

ADSORÇÃO DE TENSOATIVO OCS EM ROCHAS CALCÁRIAS PARA ANÁLISE DE MOLHABILIDADE

Kidja Maria Ramalho Frazão¹
Ana Paula Brito de Almeida²
Gerbeson Carlos Batista Dantas³
Patrícia Mendonça Pimentel⁴
Vanessa Cristina Santanna⁵

RESUMO

Os métodos químicos envolvendo tensoativos podem ser parte de uma estratégia para inverter a molhabilidade em rochas calcárias e melhorar a produtividade da recuperação do petróleo em reservatórios. Nesse contexto, o principal objetivo deste trabalho foi investigar a adsorção do tensoativo aniônico em rochas reservatório do tipo carbonática para analisar sua molhabilidade. Para isso duas amostras de calcário extraídas da microrregião de Mossoró/RN foram inicialmente caracterizadas através das técnicas de granulometria, fluorescência de raios X (FRX), difração de raios X (DRX) e termogravimetria (TG). Em seguida, ensaios de adsorção do tensoativo OCS nas amostras de calcários foram realizados pelo método banho finito. Posteriormente, as amostras foram submetidas às análises de tensão superficial, potencial zeta e ângulo de contato. As amostras de calcário foram classificadas, como calcário calcítico e dolomítico. As duas amostras apresentaram bom desempenho em adsorver o tensoativo OCS, sendo mais significativa com o calcário calcítico. Em relação à molhabilidade, elas foram classificadas como mistas.

Palavras-chave: Adsorção, Molhabilidade, Tensoativo, Rochas calcárias.

INTRODUÇÃO

O petróleo é um óleo de origem fóssil formado nas rochas sedimentares, em áreas marítimas e terrestres (PETROBRAS, 2019), cuja composição química é uma combinação complexa de hidrocarbonetos (82% de carbono e 12% de hidrogênio), podendo conter também quantidades pequenas de nitrogênio (4%), oxigênio (1%), compostos de enxofre e íons metálicos (1%) (ANP, 2019).

¹ Graduanda do Curso de Engenharia Química da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, kidjafrazao@hotmail.com;

² Graduada do Curso de Engenharia Química da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, anapaula-brito@outlook.com

³ Graduado pelo Curso de Engenharia Civil da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, gerbeson_dantas@email.com;

⁴ Professora orientadora: Dra. em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal Rural do Semi-Árido - UFERSA, pimentelmp@ufersa.edu.br.

⁵ Professora orientadora: Dra. em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, vanessasantanna@yahoo.com.br;

Nos processos de recuperação e produção de petróleo, uma das características importantes é a molhabilidade da rocha reservatório que vai favorecer ou não, a permeabilidade do óleo, uma vez que é a tendência de um fluido estar espalhado sobre, ou aderido a, uma superfície sólida juntamente com outros fluidos imiscíveis (WANG et al., 2011). Quando se trata de um reservatório de rochas carbonáticas, como o calcário, a molhabilidade é normalmente favorável ao óleo, sendo necessário o uso de métodos especiais de recuperação a fim de modificar a molhabilidade da superfície e, conseqüentemente, melhorar a recuperação do óleo (LIMA, 2015). O método químico utiliza injeção de tensoativos onde o processo pressupõe uma interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, cuja finalidade é reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento e proporcionando um aumento no fator de recuperação (RIBEIRO NETO, 2007). Portanto, o presente trabalho tem por objetivo caracterizar amostras de calcário da microrregião de Mossoró/RN e analisar a molhabilidade dessas rochas, através da adsorção do tensoativo OCS.

METODOLOGIA

Materiais

Os calcários em estudo foram obtidos na microrregião de Mossoró/RN. Para realização dos experimentos de adsorção, fez-se o uso de uma solução de tensoativo aniônico a base de óleo de coco saponificado (OCS) e de solução de cloreto de potássio (KCl) a 2%.

Métodos

Inicialmente, as amostras de calcário passaram pelo processo de trituração no Laboratório de Química Geral da Universidade Federal Rural do Semi-Árido/Angicos.

Posteriormente, no Laboratório de Fluidos de Perfuração, Completação e Estimulação, localizado no Complexo Tecnológico de Engenharia (CTEC) da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) foi realizada a adsorção dos tensoativos nas rochas pelo método dinâmico de banho finito com base no trabalho desenvolvido por Neves (2017) – que fez estudos variando a concentração e o tempo de equilíbrio para identificar a concentração crítica micelar (c.m.c) que equivale a 1,87g/L do tensoativo -; assim, foi preparada a solução do tensoativo OCS 3g/L em 2% de KCl, solubilizado a quente. Em seguida, foi pesado 0,8g de calcário e adicionado em *erlenmeyers* de 250mL juntamente com 80mL do tensoativo. Para

atingir o equilíbrio, as amostras passaram 2 horas na mesa agitadora (modelo SL 180/DT) e em seguida, permaneceram em repouso por 24 horas, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 - (a) Procedimento de equilíbrio - 2h na mesa agitadora. (b) Repouso de 24h.



(a)



(b)

Fonte: Autoria própria (2019).

Após este período, o material passou pelo processo de filtração simples o material que ficou no papel filtro foi levado à estufa por 24 horas a 60° C para eliminar umidade. Após o banho, aproximadamente 40mL do sobrenadante foram coletadas para análise de tensão superficial, que foi realizada com as amostras em duplicata. Essa análise foi realizada pelo equipamento *SensaDyne Tensiometer*, modelo QC 6000, cujo método é o da pressão máxima de bolha, utilizando dois capilares de diâmetros diferentes a serem imersos nos fluidos em análise, por onde é bombeado gás nitrogênio, produzindo assim, um diferencial de pressão (ΔP) que é interligado à tensão superficial do fluido. A análise foi realizada em temperatura ambiente.

Pastilhas das amostras de calcário modificadas pelo tensoativo para realização das medidas de ângulo de contato foram preparadas na Central Analítica – Preparação de Amostras – do Instituto de Química na UFRN com o auxílio de uma prensa hidráulica, marca Shulz, e um pastilhador metálico (base de estampo com coluna em aço / para prensa). Ao colocar o pó em análise no equipamento foi aplicada uma pressão de quatro toneladas, em média, para formação da pastilha conforme Figura 2.

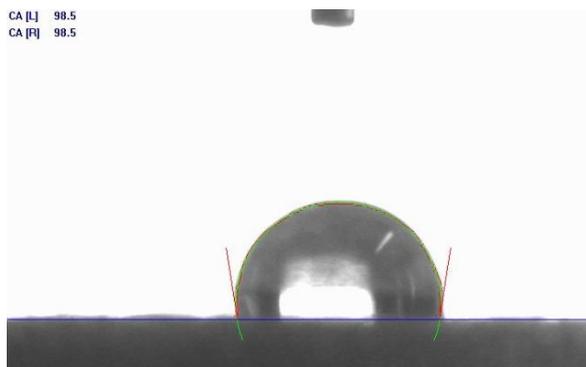
Figura 2 - Pastilhas confeccionadas com calcário.



Fonte: Autoria própria (2019).

Como fase determinante da molhabilidade da rocha, Neves (2017) disse que o ângulo de contato é definido como o ângulo entre a interface sólido/líquido e a sólido/gás. Neste trabalho foi utilizado o goniômetro da marca *Kriiss*, modelo DAS 100, para efetuar as medidas de ângulo de contato pelo *software* DAS3. Para tanto, as pastilhas foram alocadas na plataforma, adequou-se uma seringa contendo água e posteriormente no monitor foi observado a formação da gota d'água na superfície, sendo então calculado o ângulo, conforme exemplificado na Figura 3.

Figura 3 - Análise de imagem pelo *software* na análise de ângulo de contato.



Fonte: Autoria própria (2019).

Medidas do potencial zeta foram realizadas para analisar as cargas elétricas das partículas dispersas nas soluções que passaram pelo banho finito. Para isso foi utilizado um pHmetro de bancada para aferir o pH das soluções, em seguida, os *erlenmeyers* foram agitados e por vez foi adicionado certo volume de cada amostra na cubeta do *ZetaPlus*, da marca *Brookhaven Instruments Corporation*, para realização da leitura. Esse procedimento foi feito em duplicata e foi registrada a média.

Caracterização

As técnicas utilizadas para caracterização foram: análise granulométrica de acordo com a NBR 7181 (ABNT, 2016), análises químicas por fluorescência de raios-X por energia dispersiva (FRX) em equipamento da *Shimadzu* modelo EDX-720, difração de raios-X (DRX) usando o modelo XRD-6000 do difratômetro *Shimadzu* (configuração: radiação Cu-K α , ângulo de varredura (2θ) e variação de 10° a 80°) e análise termogravimétrica (TG) em uma termobalança da PERKIN-ELMER usando atmosfera de nitrogênio (configuração: razão de aquecimento de 10°C/mim entre 0 a 1000 °C).

DESENVOLVIMENTO

Petróleo

Conforme Thomas (2004) a denominação petróleo vem do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro. Tal definição entra em concordância com Szklo; Uller; Bonfá (2012) ao citar American Society for Testing and Materials (ASTM):

Uma mistura de ocorrência natural, constituindo de hidrocarbonetos e derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados, que é ou pode ser removida da terra no estado líquido. Está acompanhado por quantidades variáveis de substâncias estranhas como água, matéria inorgânica e gases.

Constituído por mistura de compostos químicos orgânicos, o petróleo, possui diferentes estados físicos, variando de acordo com a quantidade de moléculas, quando em menor proporção seu estado é gasoso e quando a mistura contém moléculas maiores é líquido, seguindo as condições de pressão e temperatura (THOMAS, 2004).

Rocha-reservatório

“O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada reservatório”, podendo ter natureza variada e apresentar porosidade e permeabilidade. Os arenitos, calcarenitos e rochas sedimentares (com porosidade intergranular e permeáveis) são constituintes das rochas-reservatório (THOMAS, 2004).

Rochas Carbonáticas

Rochas carbonáticas são os calcários, as dolomitas e aquelas intermediárias entre os dois. A porosidade de tais rochas pode ser primária ou secundária, a primária é aquela que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar; já a secundária, provém de

processos geológicos ocorridos depois da deposição do material sedimentar (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Suguio (2009) indica os principais tipos de carbonatos: calcita - CaCO_3 ; dolomita - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)$; siderita - FeCO_3 ; magnesita - MgCO_3 e a ankerita - $\text{Ca}(\text{Mg, Fe})(\text{CO}_3)_2$. Entre estes, o principal tipo é a calcita, cuja forma mais da metade em volume de carbonatos, tendo como aplicabilidade a cimentação de arenitos quartzosos, oolíticos, entre outros.

De acordo com Almeida et al. (2018) o calcário é classificado pelo teor de óxido de magnésio (MgO) em sua composição, onde o Calcítico corresponde <5 e o dolomítico, >12 .

Molhabilidade

Molhabilidade é a tendência de um fluido aderir-se ou espalhar-se sobre uma superfície sólida, na presença de outros fluidos imiscíveis (CRAIG, 1971). A molhabilidade das rochas reflete a maneira como a água e o óleo se alojam dentro dos poros da rocha. Nas rochas consideradas molháveis por óleo, a água se encontra no centro dos poros maiores, e o óleo fixado nas paredes. Os métodos de medição: ângulo de contato, embebição espontânea, Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), entre outros (ANDERSON, 1986). O método de ângulo de contato baseia-se nas medições entre 0 e 180° , Anderson (1986) classificou o ângulo de contato entre 0 e 75° como molhável preferencialmente a água, e no intervalo entre 105° e 120° como molhável, preferencialmente, ao óleo.

Métodos de Recuperação do Petróleo

Miscíveis, térmicos e químicos são processos de recuperação avançada de petróleo com o objetivo de retirar a maior porcentagem de óleo dos reservatórios. Como a aplicação é de alto custo e complexa se faz necessário um estudo aprofundado dos reservatórios, como a profundidade, área, temperatura, porosidade, permeabilidade, molhabilidade, densidade e viscosidade do óleo (SOARES, 2016). Neste trabalho será abordado um dos métodos químicos, a injeção de solução micelar.

Tensoativos

Um dos métodos químicos para EOR é a injeção de solução micelar, ou seja, utilização de tensoativos; uma vez que ocorre a redução na tensão interfacial e alteração na molhabilidade da rocha (AYIRALA; VIJAPURAPU; RAO, 2006). Sabe-se que o tensoativo é um tipo de molécula que “apresenta uma parte com característica apolar ligada a outra parte

com característica polar” (DALTIM, 2011), assim possui a capacidade de solubilizar o óleo e a água. Segundo Holmberg et al. (2002) os tensoativos são classificados por sua natureza hidrofílica ou quanto à estrutura química, podendo ser divididos em: catiônicos, aniônicos, não-iônicos e anfóteros. O foco neste trabalho está nos aniônicos, uma vez que eles “apresentam carga negativa na parte polar da molécula”, além de “possuir átomos de oxigênio na região”, promovendo alta negatividade, atraindo assim, elétrons de carbonos e hidrogênios vizinhos para o aumento da polaridade negativa na região polar. Logo, os tensoativos aniônicos são muito solúveis em água, uma vez que concentram cargas negativas à parte polar favorecendo a atração de moléculas de água (DALTIM, 2011). Assim, o Óleo de Coco Saponificado (OCS) é um exemplo do tensoativo aniônico, sendo composto por ácidos graxos.

Potencial Zeta

O potencial zeta é um parâmetro que fornece informações sobre a carga efetiva na superfície e a distribuição de carga dentro da Dupla Camada Elétrica (DCE), ou seja, traduz as interações entre a solução e o plano de cisalhamento da DCE, sendo influenciado pela composição iônica, força iônica e pH da solução, além da superfície da membrana. Esta análise se refere à interface hidrodinâmica, enquanto a carga da superfície é definida na interface sólido-líquido (AGBOOLA; MAREE; MBAYA, 2014; BUTT; GRAF; KAPPL, 2003).

Essa análise é importante para melhor compreender os mecanismos de transporte iônico através da membrana (DU; FREYSZ; SHEN, 1994, apud NICOLINI, 2017):

Há uma forte correlação entre a orientação da água na interface sólido-líquido e a hidrofília da superfície sólida. Em seu estudo relacionando medidas de potencial zeta com ângulo de contato, verificaram que os contraíons polivalentes adsorvem na superfície sólida produzindo fortes forças de hidratação, o que resulta em uma maior ordenamento e reestruturação das moléculas de água na interface, aumentando, além do caráter hidrofílico, os efeitos do pH sobre o potencial da superfície.

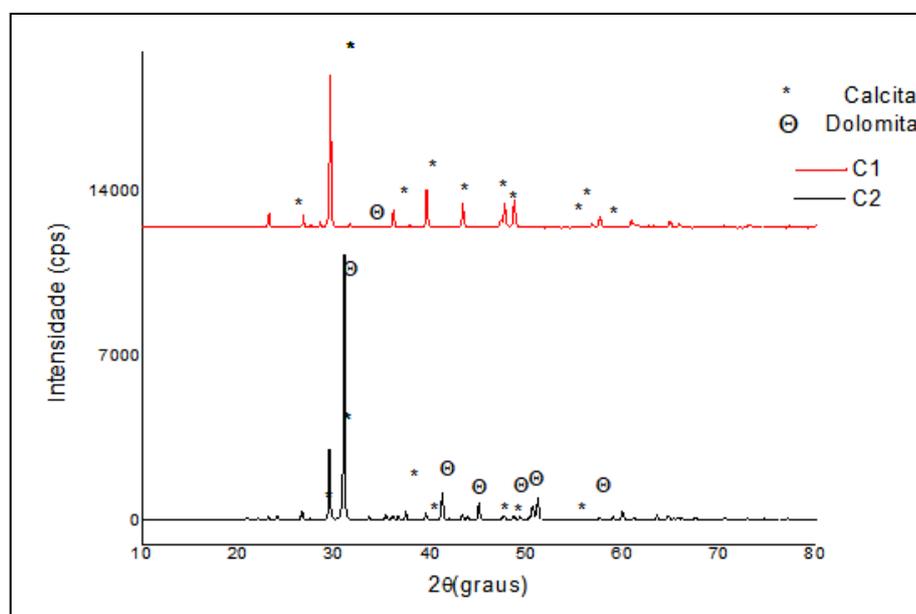
RESULTADOS E DISCUSSÃO

A análise granulométrica das amostras dos calcários em estudo revelam que as amostras do calcário 1 são identificadas como pedregulhos, devido ao seu percentual equivalente à 67% no índice que varia de $0,6 < x < 2$ mm; já o calcário 2 é classificado como areia, pois possui 40% na referência granulométrica de $0,06 < x < 0,2$ mm (ALMEIDA, 2012).

A composição química dos calcários estudados predominam óxidos de cálcio (CaO) e óxido de magnésio (MgO). Foi possível classificar os calcários, cujo critério é a quantidade de óxido de magnésio (MgO). Conforme análise do FRX em referência a Almeida (2018), foi observado que o calcário 1 não possui traços de MgO, sendo caracterizado como calcário calcítico (<5% do teor estabelecido), e o calcário 2 com cerca de 13% de MgO é classificado como calcário dolomítico.

Os difratogramas de raios-x corroboram com a composição química determinada por fluorescência de raios-X, representados na Figura 4. Foram atribuídas ao calcário 1 (C1) reflexões de calcita, representada no pico com um (*), e evidências de baixa intensidade do mineral dolomita (\ominus), indicando a característica do calcário calcítico. E na amostra de calcário 2 (C2) há predominância de reflexões intensas do mineral dolomita, confirmando a análise química - FRX, caracterizando a amostra como calcário dolomítico.

Figura 4 - Resultado da difração de raios X dos calcários.



Fonte: Autoria própria (2019).

Nas curvas termogravimétricas (TG) e térmica diferencial (DTA) dos calcários foi observado apenas um estágio na amostra C1 que ocorreu aproximadamente, entre 650 a 750°C. O pico endotérmico observado nesse intervalo pode ser atribuído à decomposição de matéria orgânica presente na rocha e principalmente a decomposição do CO₂ do carbonato de cálcio, resultando em óxido (CaO). Quanto a curva do calcário 2, foi observado que a perda de massa ocorreu em dois estágios: o primeiro, no intervalo entre 300°C e aproximadamente

500°C, corresponde a decomposição da fração do $MgCO_3$ da dolomita. Essa decomposição ocorre com liberação de CO_2 e produção do MgO . O segundo estágio, corresponde ao mesmo observado no C1, decomposição de matéria orgânica e do $CaCO_3$ para formação do CaO (SCHNITZLER et al., 2000).

Sabe-se que a tensão superficial verifica a adsorção dos tensoativos nas rochas. As médias das duplicatas dos filtrados para o OCS indicam que sofreram adsorção, pois houve um aumento das tensões comparado à tensão do tensoativo aniônico (36,1 dina/cm). Foi efetivada a adsorção do OCS por se tratar de um tensoativo aniônico que possui carga negativa em sua porção polar, onde as suas moléculas reagem eletrostaticamente com os íons Ca^{2+} dos calcários. Neste caso, o calcário 1 (56,5 dina/cm), calcítico, adsorveu mais que o outro, uma vez que obteve valor mais próximo ao da água (72,4 dina/cm a 29,7 °C). Já o calcário 2 (40,3 dina/cm), dolomítico, adsorveu menos provavelmente pelos teores de impurezas (Si, Al, Fe, K, Mn) comprovada pelo FRX.

O potencial zeta nas soluções com o tensoativo aniônico em estudo e em KCl 2% para analisar as cargas elétricas na superfície sólida. Os potenciais confirmam que houve interação eletrostática para determinar a adsorção do OCS, constatou-se que o calcário calcítico obteve maior potencial (-69,10) proporcionando significativa adsorção. É possível dizer que em soluções aquosas, como os ânions são mais polarizáveis, eles podem se aproximar mais da superfície de membrana. Assim, o corpo de prova adquire um potencial mais negativo por causa da adsorção dos ânions para além do plano de cisalhamento (CHILDRESS;ELIMELECH, 1996 apud NICOLINI, 2017). Logo, essa análise corrobora a adsorção proveniente do tensoativo aniônico presente nos calcários em estudo.

As medidas do ângulo de contato entre uma gota de água e as amostras em forma de pastilha refletem a molhabilidade dos calcários utilizados com adição do tensoativo. Os calcários são considerados rochas molháveis, preferencialmente, ao óleo; os valores obtidos do ângulo de contato nas amostras C1 (99,25) e C2 (103,95), adsorvidas com OCS, indicam molhabilidade mista. Segundo Faerstein (2010), em sistemas de molhabilidade mista, o óleo forma um meio contínuo nos poros maiores e a água nos poros menores.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Mediante aos processos de caracterização utilizados neste trabalho, foi possível classificar os calcários C1 e C2 da microrregião de Mossoró/RN como calcários calcíticos e

dolomíticos, respectivamente. Em relação à análise da molhabilidade, de uma forma geral, as rochas carbonáticas tendem a ser molhável a óleo dificultando o escoamento do petróleo nas operações de produção, com a adsorção do tensoativo OCS nas amostras estudadas, foi possível alterar a molhabilidade desses calcários para mista, ou seja, molháveis a óleo e a água.

AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal Rural do Semi-Árido, campus Angicos, pela concessão da bolsa de iniciação científica (PICI). Aos Laboratórios, de Fluidos de Perfuração, Completação e Estimulação (CTEC/UFRN) e Central Analítica de Preparação de Amostras (IQ/UFRN), na pessoa da Professora Vanessa Cristina Sant'Anna pelo auxílio durante a execução dos experimentos.

REFERÊNCIAS

AGBOOLA, O., MAREE, J., MBAYA, R. **Characterization and performance of nanofiltration membranes.** *Environmental Chemistry Letters*, v. 12, pp. 241-255. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCONBUSTÍVEIS. **Petróleo.** Disponível em: < <http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 abr 2019.

ALMEIDA, A.P.B.; PIMENTEL, P.M.; SILVA, A.S.B.; SOUZA, C.M.; VALENTIM, G.; CAMPELO, I.C. **Classificação do calcário de microrregiões do estado do Rio Grande do Norte.** In: 4º Simpósio Nordeste de Química. Mossoró/RN, 18 – 20 jul. 2018.

ALMEIDA, B. G. de; DONAGEMMA, G. K.; RUIZ, H. A.; BRAIDA, J. A.; VIANA, J. H. M.; REICHERT, J. M. M.; OLIVEIRA, L. B.; CEDDIA, M. B.; WADT, P. G. S.; FERNANDES, R. B. A.; PASSOS, R. R.; DECHEN, S. C. F.; KLEIN, V. A.; TEIXEIRA, W. G. **Padronização de métodos para análise granulométrica no Brasil.** 1ªed. Rio de Janeiro/RJ. Embrapa Pecuária Sudeste. Comunicado Técnico 66. 2012.

ANDERSON, W.G. **Wettability literature survey.** – part 3 : the effects of wettability on the electrical properties os porous media. *Journal of Petroleum Technology*, v. 38, p. 1371-1378, 1986.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMA TÉCNICAS. **NBR 7181** – Análise Granulométrica. Rio de Janeiro: ABNT, 2016.

AYIRALA, S. C.; VIJAPURAPU, C. S.; RAO, D. N. **Beneficial effects of wettability altering surfactants in oil-wet fractured reservoirs.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006.

BUTT, H.-J., GRAF, K., KAPPL, M., 2003, *Physics and Chemistry of Interfaces*. Weinheim, Wiley-VCH Verlag & Co. KgaA.

CHILDRESS, A.E., ELIMELECH, M. 1996. **Effect of Solution chemistry on the surface charge of polymeric reverse osmosis and nanofiltration membranes**. *Journal of Membrane Science*, v. 119, pp. 253-268.

CRAIG, Forrest F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding**. New York: *HL Doherty Memorial Fund of AIME*, 1971.

DALTIN, D. Introdução e primeiros conceitos. Separata de: DALTIN, D. **Tensoativos: química, propriedades e aplicações**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda. cap. 1, p. 1-59. 2011

DU, Q., FREYSZ, E., SHEN, Y.R. **Surface Vibrational Spectroscopic Studies Of Hydrogen-Bonding And Hydrophobicity**. *Science*, v. 264, pp. 826–828. 1994

FAERSTEIN, M. **Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). UFRJ, Rio de Janeiro.

HOLMBERG, K.; JÖNSSON, B.; KRONBERG, B. ; LINDMAN, B. **Surfactants and polymers in aqueous solution**. *John Wiley & Sons, Ltd*, 2002.

LIMA, J. R. D. **Estudo da adsorção de tensoativo em rocha calcária para análise de molhabilidade**. TCC/UFRN – ENGENHARIA DE PETRÓLEO. 2015

NEVES, Allan Martins. **Análise da molhabilidade e da adsorção de tensoativos em rocha calcária**. 2017. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – UFRN, Natal/RN.

NICOLINI, J.V. **Formulação de Água de Injeção por Nanofiltração para Recuperação Avançada do Petróleo**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – UFRJ/ COPPE/, Rio de Janeiro.

PETROBRAS. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 20 abr 2019.

RIBEIRO NETO, V. C. **Desenvolvimento de sistemas a base de tensoativos para recuperação avançada de petróleo**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). UFRN. Natal/RN,

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SANTOS, J. R. M.; MARTINS, J. S.; FREIRE, M. S.; SANTOS, J. C. O. **Caracterização química e físico-química do óleo de coco extra virgem (Cocos nucifera L.)**. Congresso Norte-Nordeste de Química (5º) – Encontro Norte-Nordeste de Ensino de Química (3º). abril/2013. Natal/RN

SCHNITZLER, E; COSTA, W; CARVALHO FILHO, M.A.; IONASHIRO, M. **Propostas de análises rápidas de calcário da região de Ponta Grossa por Termogravimetria (TG)**,

comparadas com as titulações complexométricas clássicas. Publicatio UEPG – Ciências Exatas e da Terra, Ciências Agrárias e Engenharias, 6(1): 37-46, 2000.

SOARES, A. P. J. **Influência da molhabilidade da rocha na recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos.** 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – UFRN, Natal/RN.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar.** 3. reimp. São Paulo: Blucher. 400p. 2009

SZKLO, A. S.; ULLER, V. C.; BONFÁ, M. H. P. **Fundamentos do refino de petróleo.** 3. ed. atual. e aum. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2 a Edição, Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

WANG, Y.; XU, H.; YU, W.; BAI, B.; SONG, X.; ZHANG, J. Surfactante induced reservoir wettability alteration: Recent theoretical and experimental advances in enhanced oil recovery. *Petroleum Science*, v. 8, n. 4, p. 463-476, 2011.