mostraram-se diretamente relacionados com a baixa tensão superficial dos sistemas microemulsionados, bem como com a influência dos sistemas sob a molhabilidade. A microemulsão de OCS possuía menor tensão superficial e foi a que produziu menores ângulos em contato com a superfície de arenito dentre as demais, obtendo-se o maior percentual de óleo deslocado (56%), resultando na maior recuperação de óleo (80,0%). De maneira geral, este trabalho comprovou a importância das interações entre os sistemas micelares e da adsorção das microemulsões à superfície rocha-óleo, demonstrando a influência dos sistemas microemulsionados na molhabilidade do arenito e consequentemente na recuperação avançada.

Agradecimentos

A Deus, primeiramente, ao Laboratório de Tecnologia de tensoativos – LTT, ao Núcleo de Processamento em Petróleo e Gás – NUPEG, ao PRH ANP-14e ao CNPq.

Referências Bibliográficas

GURGEL, A.; MOURA, M. C. P. A.; DANTAS, T. N. C.; BARROS NETO, E. L.; DANTAS NETO, A. A review on chemical flooding methods applied in enhanced oil recovery. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. v. 2, p. 83–95, 2008.

PAULINO, L. C. Estudo de Sistemas Microemulsionados utilizando água do mar na Recuperação Avançada de petróleo. 2007. 127 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

SANTOS, F. K. G. Avaliação do comportamento de fluidos micelares na recuperação avançada de petróleo. 2009. 135 f. (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

SOARES, A. P. J. Aplicação de microemulsão na recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos. 2012. 177f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

STANDNES, D. C.; AUSTAD, T. Wettability alteration in chalk. 2. Mechanism for wettability alteration from oil-wet to water-wet using surfactants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 28, p.123-143, 2000.

TIABE, D.; DONALSON, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, Gulf Publishing Company, 1996. ISBN 0884156346, 9780884156345.

WANG, Y., XU, H., YU, W., BAI, B., SONG, X., & ZHANG, J. Surfactant induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Engineering*, v.4, p. 463-476, 2011.