



V CONEPETRO
V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

ANÁLISE DA ATIVIDADE DE PRODUTOS COMERCIAIS, DE DIFERENTES CLASSES QUÍMICAS, NA DESEMULSIFICAÇÃO DE PETRÓLEO

Danilo Silva Ferreira¹, Sandy Souza Santana², George Simonelli³, Luiz Carlos Lobato dos Santos⁴, Kleberon Ricardo de Oliveira Pereira⁵

¹Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, ferreirad@ufba.br

²Universidade Federal da Bahia, Departamento de Engenharia Química, sandy.souza@ufba.br

³Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, gsimonelli@ufba.br

⁴Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, lclsantos@ufba.br

⁵Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, kleberon.pereira@ufba.br

Resumo: Nas etapas de produção de petróleo, um dos grandes gargalos enfrentados pela indústria consiste na formação de emulsões do tipo água em óleo (A/O). Visando contornar estes problemas, a desemulsificação química consiste em uma importante abordagem para a desidratação de petróleo de uma maneira eficiente e econômica. Em geral, desemulsificantes são utilizados sob formulações, de modo que cada componente é acrescentado à mistura com uma finalidade específica. No entanto, em função das complexidades inerentes de hidrocarbonetos, a eficiência destas bases químicas só pode ser comprovada mediante a realização de ensaios laboratoriais. Diante disso, o presente estudo se propôs a avaliar a eficiência de desemulsificantes, de diferentes classes químicas, na desidratação de petróleo pesado. Os desemulsificantes comerciais utilizados consistiram em uma resina alcoxilada e um copolímero em blocos de óxido de etileno/óxido de propileno (copolímero EO/PO), cuja eficiência foi avaliada através do Teste da Garrafa. Os resultados revelaram diferentes perfis de separação entre as bases químicas avaliadas, em que o desemulsificante a base de copolímero EO/PO promoveu a maior desidratação da amostra, 90,91%, enquanto a resina alcoxilada alcançou 68,18%.

1. INTRODUÇÃO

A produção de água, juntamente com óleo e gás, em atividades de produção *onshore* e *offshore* constitui um dos grandes gargalos da indústria do petróleo. Nas atividades de produção, o tratamento do petróleo tem como objetivo complementar a etapa de separação das fases por meio da quebra da emulsão estável água em óleo (A/O), formada ao longo do processo produtivo. A desidratação do petróleo é uma etapa fundamental na cadeia produtiva do petróleo, tendo em vista que a presença de água produzida no óleo pode comprometer diversos parâmetros de qualidade bem como afetar fatores de segurança operacional, em virtude do seu caráter altamente salino (Wang *et al.*, 2021).

O tratamento do petróleo geralmente é promovido através de aquecimento, adição de substâncias químicas e aplicação de campo elétrico. Em produções *onshore*, o tratamento termoquímico é o processo consolidado para esta finalidade, onde a carga proveniente dos separadores é aquecida e misturada a aditivos químicos conhecidos como desemulsificantes. Com o aquecimento do óleo, e conseqüente redução da viscosidade, a velocidade de sedimentação das gotas de água emulsionada é aumentada, conforme a equação de Stokes (Thomas, 2001). Os desemulsificantes, por sua vez, interagem com agentes emulsificantes naturais do petróleo reduzindo a tensão interfacial água-óleo e aumentando a taxa de colisão entre as gotas (Raya *et al.*, 2020). No cenário *offshore*, onde os volumes de processamento são mais elevados, o tratamento eletrostático é a metodologia amplamente utilizada, sendo geralmente complementado com o tratamento termoquímico para aumentar a eficiência do processo (Do Brasil, Araújo, De Sousa, 2014). A aplicação de campo elétrico leva a polarização das gotas de água emulsionada, aumentando sua taxa de coalescência e decantação (Sjöblom *et al.*, 2021).

Embora as tecnologias tradicionais empregadas no tratamento do petróleo cumpram seu papel, os custos operacionais inerentes à sua aplicação motivam estudos por metodologias mais econômicas, uma vez que para atender a esta demanda, a energia elétrica e energia térmica são extensamente



consumidas nas unidades de processamento. A seleção do desemulsificante e dos equipamentos mais adequados para um dado sistema é função de muitos fatores técnicos e econômicos, tais como tipo de óleo, vazão de água e óleo, quantidade de água livre, temperatura de tratamento, salinidade, entre outros (Thomas, 2021).

Independente da metodologia adotada, um menor tempo de residência, agitação e temperatura moderada, associados a uma boa formulação de produtos químicos são imprescindíveis para que a separação gravitacional das fases água/óleo seja feita com a maior eficiência possível. Nesse contexto, o emprego de desemulsificantes que promovam uma excelente capacidade de quebra de emulsões A/O e ótima taxa de separação das fases é pertinente.

Geralmente, os desemulsificantes químicos consistem em misturas de polímeros tensoativos com várias estruturas químicas e uma ampla distribuição de peso molecular. Eles são formulados em solventes que incluem álcoois de cadeia curta, aromáticos ou naftas aromáticas pesadas. Cada componente (base) que constitui de um produto final possui uma atividade interfacial diferente devido às suas diferentes estruturas químicas. Além disso, antes de selecionar uma formulação, os componentes individuais do pacote final do desemulsificante são cuidadosamente escolhidos, pois o total do pacote combinado tem melhor desempenho do que o desempenho de cada componente individual. Desta forma, a eficiência de desemulsificação de uma determinada formulação precede uma análise cuidadosa dos componentes individuais da mistura.

Diante do exposto, o presente trabalho se propôs a avaliar o desempenho de dois desemulsificantes comerciais, de diferentes classes químicas, na desidratação de uma amostra de petróleo pesado proveniente da Bacia de Sergipe, Campo Rabo Branco, Alagoas, Brasil.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. Desemulsificantes e Número Relativo de Solubilidade (RSN)

Os desemulsificantes utilizados foram cedidos por uma empresa parceira, cujos nomes comerciais foram preservados. As classes químicas correspondentes aos desemulsificantes consistem em: i) Copolímero em blocos de Óxido de etileno/Óxido de propileno (Copolímero EO/PO); ii) Resina alcoxilada.

O Número Relativo de Solubilidade (RSN – do inglês *Relative Solubility Number*), consiste em uma importante caracterização de substâncias tensoativas, que tem sido largamente utilizada na indústria de tensoativos para determinar solubilidade de surfactantes em água ou óleo. Segundo Wu *et al.*, (2004), nesta classificação, surfactantes com $RSN < 13$ são geralmente lipofílicos, com RSN entre 13 e 17 são dispersíveis em água em baixas concentrações e formam géis em altas concentrações, e produtos com $RSN > 17$ são considerados hidrofílicos.

No presente trabalho, o RSN dos desemulsificantes foi disponibilizado pela empresa, cujos valores podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1: RSN dos desemulsificantes empregados.

| Produto comercial | RSN |
|-------------------|-----|
| Copolímero EO/PO | 20 |
| Resina alcoxilada | 14 |

2.2. Propriedades físicas da amostra de petróleo

A amostra de petróleo utilizada foi proveniente da Bacia de Sergipe – Campo Rabo Branco, Alagoas, Brasil, e caracterizada quanto a massa específica, grau API, viscosidade cinemática e teor de água e sedimentos (BSW – do inglês *Basic Sediments and Water*). Para a análise da massa específica e grau API, utilizou-se um densímetro digital da marca Anton Paar, modelo DMA 4500, seguindo a norma ASTM D-4052. A viscosidade cinemática foi determinada em um reômetro da marca Brookfield, modelo DV – III Ultra Rheometer, seguindo a norma ASTM D-445. A avaliação do teor de água e sedimentos foi realizada baseando-se na norma ABNT NBR 14647.



2.3. Teste da garrafa

A eficiência de desemulsificação foi avaliada através do Teste da Garrafa, procedimento laboratorial típico empregado para avaliar a eficiência de quebradores de emulsão (Ezzat *et al.*, 2023). Inicialmente, uma solução de desemulsificante a 40% (m/m) foi preparada, utilizando xileno como solvente, para otimizar a difusão do composto químico no petróleo. Em seguida, introduziu-se 20 ml de petróleo homogeneizado em tubos cônicos graduados, aos quais foram adicionados 300 ppm de cada desemulsificante. O sistema foi então fechado, submetido a agitação vigorosa e imerso em banho ultratermostático a 80 °C, durante 60 min, com intervalos intermitentes para mensuração do volume de água separada, totalizando verificações aos 5, 10, 15, 20, 30, 45 e 60 min.

A partir dos volumes de água separada, a eficiência de desemulsificação foi calculada através da eq. (1) (Bahú *et al.*, 2022; Yuan *et al.*, 2022).

$$\%AS = \frac{V_{as}}{V_{at}} \times 100 \quad (1)$$

Em que: %AS – eficiência de separação (%); V_{as} – volume de água separada (mL); V_{at} – volume total de água contido na amostra (mL).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Caracterização da amostra de petróleo

Na Tabela 2 apresentam-se as propriedades físicas da amostra de petróleo estudada, na qual observa-se que o óleo utilizado consistiu em um petróleo pesado, viscoso e com alto teor de água.

Tabela 2: Propriedades físicas da amostra de petróleo cru utilizada.

| Massa específica (75°C) | Grau API | Viscosidade (75 °C) | BSW (75 °C) |
|-------------------------|----------|---------------------|-------------|
| 0,95 g/cm ³ | 11,61 | 66,12 cP | 44% |

3.2. Atividade dos desemulsificantes

A Figura 1 apresenta a de eficiência de separação entre os diferentes produtos avaliados, assim como do branco, sem a presença de desemulsificante. Observa-se que ao longo dos primeiros 20 minutos da investigação, o desemulsificante baseado em Copolímero EO/PO não promoveu separação de água. Em contraste, a Resina alcoxilada exibiu 51,14% de eficiência de desidratação em 5 minutos de avaliação. No entanto, ao final do tempo de residência pré-estabelecido, o Copolímero EO/PO alcançou a maior eficiência de separação de água, embora tenha apresentado uma cinética lenta. A realização do teste em branco, sem a presença de desemulsificantes, tem como objetivo avaliar a eficiência de separação de água em função exclusivamente da temperatura, tendo em vista que este consiste em um dos principais parâmetros na quebra de emulsões. Observa-se que, nas condições trabalhadas, a temperatura isoladamente não foi capaz de promover separação entre as fases.

3.2.1 Copolímero EO/PO

Copolímeros EO/PO são moléculas que possuem uma composição química capaz de se dispersar bem na fase aquosa ou oleosa, dependendo do teor de EO/PO em sua estrutura. Em geral, o aumento do teor de EO na estrutura aumenta a hidrofiliabilidade da molécula, enquanto um incremento no teor de PO aumenta a afinidade pela fase oleosa (Kailey, 2017). Desta forma, estas moléculas são projetadas de acordo com a finalidade específica do seu emprego.

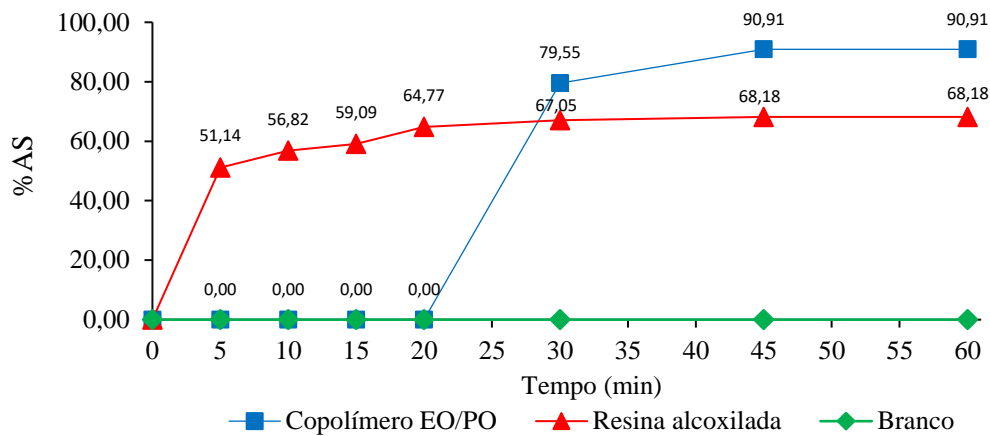


Figura 1: Eficiência de separação em função do tempo.

Conforme apresentado na Figura 1, embora as moléculas de EO/PO tenham alcançado a maior eficiência de desidratação ao final do tempo de residência estabelecido, sua cinética de separação foi lenta. De modo geral, quando adicionados a uma emulsão A/O, agentes desmulsificantes devem ser capazes de adsorverem na interface e interagir eficientemente com emulsificantes naturais constituintes do petróleo, principalmente asfaltenos. No entanto, este processo inicial pode demandar algum tempo, pois requer a dispersão adequada das moléculas na emulsão, e sua orientação correta na interface. Para alcançar este objetivo, o número relativo de solubilidade (RSN) dos desmulsificantes é uma característica essencial para avaliar a afinidade relativa destes agentes pela fase contínua ou pela fase dispersa em uma emulsão. Em atividades de desmulsificação de água em óleo, um desmulsificante com baixos valores de RSN ($RSN < 14$) terá uma maior afinidade pela fase oleosa, favorecendo sua dispersão e chegada à interface água-óleo. Uma vez que o desmulsificante chega à interface, ele pode interagir com os surfactantes naturais nela presentes, levando à dessorção e enfraquecimento do filme interfacial, e viabilizando a coalescência das gotículas de água em gotas cada vez maiores, facilitando sua separação da fase oleosa. Desta forma, desmulsificantes com RSN direcionados para a fase oleosa apresentam uma melhor difusão nesta fase, e tendem a obter sua chegada à interface favorecida, para então interagir com os emulsificantes naturais do petróleo e desestabilizar a emulsão rapidamente.

Neste trabalho, o desmulsificante constituído por Copolímeros EO/PO apresentava maior caráter hidrofílico, evidenciado pelo alto valor de RSN apresentado na Tabela 1. Diante disso, pode-se inferir que desafios na dispersão das moléculas ao longo da fase contínua, podem ter contribuído com dificuldade na chegada e orientação dos surfactantes à interface, sendo isto refletido em um maior tempo necessário para alcançá-la e iniciar um processo de desestabilização.

Estes resultados corroboram com os estudos de Cendejas *et al.* (2013), onde uma série de copolímeros constituídos por um bloco central de óxido de polipropileno (PPO) e dois blocos laterais de óxido de etileno (EO) foram sintetizados. Estes copolímeros foram submetidos a um processo de funcionalização, a fim de enxertar aminas secundárias em segmentos de EO, para potencializar suas interações com a fase aquosa dispersa no petróleo. Embora estas modificações impliquem em restrições difusionais dos desmulsificantes na fase óleo, a polaridade das moléculas também constitui um dos fatores cruciais para uma desestabilização efetiva (Kedar e Bhagwat, 2018). Os autores observaram que esses novos agentes desmulsificantes apresentam melhor desempenho que os copolímeros em bloco não funcionalizados na desidratação do petróleo bruto superpesado. No entanto, observou-se que a cinética de separação foi lenta, onde nas primeiras 2 h o percentual de água removida foi inferior a 10%. Os ensaios foram acompanhados durante um tempo total de 10 h, onde a máxima desidratação (90%) foi observada pelo copolímero funcionalizado FC-1. É importante



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

salientar que foram realizados testes de garrafa com os produtos originários, anteriormente à funcionalização. Os percentuais de água removida foram inferiores a 5% nas primeiras 2 h de teste, alcançando-se 40% com a formulação CPF-3 ao final de 10 h. Segundo Pradilla *et al.* (2017), a eficiência destes compostos está relacionada com a capacidade das cadeias de penetrarem na rede de asfaltenos, formada na interface óleo/água e rompê-la pela formação de complexos. A desemulsificação parece ocorrer por deslocamento e subsequente liberação de redes desemulsificante-asfalteno na fase oleosa. Este comportamento varia de acordo com o comprimento das cadeias EO/PO e posição das cadeias ao longo da molécula.

3.2.2 Resina alcoxilada

Copolímeros EO/PO e Resinas alcoxiladas são classes químicas que têm sido identificadas como algumas das principais classes de desemulsificantes ao longo de décadas. Segundo Kaiser (2013), por volta de 1940, com o advento da produção industrial em larga escala do óxido de etileno (EO), a criação dos copolímeros EO/PO marcou o início dos primeiros desemulsificantes de alto desempenho. Posteriormente, com a disponibilidade industrial de copolímeros EO/PO consolidada, o emprego de materiais alcoxilados representou um marco no aprimoramento do processo de desemulsificação, tanto na obtenção de produtos com altas taxas de separação, quanto na redução de dosagem necessária para promover a separação entre as fases (Kaiser, 2013). Desde então, grande parte dos desemulsificantes mais eficientes consistem em produtos alcoxilados (Umar *et al.*, 2021).

A alcoxilação de surfactantes consiste em reações onde grupos alcoxi, como etoxi (C_2H_4O) e propoxi (C_3H_6O) são adicionados à estrutura molecular de um material base. Este processo geralmente é realizado através da reação do material de partida com um óxido de alquilenos, como óxido de etileno, e óxido de propileno. Em geral, quando se quer melhorar a hidrofiliicidade a reação é conhecida como etoxilação, enquanto, quando o desejo é incrementar afinidade pela fase óleo, a reação fica conhecida como propoxilação (Kailey, 2017). Durante a alcoxilação, os óxidos de alquilenos reagem com os grupos funcionais presentes na molécula do surfactante, tipicamente grupos hidroxila (OH) ou outros grupos reativos. Essa reação forma novos grupos alcoxi na molécula do surfactante, modificando suas propriedades e características.

Desemulsificantes constituídos por resinas geralmente apresentam um baixo valor de RSN, pois são projetados para atuar na fase óleo. No entanto, a alcoxilação de resinas é um método importante para modificar as propriedades destes surfactantes, de modo a obter-se produtos que além de serem promotores de coalescência, atuem removendo óleo da fase aquosa separada, fornecendo uma fase aquosa mais limpa. A eficiência destas moléculas pode estar relacionada à importância de fortes interações polares na interface líquido-líquido. Neste caso, um possível mecanismo de desemulsificação é a penetração do desemulsificante na rede do asfalteno, possivelmente potencializada pela presença de cadeias alquílicas e subsequentes interações fortes entre a fração ácida dos asfaltenos e o grupo polar do desemulsificante (Pradilla *et al.*, 2017). Uma vez adsorvidas, as resinas alcoxiladas podem agir mais rapidamente na quebra das emulsões, causando a coalescência das gotículas de água emulsionada em tamanhos maiores que se separam mais facilmente do petróleo.

No entanto, conforme foi observado na Figura 1, essa rápida separação pode não ser tão completa quanto a obtida com os copolímeros EO/PO. Alguns fatores podem contribuir para isto, como:

i) Predominância de interações ineficientes – A adsorção rápida, mas não completamente eficiente de moléculas de desemulsificante ao redor de toda a interface da emulsão, pode levar a uma desidratação parcial do petróleo. Desta forma, embora a resina utilizada possa interagir de maneira rápida com parte da interface óleo-água, esta interação parcial pode não ser suficiente para viabilizar a completa coalescência de gotículas de água emulsionada. Uma possível razão para isto pode ser incapacidade de algumas moléculas do desemulsificante desestabilizar o filme interfacial formado por surfactantes naturais devido a possíveis efeitos estéricos e complexidades da rede de asfaltenos. Esta hipótese alinha-se com estudos de Kedar e Bhagwat (2018), que afirmam que este



comportamento pode ser explicado por interações entre asfaltenos e espécies adsorvidas na interface (desemulsificantes). Segundo os autores, a estabilidade da emulsão será influenciada pela interação dominante. Quando as interações asfalteno-desemulsificante dominam sobre a interação asfalteno-asfalteno, a estabilidade da emulsão é baixa, e a coalescência entre as gotas de água é iminente. Porém, quando interações asfalteno-asfalteno predominam, a agregação do asfalteno fortalece o filme interfacial, limitando a eficiência de separação (Velásquez *et al.*, 2017);

ii) Formação de micelas – Tal como observado em situações de *overdose* de desemulsificantes (Dhandhi *et al.*, 2022; Pensini *et al.*, 2014; Wang *et al.*, 2021), possíveis formações de micelas entre as moléculas desemulsificantes podem contribuir com limitações dos percentuais de separação de água, visto que estas, uma vez formadas, atuam encapsulando gotículas de água e impedindo a coalescência e segregação gravitacional;

iii) Atuação restrita a gotas de água maiores – Gotas maiores possuem uma área de interface maior em contato com a fase oleosa, comparado a gotas de menor diâmetro. Isso significa que há maior área disponível para tensões interfaciais e trocas de massa, tornando-as mais propensas a coalescer. Neste contexto, as moléculas de resina possuem maiores locais de adsorção, resultando em interações mais eficientes com gotas maiores, levando a coalescência mais rápida destas gotas. Por outro lado, gotas menores geralmente são mais estáveis e possuem maior probabilidade de serem envolvidas e estabilizadas pelos agentes emulsificantes naturais do petróleo (Rámirez *et al.*, 2002). Além disso, a sua velocidade de sedimentação tende a ser inferior a de gotas maiores, conforme a equação de Stokes.

3.2.3 Copolímeros EO/PO vs. Resinas alcoxiladas

Em atividades de desemulsificação, espera-se que os demulsificantes desempenhem diferentes funções durante a remoção de água, como quebra da emulsão, aceleração da coalescência das gotas de água, clarificação da água separada e definição da interface óleo-água. Normalmente, os surfactantes utilizados como desemulsionantes comerciais desempenham apenas uma destas funções. Consequentemente, diferentes matérias ativas devem ser combinadas numa formulação para se obter um bom resultado de desemulsificação.

A Figura 2 apresenta fotografias mostrando a qualidade da água separada após desemulsificação com os diferentes produtos comerciais.

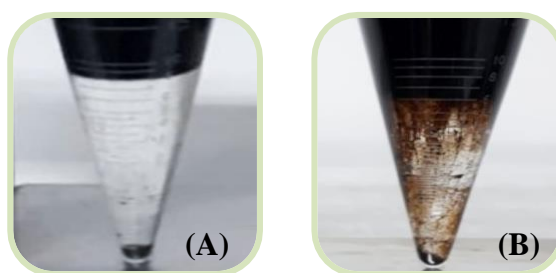


Figura 2: Fotografias após ensaios de desemulsificação: (A) Copolímero EO/PO e (B) Resina alcoxilada.

Observa-se na Figura 2A que o desemulsificante a base de Copolímero EO/PO, com maior valor de RSN, forneceu uma melhor qualidade de água separada em relação à Resina alcoxilada, cujo desempenho é apresentado na Figura 2B. Isto porque, produtos com alto RSN, portanto hidrofílicos, após a interação com componentes naturais do filme interfacial e desestabilização da emulsão, possuem característica de trabalhar na fase aquosa, tratando gotículas de óleo dispersas nas gotas de água. Por outro lado, produtos com valores de RSN mais direcionados a características lipofílicas não apresentam boa miscibilidade com as gotículas de água dispersas na fase óleo, e, portanto, tendem a se deslocar para as interfaces, onde encontram sua conformação mais termodinamicamente estável.



Nas interfaces, estas moléculas ocupam espaços entre as pontes de hidrogênio das gotículas, reduzindo a tensão interfacial e favorecendo a floculação e coalescência. Como estas moléculas não possuem uma boa afinidade com a fase água, sua atividade limita-se a interações na interface seguida de quebra da emulsão, não sendo efetiva no tratamento do óleo contido na fase aquosa.

4. CONCLUSÕES

A resina alcoxilada empregada nos testes de quebra de emulsões A/O ofereceu uma boa cinética de separação entre as fases, separando mais de 50% de água emulsionada nos primeiros 5 minutos do teste de quebra, mas não forneceu uma boa qualidade de água separada. O copolímero EO/PO não apresentou boa cinética de separação, mas exibiu a maior eficiência de separação de água, acima de 90%, e forneceu uma qualidade de água separada e interface superior, em comparação à resina alcoxilada.

Pesquisas relacionadas a efeitos sinérgicos entre desemulsificantes são importantes para integrar as propriedades específicas de produtos bases em formulações, uma vez que sua utilização exclusiva frequentemente apresenta algum tipo de limitação.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH/ANP – PRH36/UFBA), suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015. L.C.L. Santos agradece ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq.

6. REFERÊNCIAS

ASTM D 4052. American Society for Testing and Materials; Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter, 2009.

ASTM D 445. Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the Calculation of Dynamic Viscosity), 2001.

BAHÚ, J. O.; MIRANDA, N. T.; KHOURI, N. G.; BATISTELLA, C. B.; CONCHA, V. O. C.; MACIEL, M. R. W.; SCHIAVON, M. I. R. B.; FILHO, R. M. Crude oil emulsion breaking: An investigation about gravitational and rheological stability under demulsifiers action. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 210, p. 110089, 2022.

CENDEJAS, G.; ARREGUÍN, F.; CASTRO, L. V.; FLORES, E. A.; VAZQUEZ, F. Demulsifying super-heavy crude oil with bifunctionalized block copolymers. **Fuel**, v. 103, p. 356-363, 2013.

DHANDHI, Y.; PRAKASH, O.; NAIYA, T. K.; GURIA, C. Statistical design and process optimization for using chemical demulsifiers for the dehydration of the crude oil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 217, p. 110876, 2022.

DO BRASIL, N. I.; ARAÚJO, M. A. S.; DE SOUSA, E. C. M. Processamento de petróleo e gás. Rio de Janeiro, RJ: **Petrobras**, p. 6-17, 2014.

EZZAT, A. O.; AL-LOHEDAN, H. A.; TAWFEEK, A. M.; FAQIHI, N. A. One-step synthesis of new amphiphilic nonionic surfactants based on alkylamine and poly (ethylene glycol) dimethacrylate for demulsification of arabian heavy crude oil emulsions. **ACS omega**, v. 8, n. 6, p. 6030-6039, 2023.

KAILEY, I. Key performance indicators reveal the impact of demulsifier characteristics on oil sands froth treatment. **Energy & Fuels**, v. 31, n. 3, p. 2636-2642, 2017.

KAISER, A. Environmentally friendly emulsion breakers: vision or reality?. In: **SPE International Conference on Oilfield Chemistry**. SPE, 2013. p. SPE-164073-MS.



V CONEPETRO

V Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

KEDAR, V.; BHAGWAT, S. S. Effect of polar head surfactants on the demulsification of crude oil. **Petroleum Science and Technology**, v. 36, n. 2, p. 91-98, 2018.

NBR 14647 - Produtos de petróleo - Determinação de água e sedimentos em petróleo e óleos combustíveis pelo método de centrifugação, 2010.

PENSINI, E.; HARBOTTLE, D.; YANG, F.; TCHOUKOV, P.; LI, Z.; KAILEY, I.; BEHLES, J.; MASLIYAH, J.; XU, Z. Demulsification mechanism of asphaltene-stabilized water-in-oil emulsions by a polymeric ethylene oxide-propylene oxide demulsifier. **Energy & Fuels**, v. 28, n. 11, p. 6760-6771, 2014.

PRADILLA, D.; RAMÍREZ, J.; ZANETTI, F.; ÁLVAREZ, O. Demulsifier performance and dehydration mechanisms in colombian heavy crude oil emulsions. **Energy & Fuels**, v. 31, n. 10, p. 10369-10377, 2017.

RÁMIREZ, M.; BULLÓN, J.; ANDÉREZ, J.; MIRA, I.; SALAGER, J-L. Drop size distribution bimodality and its effect on O/W emulsion viscosity. **Journal of Dispersion Science and Technology**, v. 23, n. 1-3, p. 309-321, 2002.

RAYA, S. A.; SAAID, I. M.; AHMED, A. A.; UMAR, A. A. A critical review of development and demulsification mechanisms of crude oil emulsion in the petroleum industry. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 10, p. 1711-1728, 2020.

SJÖBLOM, J.; MHATRE, S.; SIMON, S.; SKARTLIEN, R.; SØRLAND, G. Emulsions in external electric fields. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 294, p. 102455, 2021.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. **Interciência**, 2001.

UMAR, A. A.; NNAKENYI, N. I.; ABBA, M. K.; ROY-OMENI, I. H. Surfactants as Integral Components of Chemical Demulsifiers. In: *Surfactants in Upstream E&P*. Cham: Springer International Publishing, p. 443-466, 2021.

VELÁSQUEZ, I.; SYKORA, J.; ANTON, N.; PEREIRA, J. C. Tuning of properties of alkyl phenol formaldehyde resins in petroleum demulsifiers: 1. Emulsion stability test. **Petroleum Science and Technology**, v. 35, n. 10, p. 1055-1062, 2017.

WANG, D.; YANG, D.; HUANG, C.; HUANG, Y.; YANG, D.; ZHANG, H.; LIU, Q.; TANG, T.; EL-DIN, M. G.; KEMPPI, T.; PERDICAKIS, B.; ZENG, H. Stabilization mechanism and chemical demulsification of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry: A review. **Fuel**, v. 286, p. 119390, 2021.

WU, J.; XU, Y.; DABROS, T.; HAMZA, H. Development of a method for measurement of relative solubility of nonionic surfactants. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 232, n. 2-3, p. 229-237, 2004.

YUAN, H.; YE, F.; AI, G.; ZENG, G.; CHEN, L.; SHEN, L.; YANG, Y.; FENG, X.; ZHANG, Z.; MI, Y. Preparation of an environmentally friendly demulsifier using waste rice husk as raw materials for oil-water emulsion separation. **Journal of Molecular Liquids**, v. 367, p. 120497, 2022.