

# INFLUÊNCIA DO COTENSOATIVO EM SISTEMAS MICROEMULSIONADOS NA QUEBRA DE EMULSÃO DE PETRÓLEO

## EFFECT OF COSURFACTANT ON MICROEMULSION SYSTEMS APPLIED FOR THE BREAKING OF WATER-OIL EMULSIONS

### **DIEGO RODRIGO QUEIROZ ALVES DE SOUZA**

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal da Bahia.  
E-mail: diego.qs@hotmail.com

### **GABRIELA FONTES DEIRÓ FERREIRA**

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal da Bahia.  
E-mail: gabrieladeiro@hotmail.com

### **ANA KATERINE DE CARVALHO LIMA LOBATO**

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal da Bahia.  
E-mail: katerine.carvalho@ufba.br

### **ANA CRISTINA MORAIS DA SILVA**

Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais. Universidade Federal da Bahia.  
E-mail: acristinasilva@ufba.br

### **LUIZ CARLOS LOBATO DOS SANTOS**

Programa de Pós Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal da Bahia.  
E-mail: lclsantos@ufba.br

**Envio em:** Setembro de 2015

**Aceite em:** Maio de 2016

## RESUMO

Durante a exploração de petróleo, água pode vir emulsionada no óleo ou em forma de água produzida. A água emulsionada no petróleo deve ser retirada do processo, pois a mesma pode comprometer etapas importantes nas áreas de produção, transporte e refino, e com isso aumentar os custos operacionais da empresa. Uma das técnicas utilizadas para separar a água emulsionada do petróleo é a utilização de tensoativos diluídos ou em forma de microemulsão. Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência do tamanho da cadeia carbônica do cotensoativo em sistemas microemulsionados utilizados na separação da água do petróleo. Para a determinação das regiões de microemulsão foram testados dois tensoativos comerciais não iônicos (DBB-7191, DBB-7107), utilizando água destilada como fase aquosa, óleo de pinho como fase oleosa e o álcool etílico e isopropílico como cotensoativo, a uma razão C/T (cotensoativo/ tensoativo) igual a 10. Para a determinação da quebra de emulsão de petróleo foi utilizado um petróleo com BSW (teor de água e sedimentos) de 24%. Cada amostra foi observada por um período de 30 minutos, mantendo a temperatura a 60°C, onde a cada três minutos foi feito uma leitura do volume de água separada. O sistema utilizando álcool isopropílico como cotensoativo apresentou uma melhor eficiência na quebra da emulsão do que o álcool etílico. Os resultados mostraram que a máxima eficiência na quebra da emulsão com o álcool isopropílico foi de 98,33%, usando o DBB-7191 como tensoativo. Já para o etanol, o máximo percentual de quebra foi de 68,33%, utilizando o DBB-7191 como tensoativo.

**Palavras-chave:** Microemulsão. Petróleo. Água emulsionada. Cotensoativo.

## ABSTRACT

*During oil exploitation, water can be emulsified in oil samples or found as produced water. When emulsified in oil, water must be removed from the process because it can compromise important steps in areas such as production, transportation and refining, which could increase operating costs. In this work, an investigation was carried out on the influence of the size of the carbon chain of cosurfactants in microemulsion systems used for breaking water/oil emulsions. In order to determine the best conditions for the formation of microemulsions, two commercial surfactants were tested (DBB-7191 and DBB-7107), using distilled water as aqueous phase, pine oil as oil phase and ethanol and isopropyl alcohol as cosurfactants at a fixed C/S ratio (cosurfactant / surfactant) equal to 10. For the tests of breaking water/oil emulsions, an oil sample with BSW (Basic Sediments and Water) of 24 % was used. Each sample was observed for a period of 30 minutes at a fixed temperature of 60 °C, during which the volume of the separated water was measured every three minutes. The system using isopropyl alcohol as cosurfactant had better performance to break the emulsion than ethanol. The results showed that the maximum efficiency of emulsion breaking using isopropyl alcohol was 98.33%, using the DBB-7191 as surfactant. In contrast, the maximum efficiency for ethanol was 68.33% using the DBB-7191 as surfactant.*

**Keywords:** Microemulsion. Petroleum. Emulsified Water. Cosurfactant.

## 1 - INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo enfrenta um grande desafio que é a quantidade de água produzida durante a extração do óleo, principalmente nos poços mais antigos. Na fase inicial de produção, a quantidade de água produzida é praticamente nula. Entretanto, com a continuidade da produção esse teor vai aumentando e se aproximando de 100% de água nos campos mais antigos.

Essa água pode estar em forma de emulsão ou é trazida à superfície juntamente com o óleo ou o gás (água livre). As emulsões de petróleo são formadas devido à agitação que o óleo e a água são submetidos durante o processo de produção. A água emulsionada no petróleo deve ser retirada do processo, pois ela afeta no dimensionamento de dutos, equipamentos e tubulações de modo a superdimensioná-los, além de gerar problemas de incrustação e corrosão nos oleodutos gerando um maior consumo de produtos químicos, e por fim causando uma redução no tempo de campanha dos equipamentos (SZTUKOWSKI; YARRANTON; 2005; MOHEBALI; KAY-TASH; ETEMADI, 2012).

Uma das alternativas propostas para a quebra da emulsão está no uso de sistemas microemulsionados que são sistemas dispersos, termodinamicamente estáveis, monofásicos, isotrópicos e de baixa viscosidade, formados a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos (polar e apolar), na presença de um tensoativo e na maioria dos casos um cotensoativo. E, por possuírem um grande poder de solubilização tanto de substâncias polares quanto apolares, esses sistemas, se mostram bastante eficientes para o estudo em questão (ROBB, 1981; LUCENA NETO, 2005).

O cotensoativo que compõe uma microemulsão é geralmente um álcool e apresenta um grupo polar hidrofílico e um apolar hidrofóbico, que é a cadeia carbônica. Essa estrutura interfere no tamanho e na forma da região de microemulsão. Estudos mostram que a utilização de álcool com cadeias carbônica maiores apresentam uma maior região de microemulsão (CABRAL, 2012). Porém, no Brasil existe uma cadeia produtiva consolidada de etanol, sendo produzido em larga escala e com preços reduzidos incentivado pelo Programa Nacional de Álcool (Proálcool). Desta forma, torna-se interessante o uso deste álcool como cotensoativo a fim de reduzir os custos de preparação das microemulsões.

## 2 METODOLOGIA

Neste tópico serão apresentados os reagentes utilizados para a realização deste trabalho assim como, a metodologia utilizada para a determinação dos diagramas

de fases e a metodologia empregada para o procedimento de quebra da emulsão de petróleo.

### 2.1 REAGENTES

Para a determinação das regiões de microemulsão foram utilizados dois tipos de tensoativos não-iônicos comerciais, denominados: DBB-7107 e DBB-7191, cedidos pela PBQ (Produtos Químicos Bolland), dois tipos de cotensoativos: álcool etílico e o álcool isopropílico (com intuito de verificar a influência do tamanho da cadeia carbônica na quebra da emulsão), óleo de pinho como fase oleosa e água destilada como fase aquosa. O petróleo utilizado para os testes de quebra de emulsão, com BSW de 24%, foi proveniente da bacia do Recôncavo (Bahia) onde há um histórico de elevadas produções com alto teor de emulsão.

### 2.2. MICROEMULSÃO / DIAGRAMA DE FASES

A construção do diagrama de fases é de fundamental importância para obtenção das regiões de formação de sistemas microemulsionados. Sua interpretação retrata as estruturas presentes, podendo-se escolher a região que considerar mais apropriada ao estudo (SILVA et al., 2009). Para o presente trabalho a região de interesse foi definida pela região de Winsor IV que é caracterizada por ser um sistema monofásico, em escala macroscópica, constituído por uma única fase de microemulsão (WINSOR, 1948).

Para a construção dos diagramas foi realizada uma metodologia experimental onde se fixou uma massa arbitrária da mistura cotensoativo/tensoativo (C/T) e óleo e, em seguida, titulou-se com água destilada. Inicialmente partiu-se do ponto com 0% de óleo e 100% C/T, fazendo incrementos na concentração de óleo de 10%. Esse procedimento foi feito para os dois tensoativos e os dois cotensoativos, gerando um total de quatro diagramas de fases.

### 2.3. QUEBRA DA EMULSÃO

Foi selecionada uma composição dentro do diagrama de microemulsão que apresente elevado percentual da razão C/T. O critério dessa escolha se deve ao fato de que o principal agente responsável pela quebra da emulsão água/óleo é o tensoativo.

Os experimentos de quebra da emulsão de petróleo foram realizados utilizando-se um tubo cônico graduado de 100 mL, onde foram adicionados 25 mL de petróleo e 1,25 mL de microemulsão (5% do volume de óleo). A mistura foi colocada em um banho ultratermostático com temperatura controlada de 60°C (temperatura média de

produção dos óleos provenientes da bacia do Recôncavo - Bahia), de maneira que todo o volume da mistura ficasse submerso no banho. Os resultados foram acompanhados durante 30 minutos (SANTOS, 2002) e a cada 3 minutos foram realizadas leituras do volume de água separado. Segundo Araújo (2004), o tempo de quebra é considerado satisfatório quando a quebra de emulsão ocorre em um intervalo entre 10 e 30 minutos.

Para fins comparativos, foram realizados outros dois testes. Um com o intuito de avaliar apenas o efeito da temperatura na quebra de emulsão de petróleo (amostra pura - sem adição da microemulsão) e outro com adição do tensoativo puro (5% do volume de óleo). Os testes foram realizados através do mesmo procedimento ao se utilizar o sistema microemulsionado.

## 2.4 CARACTERIZAÇÃO DA MICROEMULSÃO

Através de análises físico-químicas é possível confirmar a formação de microemulsões, bem como efetuar modificações no seu comportamento para fins específicos (ROSSI et al., 2007). Neste trabalho foram avaliadas as seguintes propriedades: tamanho da partícula, isotropia e a formação de um sistema homogêneo e a viscosidade.

A formação de um sistema homogêneo foi constatada com o passar do tempo onde, após preparar a microemulsão, a mesma foi deixada em observação por 24 horas.

O tamanho das partículas foi analisado com a ajuda de um analisador de partículas Malvern Zetasizer Nano ZS90, (Malvern Instruments, Inglaterra) em parceria com o CIENAM (Centro Interdisciplinar de Energia e Ambiente da UFBA).

A isotropia foi realizada, em parceria com o NTPR (Núcleo de Tecnologia da Preservação e da Restauração da UFBA), com um microscópio de luz polarizada (Olympus BX51) que possui uma câmera digital (Moticam 3.0 MP) e software analisador de imagem (Motic Imagens Plus 2.0).

Para a tensão das microemulsões, foram avaliados de acordo com o método do Anel com o auxílio do tensiômetro digital Krus - K20, analisados na temperatura de 60°C.

A viscosidade foi medida através do viscosímetro Stabinger, modelo SVM 3000/G2 versão 3.2.x (Anton-Paar), seguindo a norma ASTM D-445. As análises foram realizadas na temperatura ambiente, 25°C, e na temperatura de 60°C (simulando temperatura de poço).

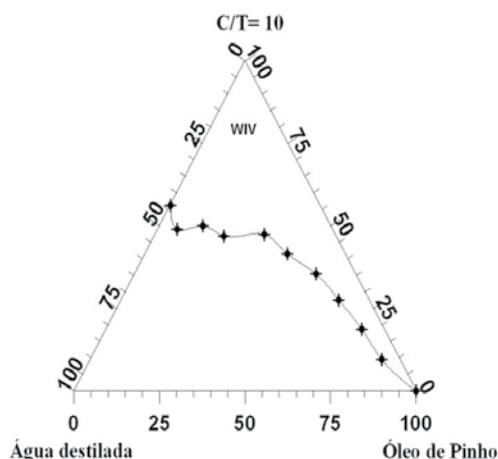
## 3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A primeira etapa desse trabalho consistiu em determinar as regiões de microemulsão variando seus constituintes. Em seguida, partiu-se para o cálculo da eficiência de quebra da emulsão de petróleo.

### 3.1 OBTENÇÃO DOS SISTEMAS MICROEMULSIONADOS

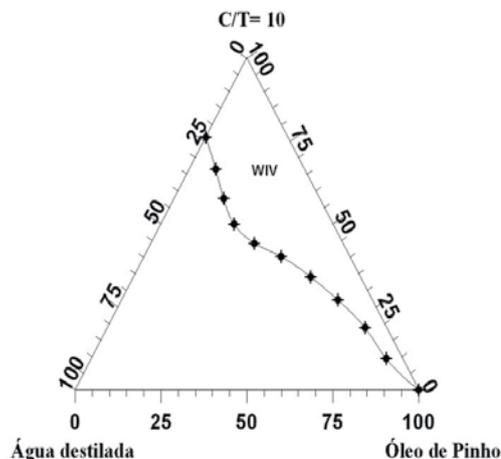
Para a obtenção dos sistemas microemulsionados foram utilizados o álcool etílico e o álcool isopropílico como cotensoativo, a água destilada como fase aquosa, o óleo de pinho como fase oleosa e dois tipos de tensoativos comerciais: DBB 7107 e DBB 7191, fixando uma razão C/T = 10 (Figuras 1 a 4).

**Figura 1** - Diagrama de fases para C/T=10, T= DBB 7107 e C = álcool isopropílico.



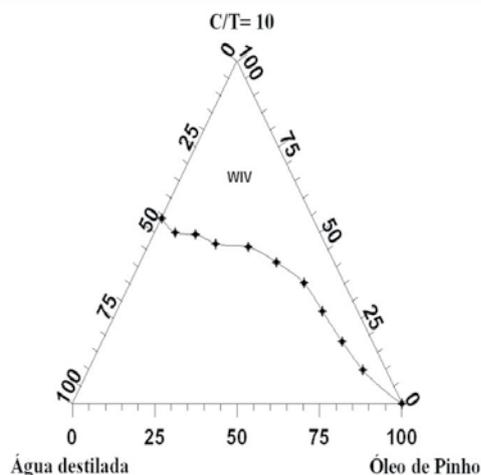
Fonte - Autor, 15.

**Figura 2** - Diagrama de fases para C/T=10, T= DBB 7107 e C= álcool etílico.



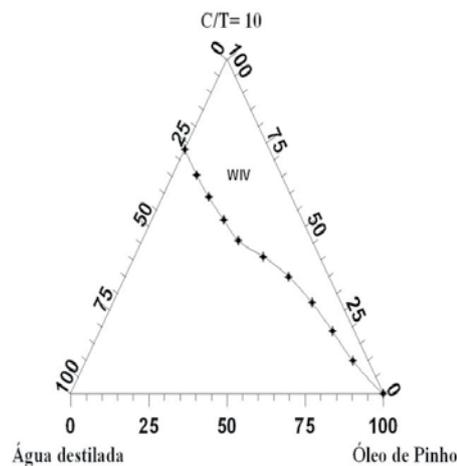
Fonte - Autor, 15.

**Figura 3** - Figura 3. Diagrama de fases para C/T=10, T= DBB 7191 e C= álcool isopropílico.



Fonte - Autor, 15.

**Figura 4** - Diagrama de fases para C/T=10, T= DBB 7191 e C= álcool etílico.



Fonte - Autor, 15.

De acordo com as Figuras 1 a 4, observa-se que para os dois tensoativos utilizados, a região de microemulsão obtida ao se utilizar o álcool isopropílico como cotensoativo é maior quando comparado com o álcool etílico. Esse resultado pode ser explicado, pois o cotensoativo atua no sistema neutralizando as interações eletrostáticas repulsivas provenientes da cabeça polar do tensoativo. Como o álcool isopropílico possui uma maior cadeia carbônica (hidrofóbica) do que a do álcool etílico a sua penetração na fase óleo será maior (FERREIRA, 2015).

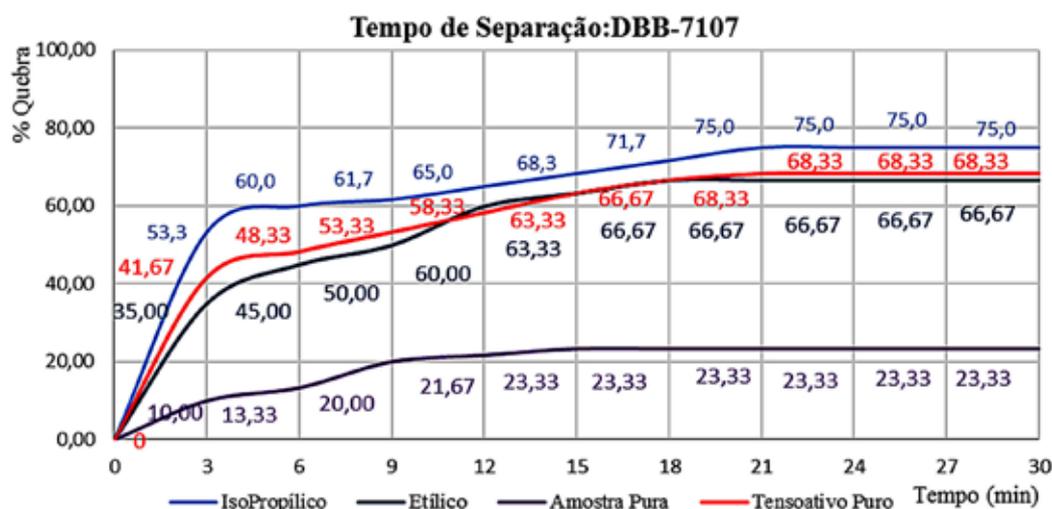
### 3.2 EFICIÊNCIA DE QUEBRA DA EMULSÃO DE PETRÓLEO

Para os testes de eficiência de quebra da emulsão, selecionou-se o ponto composto por 90% C/T, 5% fase

oleosa e 5% fase aquosa (SOUZA, 2015). A partir dessa escolha, foi possível analisar a eficiência de quebra da emulsão água/óleo utilizando o álcool etílico e o isopropílico como cotensoativo na formulação das microemulsões. Além disso, avaliou-se a eficiência de quebra devida apenas ao efeito da temperatura (denominada de “amostra pura”) e, também, a eficiência do tensoativo puro.

De acordo com a Figura 5, ao se utilizar a amostra pura (avaliando apenas o efeito da temperatura na quebra da emulsão) observa-se que em quinze minutos foi possível atingir um percentual de separação máximo de 23,33%, e após esse tempo o percentual de separação se manteve constante durante todo o período estudado. Esses resultados evidenciam, claramente, a necessidade de um agente desmulsificante capaz de quebrar a emulsão do petróleo de maneira eficiente.

**Figura 5** - Quebra da Emulsão para o DBB-7107, ao se utilizar diferentes condições.



Fonte - Autor, 15.

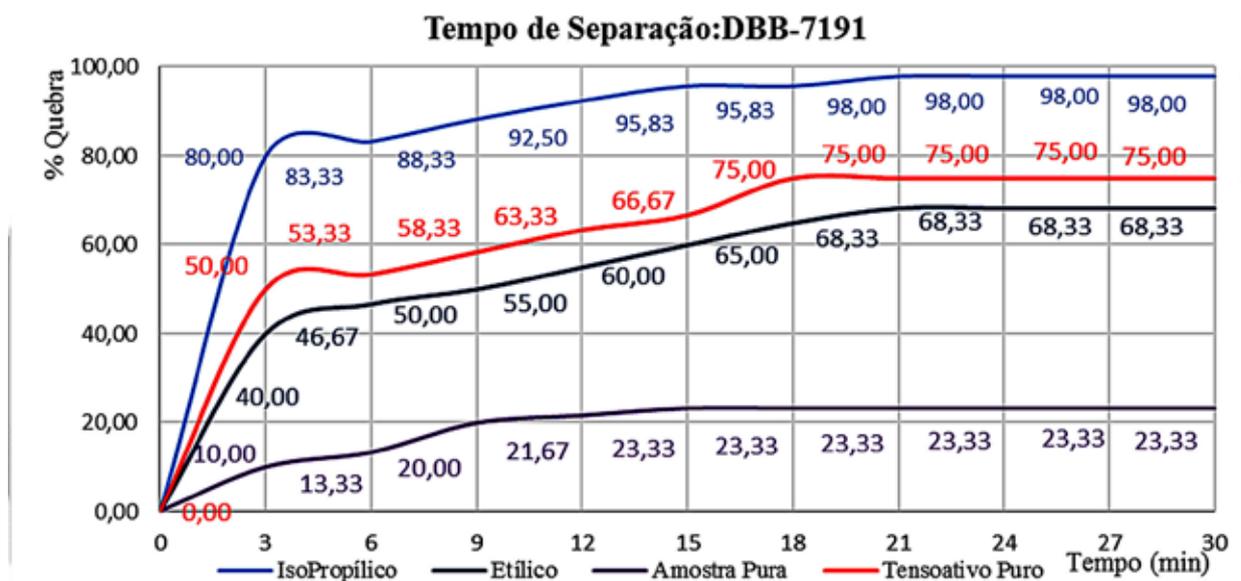
Ao se utilizar as microemulsões como agente desmulsificante, observa-se um considerável aumento na quebra da emulsão de petróleo (Figura 5). Para a microemulsão contendo o álcool etílico, o percentual de separação máximo foi de 66,67% após 18 minutos de contato. Já para a microemulsão contendo o álcool isopropílico, a separação máxima atingida foi de 75%, após 21 minutos de contato.

Ainda na Figura 5, pode-se observar o resultado do experimento utilizando uma amostra de tensoativo puro (com uma proporção de 5% em relação ao volume de óleo). Neste caso, a máxima eficiência alcançada foi de 68,33% após 24 minutos de contato. Isso implica que o

uso do tensoativo puro é mais eficiente quando comparado com a microemulsão utilizando o álcool etílico. Os resultados utilizando o tensoativo puros foram ligeiramente superiores ao da microemulsão com álcool etílico. Porém, o uso do tensoativo puro implica em um maior consumo de tensoativo, o que implica em mais custos e maior quantidade de resíduos gerados, para uma pequena diferença na eficiência.

A Figura 6 apresenta a eficiência de quebra da emulsão ao se utilizar a amostra pura, o tensoativo DBB-7191 puro e, também, na formulação das microemulsões com o álcool isopropílico e o álcool etílico.

**Figura 6** - Comparação da quebra da emulsão para o DBB-7191, ao se utilizar diferentes condições, e para a amostra pura.



Fonte - Autor, 15.

De acordo com a Figura 6, observa-se, novamente, a importância do uso de agentes desmulsificantes para a quebra da emulsão de petróleo. Em todos os casos, as microemulsões testadas foram muito mais eficientes do que apenas a ação da temperatura na separação água/óleo (Amostra pura). Para a microemulsão utilizando o tensoativo DBB-7191 e o álcool etílico, a máxima eficiência alcançada com foi de 68,33%, em um tempo de 21 minutos. Porém, ao se utilizar o álcool isopropílico como cotensoativo, observa-se um incremento aproximado de 30% no valor da eficiência de separação, atingindo uma eficiência de 98% após 21 minutos de ensaio.

Ao se utilizar o DBB-7191 puro, foi observado que a máxima eficiência foi de 75%, após 18 minutos de experimento. Esse fato pode ser devido à quantidade de tensoativo utilizada não ter sido suficiente, sendo necessário um aumento no percentual de volume adicionado no experimento ou um aumento na temperatura, já que o tempo não se mostrou uma variável significativa, visto que o percentual de 75% se manteve constante até o tempo máximo do experimento.

A Tabela 1 apresenta um panorama dos ensaios realizados com as microemulsões em relação ao volume de água separada da emulsão.

**Tabela 1** - Percentual de água no petróleo após os experimentos de separação (%).

Tensoativo	Cotensoativo (Álcool)	Volume de água emulsionada (ml)	Volume de água separada (ml)	Volume de água remanescente (ml)	Percentual de água no petróleo após os experimentos (%)
DBB-7107	Etílico	6,0	4,0	2,0	8,0
	Isopropílico	6,0	4,5	1,5	6,0
DBB-7191	Etílico	6,0	4,1	1,9	7,6
	Isopropílico	6,0	5,9	0,1	0,4

Fonte - Autores, 15.

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) o limite estabelecido para a quantidade de água e sedimentos (BSW) dissolvidos no volume de óleo, regulamentado para etapa de refino é de 1% e para a etapa de exportação é de 0,5% (KURNET, 2007). Avaliando a Tabela 1, observa-se que o único sistema que atende o limite estabelecido pela ANP foi a microemulsão formada pelo tensoativo DBB-7191 e com o álcool isopropílico como cotensoativo, apresentando um percentual de água remanescente no petróleo de apenas 0,4%.

### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DA MICROEMULSÃO

De acordo com os resultados obtidos, a quebra da emulsão água/óleo se mostrou mais eficiente ao se utilizar o álcool isopropílico como cotensoativo e o DDB-7191 como tensoativo. A fim de comprovar que a formulação obtida, constituída por álcool isopropílico (cotensoativo), DBB-7191 (tensoativo), água destilada (fase aquosa) e óleo de pinho (fase oleosa) se trata de uma microemulsão e não uma simples mistura, foram realizadas algumas

caracterizações que comprovariam tal questionamento: tamanho da partícula, isotropia e a formação de um sistema homogêneo e a viscosidade.

A estabilidade da microemulsão foi verificada por 24 horas. Nesse período a microemulsão se manteve homogênea e translúcida, o que implica que a mesma foi bem homogeneizada.

O experimento de medida do tamanho de partícula foi feito em duplicata e a média dos resultados gerou um valor de 235,8 nm o que nos aproxima do pressuposto que a formulação em questão se trata de uma microemulsão, visto que o tamanho da gotícula de microemulsão é tipicamente entre 10-300 nm. Em alguns casos, encontram-se trabalhos com distribuições de tamanhos de até 600 nm, e tais sistemas ainda são considerados microemulsões (ESTEPHAN, 2012).

Em sistemas com estruturas isotrópicas, como os micelares e microemulsionados, por não desviarem a propagação da luz polarizada, são visualizados um campo escuro, e o mesmo foi constatado na formulação proposta, Figura 7, o que indica que a mesma possui propriedades ópticas em todas as direções.

**Figura 7** - Fotomicrografia da formulação.



Fonte - Autores, 15.

Na tentativa de solubilizar um líquido apolar na presença de outro de natureza polar, o sistema microemulsionado, em questão, gerou uma tensão de 20,8 mN/m, implicando em um valor suficientemente baixo em relação à água destilada (seu controle), o qual apresenta uma

tensão superficial de  $71,14 \pm 0,18$  (OLIVEIRA, 2014).

Quanto a viscosidade, obteve-se um valor de 2,9524 cP o que caracteriza uma baixa viscosidade do sistema, o que coincide com uma das características da microemulsão. Com essas caracterizações, foi possível comprovar

que a formulação em questão se trata realmente de uma microemulsão.

## 4 CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos foi possível comprovar a necessidade do uso de agentes desemulsificantes para separação água/óleo, uma vez que o percentual de quebra da emulsão com a amostra pura foi de apenas 23,33%.

Para os sistemas microemulsionados estudados, pode-se concluir que quanto maior a cadeia carbônica do cotensoativo maior a região de microemulsão. Além disso, foi possível comprovar que o aumento do tamanho da cadeia do cotensoativo também interfere na quebra da emulsão água/óleo, aumentando sua eficiência.

## REFERÊNCIAS

ARAÚJO, M. M. S. **Estudo de quebra de emulsões de petróleo utilizando microemulsões e célula de Desidratação eletrostática**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2004.

CABRAL, D. L. M. **Sistemas microemulsionados contendo o tensoativo siliconado comercial q2-5211: caracterização e possíveis aplicações em formulações de antifúngicos e pesticidas**. 2012. Dissertação (Mestrado em Agroquímica)- Programa de Pós-Graduação em Agroquímica, Universidade Federal de Viçosa, 2012.

ESTEPHAN, C. E.; **Microemulsão do sistema água – etanol – isoctano**. 2012. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

FERREIRA, G. F. D. Determinação de sistemas microemulsionados para aplicação na indústria de petróleo. **Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 1. Campina Grande (PB), Editora Relize, 2015.

KURNET R. (Org.). **Apostila de Processamento Primário de Petróleo da Universidade Petrobrás**. Rio de Janeiro, 2007.

LUCENA NETO, M. H.; **Estudo da influência de tensoativos em sistemas microemulsionados na extração de gálio e alumínio**. 2005. Tese (Doutorado em Engenharia Química)- Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.

MOHEBALI G., KAYTASH A., ETEMADI N. Efficient breaking of water/oil emulsions by a newly isolated de-emulsifying bacterium, *Ochrobactrum anthropi* strain RIPI5-1, **Colloids and Surfaces B: Biointerfaces**, v.98, p.120– 128, 2012.

ROBB, I.D. **Microemulsions**. New York: Plenum Press, 1981.

ROSSI ,C. G. F. T. et al. Microemulsões: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial. **Revista Universidade Rural: Série Ciências Exatas e da Terra, Seropédica, RJ: EDUR** , v. 26, n. 1-2, p. 45-66, jan./dez. 2007.

SANTOS, L. C. L. **Novos sistemas microemulsionados aplicados à quebra de emulsões de petróleo**. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)– Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2002.

De acordo com os limites estabelecidos pela ANP para a quantidade de água e sedimentos (BSW) dissolvidos no volume de óleo, o único sistema estudado que atende esses critérios foi a microemulsão composta pelo tensoativo DBB-7191, álcool isopropílico, água destilada e óleo de pinho.

As caracterizações da formulação serviram para confirmar que o sistema, representado pelo ponto de maior eficiência, se trata de uma microemulsão.

## 5 AGRADECIMENTOS

Agradecimentos a CAPES pelas bolsas concedidas e ao LAPEG, por todo suporte no desenvolvimento das análises.

SILVA, J. A et al., D. P. Uso de diagramas de fase pseudoternários como ferramenta de obtenção de nanoemulsões transdérmicas. **Revista Brasileira de Ciências Farmacêuticas**, v. 90, n. 3, p. 245-249, 2009.

SOUZA, D. R. Q. A. Avaliação de tensoativos comerciais em Sistemas microemulsio- nados na quebra de emulsão de petróleo. **Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 1. Campina Grande (PB), Editora Realize, 2015

SZTUKOWSKI, D.M., YARRANTON H.W., Oil field solids and water-in-oil emulsion stability, **J. Colloid Interf. Sci.** v.285, p. 821-833, 2005.

WINSOR, P.A. Hydrotropy, solubilization, and related emulsification processes. VIII. Effect of constitution on amphiphilic properties. **Transactions of the Faraday Society**, v.44, p.463-471, 1948.

