



UTILIZAÇÃO DO MÉTODO QUÍMICO DE INJEÇÃO DE SOLUÇÃO DE TENSOATIVOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO: ESTADO DA ARTE

Renata Pereira Ramos¹; Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento²; Jéssica Lacerda de
Oliveira³

¹Faculdade Maurício de Nassau, Especialização em Engenharia de Segurança no Trabalho –
renata_pramos@hotmail.com² Universidade Federal de Campina Grande, Graduação em Engenharia de
Petróleo, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica - nascimentojessicabarbosa@gmail.com³
Universidade Federal de Campina Grande, Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Unidade Acadêmica
de Engenharia Mecânica- jessicalacerda07@hotmail.com

RESUMO

O petróleo é extremamente importante para a sociedade, pois além de fornecer energia, seus derivados servem como matéria-prima para a produção de inúmeros bens de consumo, como medicamentos e plásticos, tendo uma participação cada vez mais marcante na economia mundial. Para se extrair petróleo de um reservatório, muitas vezes se faz necessário à utilização de métodos avançados de recuperação. Estes métodos são considerados mais eficazes que os métodos convencionais, que geralmente extraem apenas 30% do óleo em decorrência das altas tensões interfaciais entre os fluidos do reservatório que dificulta o escoamento do óleo. Dentre os métodos avançados, destacamos o método químico de injeção de solução de tensoativos, pois o mesmo possui características que propiciam uma atuação direta nas propriedades interfaciais do óleo, provocando um aumento da recuperação no reservatório. O presente artigo tem como objetivo realizar um levantamento bibliográfico sobre a utilização do método químico de injeção de solução de tensoativos na recuperação avançada de petróleo, apresentando suas principais características e os principais trabalhos desenvolvidos na área.

Palavras-chave: recuperação avançada de petróleo, tensoativos, propriedades interfaciais.

1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios de petróleo podem ter seu comportamento influenciado por diversos fatores, como as características geológicas, as propriedades rocha-fluido, os mecanismos de escoamento e também as facilidades de produção.

Segundo Santos [2009], ao longo do tempo a produção de um reservatório vai diminuindo, não só pela redução do volume de óleo no reservatório e queda de pressão, mas também pela mudança gradual das propriedades físico-químicas do óleo, como a densidade e viscosidade.

De acordo com Vale [2009], uma dificuldade de se produzir em campos maduros vem de seus mecanismos e da própria energia natural do reservatório, que a depender das condições e propriedades deste último, dificultam a produção do campo. Neste sentido, no intuito de aumentar a recuperação ou se obter uma recuperação suplementar, ou até mesmo garantir que a energia natural do reservatório não decline rapidamente, desenvolveram-se os métodos de recuperação de petróleo.

Os métodos de recuperação estudados são os métodos convencionais de injeção de gás ou de água; e os



métodos especiais de recuperação (melhorados e aprimorados) que são os métodos químicos, os métodos miscíveis, os métodos térmicos, entre outros [CURBELO, 2006].

Os métodos convencionais utilizados apresentam certa desvantagem, por obterem baixas taxas de deslocamento e, conseqüentemente, baixas recuperações quando o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros das rochas devido a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo [THIBORDEAU e NEALE, 1998].

Os métodos químicos, como a injeção de solução de tensoativos, que fazem parte dos métodos especiais de recuperação, são processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, sendo considerados como uma boa alternativa para o aumento da recuperação de petróleo. Esses métodos se tornam vantajosos, pois os tensoativos têm a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento e, em alguns casos, aumentando também, a eficiência de varrido, quando se trabalha com soluções de tensoativos com boas razões de mobilidade, conseqüentemente, aumentando o fator de recuperação de petróleo [CURBELO, 2006].

A utilização dos tensoativos tem se mostrado importante como método de recuperação avançada de petróleo, já que o mesmo vem crescendo com o passar dos anos e requer processos mais eficientes. Seu uso é justificado por suas propriedades relacionadas com sua característica anfifílica, podendo funcionar como agentes emulsificantes, inibidores de corrosão, lubrificantes, espumantes, detergentes, solubilizantes e dispersantes [BEZERRA, 2012].

Neste sentido, o presente artigo tem como objetivo realizar um levantamento

bibliográfico sobre a utilização do método químico de injeção de solução de tensoativos na recuperação avançada de petróleo, apresentando principais características e os principais trabalhos na área.

1.1. Métodos químicos

Dentro desta categoria de métodos químicos estão aqueles processos que envolvem uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Eles podem ser a injeção de polímeros, solução de tensoativos, microemulsões, soluções alcalinas etc. Neste método alguns dos processos podem ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis [FAROUC ALI, 2002].

1.2. Tensoativos

Os tensoativos podem ser usados na indústria de petróleo na recuperação terciária de petróleo e em outros processos, como, por exemplo, na preparação de fluidos de perfuração e na separação de emulsões água-óleo. Processos que envolvem a desestabilização de emulsões são muito importantes, já que a formação ocorre durante a conseqüente produção de petróleo devido à presença de óleo, água e sistemas de gás [GOMES, 2009].

Os tensoativos, também chamados de surfactantes, são substâncias naturais que possuem em sua estrutura uma parte lipofílica (ou hidrofóbica) e uma parte hidrofílica (figura 1), responsáveis por sua adsorção nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás ou sólido-líquido de um dado sistema [HUNTER, 1992].

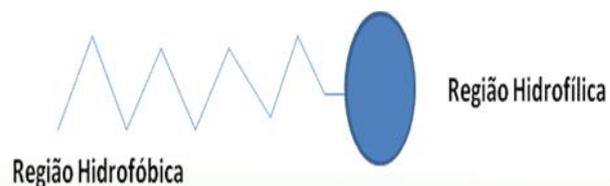




Figura 1: Representação esquemática de uma molécula de tensoativo.

Fonte: Adaptado Soares, (2012).

Os tensoativos têm como principal objetivo agir como conciliador entre compostos sem afinidade, pela alteração da tensão interfacial. Esta definição é geral, sempre que se trata de efeitos de tensoativos [CURBELO, 2006].

Cada parte da estrutura do tensoativo tem diferente solubilidade nos diversos solventes e tende a orientar a interface entre as duas fases, o grupo hidrofílico fica voltado para a parte polar (aquosa) e o grupo hidrofóbico para a parte apolar (oleosa), representada na (figura 2), formando um filme interfacial cujas propriedades mecânicas estão ligadas às propriedades tensoativas. Estes tensoativos são responsáveis pela adsorção de moléculas tensoativas nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás ou sólido-líquido de um dado sistema [SILVA, 2011].

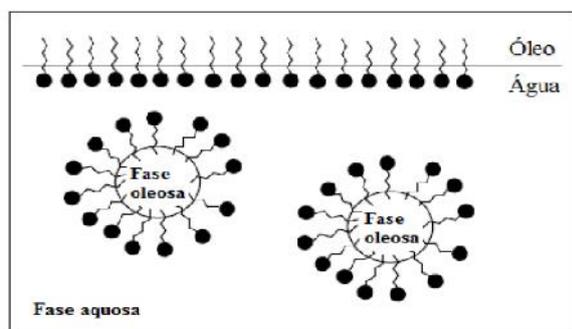


Figura 2: Adsorção de tensoativos na interface líquido-líquido e orientação das micelas nesse sistema.

Fonte: Rossi, (2006)

1.2.1. Classificação dos Tensoativos

Os tensoativos podem ser classificados de diferentes formas. Uma classificação é feita levando-se em conta a carga (ou ausência de carga) da sua superfície ativa (parte polar) e a outra pela sua estrutura [VALE, 2009].

1.2.1.1. Classificação quanto à carga da superfície ativa

Quanto à carga da superfície ativa, os tensoativos são classificados em iônicos e não-iônicos, como mostra a (figura 3).

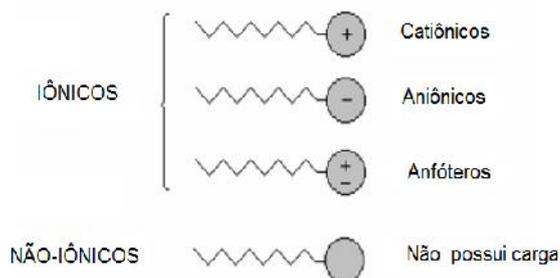


Figura 3: Representação esquemática dos tipos de tensoativos quanto à carga da superfície ativa.

Fonte: Adaptado Fernandes, (2005).

1.2.1.1.1. Tensoativo Catiônico

Os tensoativos catiônicos apresentam em sua constituição carga positiva, característica de cátion e constituem a parte ativa em água. Esse grupo de tensoativos possuem características quase únicas, como a absorção sobre substratos carregados negativamente, não são bons detergentes e espumantes (com exceção dos óxidos de amina quaternizado com pH ácido) e possuem propriedades bactericidas [BORSATO, GALÃO e MOREIRA, 2004].

Os principais representantes desta classe são os sais quaternários de amônio. Estes são utilizados principalmente em composições anti-sépticas ou em formulações de amaciantes de roupa e de condicionadores de cabelos [SOARES, 2012].

1.2.1.1.2. Tensoativo Aniônico

Apresentam cargas elétricas na parte hidrofílica, ao se dissociarem em



água, formando íons carregados negativamente [SOARES, 2012].

Constituem a maior classe de tensoativos e a mais utilizada na indústria em geral, pois nessa classe se encontram os tensoativos principais dos sabões, sabonetes, xampus e detergentes. Os grupos polares aniônicos mais comuns são: carboxilato, sulfato, sulfonato e fosfato. Esses grupos podem ser associados a cadeias polioxietilênicas, como no alquil éter sulfato [DALTIM, 2011].

1.2.1.1.3. Tensoativo Anfótero

Para os anfóteros (os quais possuem ambos os grupos aniônicos e catiônicos no meio hidrofóbico), e dependendo do pH da solução e da estrutura, pode prevalecer a espécie aniônica ou catiônica [ALVES, 2010].

Geralmente, para valores de pH inferiores a 4, tais tensoativos atuam como catiônicos. Para valores de pH entre 4 e 9, eles atuam como não-iônicos, e para valores de pH entre 9 e 10, eles funcionam como tensoativos aniônicos [GOMES, 2009 a].

1.2.1.1.4. Tensoativos não-iônicos

Estes tensoativos não fornecem íons em solução aquosa e sua hidrofília se deve à presença, em suas moléculas, de grupamentos funcionais que possuam forte afinidade pela água [VIANA, 1994; ARAÚJO, 1994].

Os tensoativos não iônicos não possuem carga em suas moléculas, mas apresentam uma parte lipofílica e outra hidrofílica que se solubiliza em água, ligando-se a esta através de pontes de hidrogênio [BORSATO, GALÃO e MOREIRA, 2004]. Possuem algumas características particulares, visto que são compatíveis quimicamente com a maioria dos outros tensoativos e suas propriedades são pouco afetadas pelo pH, o que coloca essa classe de tensoativo

em uma posição de destaque para indústria [DE LA SALLES, 2000].

1.2.1.2. Classificação quanto à estrutura

Quanto à estrutura química dos tensoativos, estes são classificados em relação ao número de cadeias hidrocarbônicas em mono, bi e tricatenários clássicos e quanto ao número de cabeças polares e sua disposição na cadeia, em geminados, bolaformes e assimétrico com um ou mais centros quirais na cadeia polar [SOARES, 2012].

1.2.2. Propriedades dos tensoativos

1.2.2.1. Formação de micelas

As principais características dos tensoativos estão relacionadas à formação de ambientes organizados, também conhecidos como ambientes micelares. As micelas são agregados moleculares, que possuem as duas regiões estruturais, uma hidrofílica e outra hidrofóbica, que dinamicamente e espontaneamente se associam em solução aquosa, formando grandes agregados moleculares de dimensões coloidais [GOMES, 2009 a].

Com o aumento da concentração do tensoativo, a tensão interfacial é reduzida até um valor determinado, a partir do qual por mais que se acrescente mais tensoativo, não ocorrerá mais alteração desta propriedade do líquido. Isto ocorre porque a interface está saturada. Assim, as moléculas em excesso formarão agregados moleculares na fase aquosa ou na fase oleosa dependendo do tipo de tensoativo, denominados micelas e o seu aparecimento se dará numa concentração conhecida como Concentração Micelar Crítica (c.m.c.). Essa c.m.c., numa dada temperatura é uma característica de cada tensoativo [VALENÇA, 2012].



1.2.2.2. Concentração Micelar Crítica (CMC)

A concentração micelar crítica é a mais importante propriedade físico-química de um tensoativo, pois representa a barreira entre concentrações em que as moléculas têm comportamento diferente, sendo importante o seu conhecimento para que se possa entender as aplicações possíveis de cada tensoativo [DALTIM, 2011].

A determinação da CMC é realizada através de gráficos, e baseia-se no fato de que, acima de determinadas concentrações, todas as propriedades físicas da solução, tais como condutividade elétrica, tensão superficial, dispersão da luz ou índice de refração, mudam bruscamente. Esta mudança é mais rápida quanto mais alto é o número de moléculas agregadas, ou seja, o número de micelas. Três fatores influenciam a concentração micelar crítica: a natureza do tensoativo, a temperatura e a força iônica [SOARES, 2012].

1.2.2.3. Tensão superficial / Tensão interfacial

Tensão superficial é a tendência que um líquido apresenta de reduzir ao mínimo a sua área superficial, sendo consequência da existência de forças intermoleculares [BORSATO, GALÃO e MOREIRA, 2004].

Agentes tensoativos são substâncias que alteram fundamentalmente as propriedades da superfície e da interface das soluções aquosas. Todos os agentes tensoativos têm uma característica comum, possuem uma parte da molécula com afinidade com a água (hidrofílica) e a outra parte avessa a esta (hidrofóbica). Quando um agente é adicionado à água, suas moléculas tendem a arranjar-se de modo a minimizar a repulsão entre os grupos hidrofóbicos e a água. A parte

hidrofílica fica voltada para a solução e a parte hidrofóbica fica na interface água-ar. Essa disposição provoca uma diminuição da tensão superficial da água [BORSATO, GALÃO e MOREIRA, 2004].

A tensão interfacial é a tensão que está presente na interface entre duas fases imiscíveis, e tem as mesmas unidades que a tensão superficial (N/m). O valor da tensão interfacial, geralmente situa-se entre a tensão superficial de dois líquidos imiscíveis, embora possa também ser mais baixa do que a tensão de superfície de ambos os líquidos [FARN, 2006].

1.2.2.4. Ponto de Turbidez

O ponto de turbidez é usado na caracterização dos tensoativos não iônicos. Após o aquecimento, a solução destes tensoativos fica turva e dividida em duas fases, em uma determinada temperatura e concentração. A separação das fases ocorre quando a temperatura do meio atinge a temperatura do ponto de turbidez [FERNANDES, 2005].

Normalmente, a micelização para os tensoativos não iônicos acontece abaixo do ponto de turbidez [DE LA SALLES, 2000; FERNANDES, 2005].

1.2.2.5. Balanço Hidrofílico-Lipofílico (BHL)

É uma propriedade característica de cada tensoativo, que foi introduzido por Griffin em 1949 para selecionar adequadamente o tipo de tensoativo em determinadas aplicações (flotação, emulsão, etc). Na seleção de um tensoativo é importante a determinação do BHL para cada tipo de emulsão, ou seja, água em óleo (A/O) ou óleo em água (O/A) [FERNANDES, 2005].

No sistema desenvolvido por Griffin, os tensoativos recebem valores de BHL na faixa de 1 a 18, e à medida que esse valor aumenta o tensoativo torna-se mais hidrofílico, enquanto que para valores de



BHL muito baixo o tensoativo é lipofílico e apresenta características de agentes antiespumantes [FERNANDES, 2005].

1.3. Principais trabalhos

Liu *et al.* [2004] estudaram os fenômenos interfaciais relacionados à redução da tensão interfacial da mistura óleo/água e seus efeitos na recuperação do óleo. Os testes de adsorção em arenito da formação Berea foram conduzidos a fim de se obter o comportamento da adsorção-desorção de um tensoativo que fosse testado para a recuperação avançada de um óleo de viscosidade média. Foram investigados os efeitos na redução da tensão interfacial da mistura óleo/água, do tensoativo desorvido e da concentração alcalina. Foram realizados quatro testes comparativos para avaliar o potencial de se utilizar o tensoativo desorvido após uma injeção química. Os resultados mostraram que é possível reduzir a tensão interfacial em 2mN/m com a utilização de tensoativo e álcali. Após a injeção da mistura álcali-tensoativo, 13% de óleo *in place* foi recuperado, injetando-se o tensoativo removido do *plug* e adicionando 1%, em massa, de NaOH.

Zhao *et al.* [2005] estudaram a tensão interfacial dinâmica(DIT) entre o óleo do campo de Shengli, na China, e sistemas tensoativos. Foi verificado que a adição de tensoativos reduz a tensão interfacial dinâmica(DIT) em 10^{-6} mN/m à uma baixa concentração. Foram analisados diversos parâmetros como concentração de tensoativo, salinidade e concentração de bicarbonato de sódio, no comportamento da tensão interfacial da mistura água/óleo. Os resultados mostraram que existe uma concentração ótima com respeito à concentração de tensoativo, salinidade e concentração de carbonato de sódio. Foi verificado, também, que há sinergismo e antagonismo entre tensoativo, álcali e sal inorgânico. O tensoativo adicionado, o

ácido ionizado e o ácido não ionizado são adsorvidos simultaneamente na interface, resultando numa baixa DIT. A adição de cloreto de sódio tem um importante papel na adsorção na interface e no limite entre a fase óleo e a fase aquosa.

Babadagli e Boluk [2005] estudaram os parâmetros críticos que agem na recuperação de óleo utilizando soluções de tensoativos. Os experimentos foram conduzidos em arenito e carbonato, usando diferentes tipos de óleo e tensoativos. No estudo da tensão interfacial(IFT), foram considerados o tipo de tensoativo, as características de solubilidade dos tensoativos, o tipo de rocha, a saturação inicial de água(rocha pré-molhada), e a concentração de tensoativo. Além disso, uma nova técnica foi adotada para facilitar o processo de escolha do tensoativo. Esta técnica é baseada em valores de propriedade inorgânica e diagramas de concepção orgânica(OCD) para tensoativos. O OCD define a propriedade de uma combinação em termos físico-químicos de tal modo que a propriedade que depende muito das forças de van der Waals é chamada “orgânico” e a que depende muito da afinidade elétrica é chamada “inorgânico”. Foram obtidas correlações entre a recuperação por absorção capilar, seu desempenho e as propriedades do tensoativo e óleo: (valor orgânico (OV), valor inorgânico (IV), e IFT de soluções de tensoativos, viscosidade do óleo, e tipo de tensoativo).

Zhao *et al.* [2007] estudaram a tensão interfacial dinâmica entre óleo cru e sistemas tensoativos. Os sistemas tensoativos usados foram o Hex-MNS, Dec-MNS, Dodec-MNS e o Tetradec-MNS, onde MNS representa o sulfato de hexil-metilnaftaleno. Com exceção do Hex-MNS, os demais apresentaram bons comportamentos interfaciais, e as soluções podem reduzir as tensões interfaciais a valores ultra baixos a uma vasta concentração de tensoativo e escalas de salinidade. Estes autores



verificaram, também, que existem sinergismo e antagonismo entre o tensoativo adicionado e o sal inorgânico. Para o tensoativo com a parte lipofílica mais forte, predominou o sinergismo; enquanto que para tensoativo com a parte lipofílica mais fraca, o status dominante era o antagonismo. Com o aumento da salinidade, as concentrações requeridas de tensoativo aumentam. Dentre os tensoativos, o Tetradec-MNS é o mais eficaz na redução da tensão interfacial entre o óleo e a água sem álcali e outros aditivos.

Liu *et al.* [2007] efetuou testes de injeção de álcali/tensoativo na recuperação de óleo pesado. Os resultados mostraram que a recuperação terciária do óleo poderia alcançar 24% do OOIP injetando um volume poroso (PV) de 0,5. A recuperação terciária do óleo não diminuiu com o comprimento do *plug* (arenito do tipo sílica- Estados Unidos). Os resultados mostraram que é viável injetar uma mistura que contém Na₂CO₃, NaOH, e um tensoativo (sulfato de éter alquila- tensoativo aniônico) bem diluído em solução salina 2,7% em massa. O sinergismo entre o Na₂CO₃ e o tensoativo ocasionou uma redução da tensão interfacial, conduzindo à formação da emulsão de óleo/água. A adição do NaOH acelerou a neutralização de ácidos orgânicos no óleo, de modo que o óleo emulsionado se acumulasse para produzir um banco de óleo, gerando um gradiente de pressão ao longo do *plug*.

Paulino [2007] estudou a recuperação avançada de petróleo utilizando um sistema microemulsionado. Pelos parâmetros analisados determinou-se microemulsões a serem submetidas à etapa de recuperação, com composição: 25% água, 5% querosene, 46,7% de n-butanol como cotensoativo e 23,3% de tensoativo BS ou SCO – tensoativos aniônicos. Os *plugs* utilizados, arenitos das formações Açu e Botucatu, foram avaliados em ensaios de porosidade e permeabilidade, e posteriormente

submetidos às etapas de saturação com água do mar e petróleo. Em seguida, foi realizada uma recuperação convencional, com água do mar, e uma posterior recuperação avançada, com as microemulsões selecionadas. O arenito Botucatu apresentou os melhores parâmetros físicos para a recuperação; a microemulsão composta pelo tensoativo BS foi a que obteve maior eficiência de deslocamento (26,9%).

Santanna *et al.* [2009] realizaram ensaios de injeção com dois tipos de micro-emulsão, uma foi preparada com um agente tensoativo comercial e o outro continha um agente tensoativo sintetizado em laboratório. Os experimentos basicamente consistiu na injeção de fluidos em amostras cilíndricas da formação de Assu(RN, Brasil). A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a utilização de micro-emulsão preparada com o agente tensoativo comercial gerou um fator de recuperação de 87,5% ao passo que o uso do tensoativo sintetizado foi eficaz na recuperação de 78,7% do óleo. Isto deveu-se principalmente à diferença de viscosidade entre as duas micro-emulsões utilizadas.

Chen *et al.* [2013] em sua pesquisa visou o desenvolvimento de um novo sistema alcalino/surfactante, utilizando o surfactante chamado alquil-poliglucosido para melhorar a recuperação de petróleo pesado. Uma série de medições da tensão interfacial óleo/água foram realizadas. A tensão interfacial óleo/água pode ser reduzida para o valor de 10^{-2} mN/m, com apenas 0,05% do surfactante alquil-poliglucosido. Quando 0,5% de Na₂CO₃ e 0,03% de sulfonato de petróleo foram adicionados a solução de surfactante, a tensão interfacial óleo/água pode ser reduzida ainda mais para 10^{-4} mN/m. Vários testes foram realizados utilizando a injeção do sistema



alcalino/surfactante e os resultados mostraram que a recuperação de óleo pode chegar a 19,4% do inicial.

ShamsiJazeyi [2014] estudou a adsorção de uma mistura contendo um agente tensoativo aniônico e poliacrilato de sódio. Foi verificado que sob certas condições o poliacrilato de sódio absorve preferencialmente e inibe a adsorção de surfactante. A adição de poliacrilato de sódio reduz significativamente a adsorção de surfactante. Por outro lado, a presença do agente tensoativo aniônico não teve efeito sobre a adsorção de poliacrilato.

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho foi caracterizada por um estudo bibliográfico sobre a utilização do método químico de injeção de solução de tensoativos na recuperação avançada de petróleo. Este levantamento foi desenvolvido a partir de referências teóricas obtidas em artigos científicos, dissertações de mestrado e teses de doutorado referentes ao tema deste artigo.

3. CONCLUSÕES

Foi possível concluir que para aumentar a eficiência do processo de extração, faz-se uso dos métodos avançados de recuperação (EOR) para agir nos pontos onde o processo convencional mostrou-se pouco eficiente. A injeção de solução de tensoativos, como um método avançado de recuperação mostra-se vantajosa, pois os tensoativos têm a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento e, conseqüentemente, aumentando o fator de recuperação. Os tensoativos podem ser utilizados em diversas etapas da

indústria do petróleo, desde a perfuração de poços, injeção em reservatório, poço produtor, entre outros. Os valores da concentração micelar crítica e as propriedades físicas da interface entre duas fases dispersas possui papel importante em praticamente todas as aplicações de tensoativos na indústria de petróleo, inclusive no que diz respeito à aplicação na recuperação avançada. Por fim, esse estudo mostrou o potencial de sistemas tensoativos na recuperação avançada de petróleo. Eles apresentam algumas vantagens com relação a outros métodos de recuperação avançada, como: o baixo percentual de matéria ativa, baixo índice de adsorção do polímero na rocha e alta eficiência de recuperação.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

.ALVES, J. V. A. **Desenvolvimento de sistemas à base de tensoativos para uso na recuperação avançada de petróleo.** 2010. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Tecnologia dos tensoativos, Natal/RN, Brasil.

ARAÚJO, R. S. **Desenvolvimento de processos a partir de óleos vegetais: aplicação às reações de sulfatação e epoxidação.** 217p. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal: DEQ/PPGEQ, 1994.

BABADAGLI, T.; BOLUK, Y. **Oil recovery performances of surfactant solutions by capillary imbibition.** Journal of Colloid and Interface Science, Volume 282, Issue 1, 1 February 2005, Pages 162-175, ISSN 0021-9797.

BEZERRA, J. M. M. **Síntese de Tensoativo para a Extração de Metal Pesado.** 2012. 53 f. Monografia (1) - Curso de Bacharelado Em Ciência E



Tecnologia, Departamento de Ciências Exatas, Tecnológicas E Humanas - Dceth, Universidade Federal Rural Do Semi-Árido, Angicos/RN, 2012.

BORSATO, D.; GALÃO, O. F.; MOREIRA, I. **Detergentes naturais e sintéticos: um guia técnico**. 2ª ed. rev. – Londrina: Eduel, v. 1, 182 p, 2004.

CHEN, L.; ZHANG, G.; GE, J.; JIANG, P.; TANG, J., LIU, Y. **Research of the heavy oil displacement mechanism by using alkaline/surfactant flooding system**. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Volume 434, 5 October 2013, Pages 63-71, ISSN 0927-7757.

CURBELO, F. D. S. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2006.

DALTIN, D. **Tensoativos: química, propriedades e aplicações**. 1ª ed., Blucher. São Paulo/SP, 2011.

DE LA SALLES, W. F. **Sistemas Microemulsionados para a Solubilização de Depósitos Parafínicos**. Dissertação de Mestrado, UFRN. Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Área de concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais, Natal/RN, 2000.

FARN, R. J. **Chemistry and Technology of Surfactants**. Reino Unido: Blackwell Publishing Ltd, 2006. 338 p.

FAROUQ ALI S. M.. **Heavy oil-evermore mobile**. Journal of Petroleum Science & Engineering. 37, 5-9, 2002.

FERNANDES, M. R. **Desenvolvimento de um Novo Combustível Microemulsionado Base -Diesel**. Dissertação de Mestrado, UFRN,

Programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Área de concentração: Tecnologia de Tensoativos, Natal/RN, 2005.

GOMES, E. A. **Tratamento combinado da água produzida de petróleo por eletroflotação e processo fenton**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos) – Universidade Tiradentes, Vitória-ES.

GOMES, D. A. A. **Aplicação de Microemulsões na Solubilização de Frações Pesadas de Petróleo**. 80 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2009 a.

HUNTER, R. J. **Introduction to Modern Colloid Science**. Oxford University Press, New York. 1992.

LIU, Q.; DONG, M.; ZHOU, W.; AYUB, M.; ZHANG, Y. P.; HUANG, S. **Improved oil recovery by adsorption-desorption in chemical flooding**. Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 43, Issues 1–2, June 2004, Pages 75-86, ISSN 0920-4105.

LIU, Q.; DONG, M.; MA, S.; TU, Y. **Surfactant enhanced alkaline flooding for Western Canadian heavy oil recovery**. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Volume 293, Issues 1–3, 1 February 2007, Pages 63-71, ISSN 0927-7757.

PAULINO, L. **Estudo de Sistemas Microemulsionados Utilizando Água do Mar na Recuperação Avançada de Petróleo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN. 2007. 98f.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. de C.; NETO, A. A. D.; MACIEL, M. A.



M.Tensoativos: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial. Revista Universidade Rural, Série Ciências Exatas e da Terra, Seropédica, RJ: EDUR, v. 25, n.1-2, p. 73-85, 2006.

SANTANNA, V. C.; CURBELO, F. D. S.; CASTRO DANTAS, T. N.; DANTAS NETO, A. A.; ALBUQUERQUE, H. S.; GARNICA, A. I. C. **Microemulsion flooding for enhanced oil recovery.** Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 66, Issues 3–4, June 2009, Pages 117-120, ISSN 0920-4105.

SANTOS, F. K. G. **Avaliação do comportamento de fluidos micelares na recuperação avançada de petróleo,** 2009. 135f. Tese (Doutorado 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.

SHAMSIJAZEYI, H.; VERDUZCO,R.; HIRASAKI, G.J. **Reducing adsorption of anionic surfactant for enhanced oil recovery: Part I. Competitive adsorption mechanism.** Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Volume 453, 5 July 2014, Pages 162-167, ISSN 0927-7757.

SILVA, G. C. da. **Sistema microemulsionado: caracterização e aplicação na indústria de petróleo.** 2011. 155 f. Tese (Doutorado) - Departamento de Centro De Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-graduação Em Química, Universidade Federal Do Rio Grande Do Norte, Natal/RN, 2011.

SOARES, A. P. J. **Aplicação de microemulsão na recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos,** 2012. Dissertação de Mestrado, UFRN. Programa de Pós-Graduação em

Engenharia Química. Área de Concentração: Engenharia Química.

.THIBODEAU, L.; NEALE, G. H. **Effects of connate water on chemical flooding processes in porous media.** Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 19, Issues 3–4, March 1998, Pages 159-169, ISSN 0920-4105.

VALE, T. Y. F. **Desenvolvimento de Tensoativos e Sistemas Microemulsionados para a Recuperação de Petróleo.** Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. 2009

VALENCA, R. D. **Modelagem da transferência de massa na remoção do óleo da água produzida por flotação em coluna com uso de tensoativos de origem vegetal.** 2012. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. 70f.

VIANA, F.A. **Obtenção de Novos Tensoativos a Partir de Óleos Vegetais: Processo,Caracterização e Avaliação Econômica.** Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal: DEQ/PPGEQ, 1994.

ZHAO, Z.; LI, Z.; QIAO, W.; CHENG, L. **Dynamic interfacial behavior between crude oil and octylmethylnaphthalene sulfonate surfactant flooding systems.** Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Volume 259, Issues 1–3, 31 May 2005, Pages 71-80, ISSN 0927-7757.

ZHAO, Z.; BI, C.; QIAO, W.; LI, Z.; CHENG, L. **Dynamic interfacial tension behavior of the novel surfactant solutions and Daqing crude oil.** Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Volume 294, Issues 1–3, 15 February 2007, Pages 191-202, ISSN 0927-7757.