

ESTUDO DA EFICIÊNCIA DE SISTEMAS MICROEMULSIONADOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Heraldo S. Albuquerque (UFRN)¹, Túlio Ytérbio F. Vale(UFRN)¹, Tereza N. de Castro Dantas(UFRN)¹,
Afonso Avelino D.Neto(UFRN)¹, Vanessa C. Santanna(UFBA)², Thiago Anderson M. Coelho(UFRN)¹

1-Departamento de Engenharia Química – Universidade Federal do Rio Grande do Norte –
Campus Universitário - CEP: 59072-970 – Natal – RN – Brasil

Telefone: (xx-84) 3215-3827 – Fax: (xx-84)3215-3827 - Email: heraldoquimico@hotmail.com

2-Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais – Universidade Federal da Bahia -
Rua Aristides Novis, 2, Federação, Salvador – BA – Brasil – CEP 40210-630

Fone: (xx-71) 3203-9839 – Email: vanessac@ufba.br

Diante da necessidade de aumentar a produção de reservatórios que se encontra em declínio de produção, os métodos de recuperação avançada vêm sendo bastante utilizados nos últimos anos, visto que apenas os métodos convencionais não têm solucionado o problema de deslocamento do óleo. Este trabalho estuda a eficiência de dois sistemas microemulsionados distintos no deslocamento de óleo na formação Assu, situada no estado do Rio Grande do Norte. Para os ensaios de deslocamento, os testemunhos foram calcinados a uma temperatura de 1000 °C, durante 18h, com a finalidade de eliminar qualquer matéria orgânica presente e aumentar a permeabilidade. Em seguida, os mesmos foram isolados com resina e apresentaram as seguintes dimensões: 3,8 cm de diâmetro e 8,7 cm de comprimento. Para a saturação dos testemunhos foi utilizado salmoura, composta de solução de KCl a 2% em peso, e óleo da estação de Guamaré (Petrobras/RN) e em todos os ensaios utilizou-se pressão de 20psi. Os ensaios de injeção seguiram as seguintes etapas: para determinar a permeabilidade inicial, foi injetada salmoura, através do testemunho, em seguida, com o testemunho saturado com salmoura, foi injetado óleo, à vazão constante a fim de obter o fator de recuperação pelo método convencional. Após a saturação do testemunho, foi injetada salmoura novamente. Para determinar a recuperação de óleo pelo método especial, foi injetada microemulsão no testemunho, à vazão constante. O primeiro sistema microemulsionado, denominado de S1, teve a seguinte composição mássica: 20% C/T (C = álcool isoamílico e T = TA), 50% óleo de pinho (fase orgânica) e 30% água (fase aquosa), sendo a razão C/T = 0,5. O segundo sistema, denominado de S2, apresentou: 40% C/T (C = álcool isopropílico, T = R95), 2% de querosene (fase orgânica) e 58% de solução de p-tolueno sulfonato de sódio (fase aquosa), sendo a razão C/T = 1. Após a passagem da microemulsão pelo testemunho, foram coletadas amostras no qual o teor de óleo foi determinado com a utilização do Tintometer PFX950 (leitura da cor). Essas amostras foram coletadas em função do tempo, a partir do acionamento do cronômetro quando aplicada à pressão. Os resultados mostraram que tanto o sistema S1 quanto o sistema S2 apresentaram excelentes fatores de recuperação. O sistema S1 apresentou um fator de recuperação total de 79,1% e o sistema S2 obteve um fator de recuperação total de 81,3%. O fator de recuperação foi verificado pela soma das quantidades de óleo recuperado em cada etapa (método convencional e método especial). Esses resultados de fator de recuperação devem-se ao fato das microemulsões reduzirem as tensões interfaciais presentes no meio e de possuírem viscosidade superior ao óleo, aumentando a eficiência do varrido, tornando-as uma excelente alternativa na recuperação avançada de petróleo.

Palavras-chave: 1. Microemulsão, 2. Tensoativo, 3. Recuperação Avançada, 4. Petróleo.

1.INTRODUÇÃO

Considerando-se apenas processos convencionais de recuperação, estima-se que cerca de 30% de todo o óleo já descoberto pôde ser recuperado. A aplicação de métodos de recuperação avançada surgiu para atender a necessidade de suprimento de energia quando as reservas pelos métodos convencionais começarem a se esgotar. Logo, os processos de recuperação avançada visam à parcela que corresponde a 70% do óleo original provado, que é o volume percentual médio restante nos reservatórios após a recuperação convencional.

Os métodos de recuperação constam basicamente da injeção de fluidos visando deslocar o óleo para fora dos poros da rocha. Assim, o fluido injetado, denominado de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora da rocha e ao mesmo tempo, ocupar o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso.

A injeção de microemulsão é um método químico que visa reduzir a tensão interfacial entre o óleo e a água presentes no reservatório, aumentando a eficiência de deslocamento do óleo. As microemulsões são mais viscosas do que uma solução de tensoativo, portanto aumenta a eficiência de deslocamento do óleo (Austad e Strand, 1996; Wellington e Richardson, 1997; Glover *et al.*, 1979; Shindy *et al.*, 1997).

Este trabalho estuda a eficiência de dois sistemas microemulsionados distintos, em laboratório, no deslocamento de óleo na formação Assu, situada no estado do Rio Grande do Norte. Foram realizados ensaios de injeção com dois tipos de microemulsões distintas, nos quais se verificou a eficiência, na recuperação de óleo, dos dois sistemas microemulsionados.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. – Aspectos gerais sobre microemulsão

Os meios microemulsionados têm despertado muito interesse devido as suas amplas potencialidades e aplicações industriais. As microemulsões são sistemas dispersos, termodinamicamente estáveis, transparentes ou translúcidos, monofásicos, formados a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos, normalmente imiscíveis, na presença de tensoativo e cotensoativo (Robb, 1981). O cotensoativo é uma molécula não iônica que tem a função de estabilizar a microemulsão diminuindo a repulsão entre as partes hidrofílicas do tensoativo. As microemulsões são constituídas de microgotículas dispersas dinâmicas, com um diâmetro variando entre 10 e 200 nm. Atualmente, o termo “microemulsão” é utilizado para designar sistemas de fases microheterogêneas que podem ter quatro constituintes: tensoativo, cotensoativo (álcool, aminas de cadeia curta), água e óleo. As microemulsões a quatro constituintes (água + óleo + tensoativo + cotensoativo), podem ser representadas através diagramas pseudoternários.

2.1.1 – Classificação de Winsor

As microemulsões podem existir em equilíbrio com outras fases, aquosas ou orgânicas, formando sistemas multifásicos. Portanto, a classificação de Winsor é baseada na natureza das fases envolvidas e estabelece quatro tipos de sistemas (Figura 1):

- WINSOR I (WI): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase orgânica em excesso.
- WINSOR II (WII): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase aquosa em excesso.
- WINSOR III (WIII): É caracterizado por um sistema trifásico, onde a microemulsão está em equilíbrio com uma fase aquosa e outra orgânica ao mesmo tempo.
- WINSOR IV (WIV): É um sistema monofásico, em escala macroscópica, constituído por uma fase microemulsionada única.

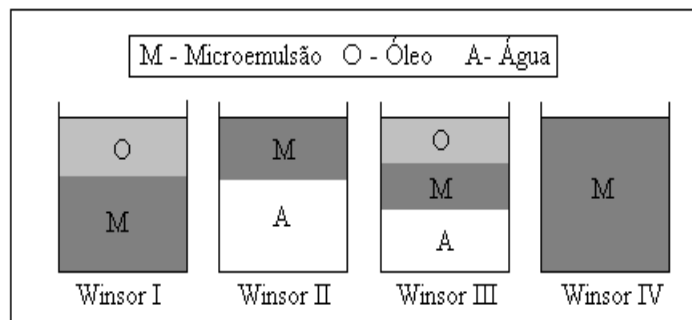


Figura 1 - Sistemas de Winsor.

2.2 – Métodos de Recuperação

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por conseqüência retém grande quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo (Thomas, 2001).

A injeção de um fluido no reservatório com a finalidade de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha é um processo puramente mecânico classificado como método convencional de recuperação. Este método utiliza a água e o gás natural como fluidos de injeção e não há interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha (Thomas, 2001). Neste método, a água é o fluido mais utilizado por ser mais barato do que o gás natural (Lake, 1989).

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos devem-se basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Portanto, para aumentar a recuperação de óleo na prática, duas maneiras básicas são possíveis: 1) aumentar a viscosidade do fluido deslocante e/ou 2) reduzir a tensão interfacial entre as duas fases (Thibodeau e Neale, 1998).

Quanto ao efeito da viscosidade, caso a viscosidade do fluido injetado seja muito menor do que a do fluido a ser deslocado, o fluido deslocante se moverá mais facilmente no meio poroso, criando caminhos preferenciais, alcançando rapidamente os poços de produção. Conseqüentemente, o óleo ficará retido devido a não homogeneidade do deslocamento do fluido injetado, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou.

No caso de altas tensões interfaciais, estas reduzem a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo do reservatório para fora dos poros, deixando assim, saturações residuais de óleo nas regiões por onde passaram o fluido injetado.

2.3 - Métodos de recuperação avançada

O método de recuperação avançada é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado. Os métodos de recuperação avançada classificam-se em três categorias: métodos térmicos, métodos miscíveis e métodos químicos. Esta classificação não é única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria.

Neste trabalho, é dado enfoque maior aos métodos químicos. Nos métodos químicos pressupõem-se processos em que há certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, através da injeção de: solução de polímero, solução de tensoativo, microemulsão e solução alcalina.

A injeção de solução de polímero é utilizada quando se deseja um fluido que se desloque dentro do meio poroso com a mesma mobilidade do óleo, aumentando a eficiência de varrido. Entretanto, segundo Kessel (1989), os reservatórios com permeabilidade inferior a 50 mD, freqüentemente, apresentam problemas de injetividade, especialmente com polímeros de alta massa molar. A retenção de polímero no reservatório influencia bastante na eficiência técnica e econômica da injeção de polímero. Foram observados valores de retenção superiores a 100 µg de polímero por grama de rocha. A desvantagem da injeção de solução polimérica é a degradação prematura desta solução quando submetida a condições de: alta temperatura, alta salinidade, cisalhamento ou ataque microbiológico.

A injeção de solução de tensoativo visa reduzir as tensões interfaciais entre o óleo e a água, aumentando a eficiência de deslocamento (Kwok et al., 1995). Geralmente, a injeção de solução de tensoativo obtém baixos valores de eficiência de varrido, devido a baixa viscosidade dessas soluções em relação ao óleo. Daí surgiu a injeção de microemulsão que, por ser um fluido com maior viscosidade e que também reduz as tensões interfaciais, aumenta a eficiência do varrido.

Na injeção de fluidos alcalinos, a solução alcalina (geralmente solução de NaOH) visa reagir com certos ácidos orgânicos presentes no óleo, gerando dentro do reservatório uma certa quantidade de tensoativo. O tensoativo gerado emulsiona o óleo do reservatório facilitando o seu deslocamento. Entretanto, a quebra desta emulsão torna-se difícil depois.

2.3.1 - Injeção de microemulsão

A injeção de tensoativo a baixa concentração não é um processo satisfatório, caso ocorra a redução da concentração de tensoativo devido a adsorção na rocha reservatório (Kessel, 1989). Uma boa alternativa é a injeção de tensoativo a alta concentração. O comportamento da tensão interfacial neste tipo de processo é melhor descrito estudando-se o comportamento das fases em sistemas microemulsionados. Os conceitos e detalhes do comportamento de fases são descritos por Winsor. É prática comum a representação dos quatro componentes da microemulsão em diagramas pseudoternários.

Segundo Austad e Strand (1996), tensões interfaciais muito baixas podem ser obtidas de sistemas microemulsionados. As microemulsões devem apresentar viscosidade relativamente baixa para fluir mais facilmente através do meio poroso, aumentando a eficiência de varrido.

As microemulsões, compostas de tensoativos aniônicos, álcoois, salmoura e óleo cru, reduzem as tensões interfaciais entre a salmoura e óleo presentes, em excesso, na rocha reservatório (Wellington e Richardson, 1997). Para ser eficiente na recuperação do óleo, o tensoativo deve: reduzir a tensão interfacial entre a salmoura e o óleo cru; deslocar o óleo sem perdas significantes de concentração, ocorridas por adsorção na rocha reservatório; ser quimicamente estável.

A retenção de tensoativo na rocha reservatório é o fator mais limitante na eficiência da recuperação de óleo no processo de injeção de microemulsão (Glover et al., 1979). A salinidade e a concentração de tensoativo são os fatores que influenciam na adsorção do tensoativo na rocha reservatório.

Na injeção de microemulsão utiliza-se alta concentração de tensoativo para formar micelas que podem solubilizar ou dissolver o óleo do reservatório. Esse processo ocorre através da incorporação, no centro das micelas, de minúsculas gotas de óleo ocorrendo a miscibilidade do sistema (Shindy *et al.*, 1997).

Apesar da eficiência das microemulsões na recuperação de óleo a sua aplicação encontra resistências devido ao seu elevado custo. No entanto, com estudos mais detalhados das microemulsões na recuperação avançada do petróleo, visto que existem poucos, pode-se encontrar tensoativos mais viáveis economicamente, levando-se em conta o custo-benefício.

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

3.1 Reagentes

Os reagentes utilizados para preparar as microemulsões foram: dois tensoativos aniônicos, sendo um (sabão) derivado de ácidos graxos e outro denominado de R95; álcool isoamilico e álcool isopropílico como cotensoativos, óleo de pinho e querosene (fases orgânicas), água destilada e solução de p-tolueno sulfonato de sódio (fases aquosas).

3.2 Diagramas de fases pseudoternários

As regiões de microemulsões foram determinadas através de diagramas de fases pseudoternários. Os diagramas foram determinados a temperatura ambiente (26 °C) usando sistemas pseudoternários da seguinte forma, sistema 1 (S1) composto de: água destilada, óleo vegetal e uma razão fixa de cotensoativo/tensoativo = 0,5. O sistema 2 (S2) composto de: p-tolueno sulfonato de sódio, querosene e uma razão fixa de cotensoativo/tensoativo = 1.

As regiões do diagrama de fases foram obtidas de acordo com a classificação de Winsor (Friberg e Bothorel, 1988).

3.3 Microemulsão

Depois de obtidos os diagramas de fases pseudoternários com as regiões de microemulsão, foi escolhido dentro de cada região um ponto para a determinação da composição necessária para a preparação da microemulsão. As microemulsões foram preparadas em um misturador Waring, onde todos os reagentes foram adicionados ao mesmo tempo e permaneceram em agitação por aproximadamente 30 minutos.

3.4 Ensaio de Injeção de Microemulsão

Os ensaios de injeção foram realizados em um sistema que se constituiu, basicamente, da injeção de fluidos em testemunhos de arenito da Formação Assu, conforme mostra a Figura 2.

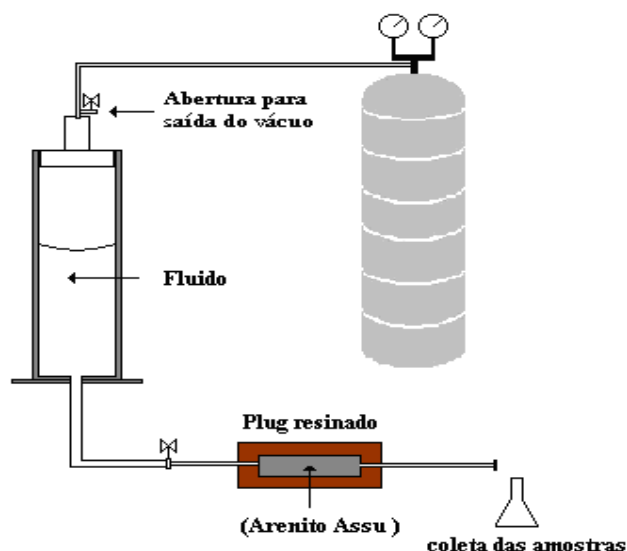


Figura 2 – Sistema de injeção de microemulsão.

Os testemunhos (plugs) foram isolados com resina e apresentaram as seguintes dimensões: 3,8 cm de diâmetro e 8,7 cm de comprimento. A salmoura utilizada é composta de solução de KCl a 2% em peso. O óleo (petróleo) utilizado foi obtido da estação de Guamaré (Petrobras/RN). Todos os testemunhos, antes de serem resinados, foram calcinados a 1000 °C durante 18 horas, com o objetivo de retirar a umidade e aumentar a permeabilidade.

Os ensaios de injeção seguiram as seguintes etapas:

- **1ª Etapa:** Para determinar a permeabilidade inicial e a porosidade do testemunho, foi injetada salmoura (solução de KCl a 2% em peso), à vazão constante, através do testemunho, a 30 psi;

- **2ª Etapa:** Com o testemunho saturado com salmoura, foi injetado óleo, à vazão constante, a 30 psi;

- **3ª Etapa:** Com o objetivo de verificar a mobilidade da salmoura, após a saturação do testemunho, é injetada salmoura novamente, a 30 psi;

- **4ª Etapa:** Com o objetivo de determinar a recuperação de óleo, ou seja, o percentual de óleo expulso de dentro dos poros do testemunho, foi injetado microemulsão no testemunho à vazão constante, a 30 psi. Foram coletadas amostras, que inicialmente apresentaram óleo, até que estas se apresentassem límpidas. O teor de óleo das amostras foi determinado com a utilização do Tintometer PFX950 (leitura da cor). As amostras de microemulsão foram coletadas em função do tempo, a partir do acionamento do cronômetro, quando aplicada a pressão.

As permeabilidades dos testemunhos foram determinadas através da equação de Darcy, utilizada para fluxo de fluidos em meios porosos.

3.4. Fator de recuperação

Para determinação do fator de recuperação dois métodos foram utilizados, um convencional e outro especial, que foram feitos em duas etapas:

- A primeira etapa, correspondente ao método convencional de recuperação, é obtida pela injeção da salmoura no testemunho, mostrado na 3ª etapa do ensaio de permeabilidade. Nesta etapa, certa quantidade do óleo é recuperada e uma outra ainda permanece no testemunho, a salmoura apenas empurra o óleo presente no testemunho, apresentando altas tensões interfaciais entre eles e sem nenhuma interação química, esta quantidade recuperada é determinada pelo balanço de massa, como mostrado a seguir:

$$\text{Volume}_{\text{óleo restante no plug}} = \text{Volume}_{\text{óleo que saiu}} - \text{Volume}_{\text{óleo que entrou}}$$

- A segunda etapa é utilizada com o objetivo de recuperar o óleo ainda existente no testemunho, que corresponde à utilização de um método especial de recuperação, feita pela injeção de microemulsão realizada na 4ª etapa do ensaio de permeabilidade. Esta solução tem a função de diminuir as tensões interfaciais existentes entre os fluidos e, conseqüentemente, aumentar o volume de óleo recuperado. A determinação da quantidade de óleo recuperado pela microemulsão está descrita a seguir.

Durante a injeção da microemulsão, amostras foram coletadas em intervalos regulares de tempo e a massa de óleo presente foi determinada através de análises de Cor utilizando o Tintômetro Lovibond PFX 950.

Inicialmente, foi feita uma curva de calibração de *cor versus concentração* utilizando concentrações diferentes de óleo. O óleo utilizado foi proveniente da Estação de tratamento de Guamaré.

O fator de recuperação é verificado pela soma das quantidades de óleo recuperado em cada etapa (convencional e especial) e expresso em %, como mostra a Equação 1:

$$FR_{\text{total}} = FR_{\text{MC}} + FR_{\text{ME}} = \frac{MR_{\text{MC}} + MR_{\text{ME}}}{M_{\text{total injetada}}} \quad (1)$$

onde: FR_{total} é o fator de recuperação total (%); FR_{MC} é o fator de recuperação obtido pelo método convencional (%); FR_{ME} é o fator de recuperação obtido pelo método especial (%); MR_{MC} é a massa de óleo recuperada pelo método convencional (g); MR_{ME} é a massa de óleo recuperada pelo método especial (g); $M_{total\ injetada}$ é a massa total de óleo injetada (g).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os diagramas de fases pseudoternários foram construídos para determinar as regiões de microemulsão, conforme mostram as figuras 3 e 4. Nestas figuras observamos as regiões de microemulsão bem definidas.

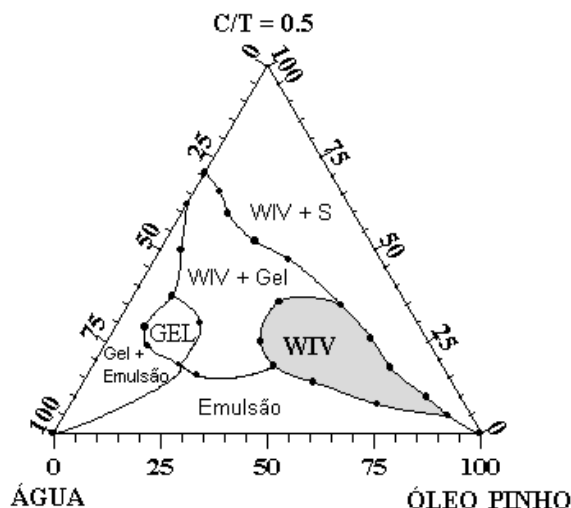


Figura 3 – Sistema S1: água destilada, tensoativo comercial, óleo de pinho, álcool iso-amílico, $C/T = 0,5$ (26°C).

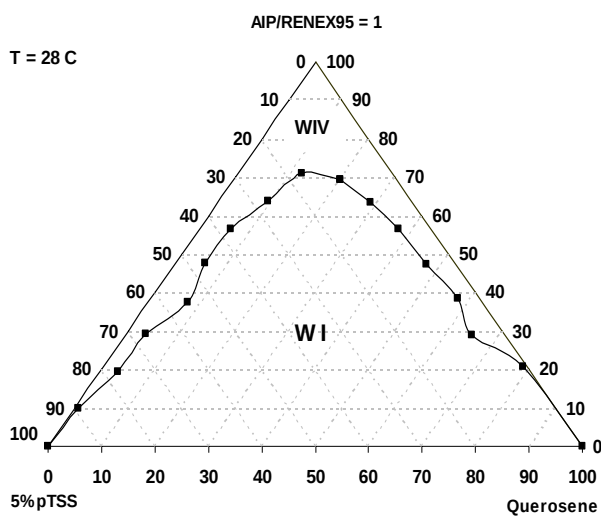


Figura 4 – Sistema S2: solução de p-tolueno sulfonato de sódio, R95, querosene, álcool isoprípico, $C/T = 1$. (26°C).

Nos diagramas foi escolhido dentro de cada região de microemulsão um ponto, cujas composições são as seguintes: 1) S1 – 20% C/T (C = álcool isoamílico e T = TA), 50% óleo de pinho (fase orgânica) e 30% água destilada (fase aquosa), sendo a razão $C/T = 0,5$. 2) S2 - 40% C/T (C = álcool isopropílico, T = R95), 2% de querosene (fase orgânica) e 58% de solução de p-tolueno sulfonato de sódio (fase aquosa), sendo a razão $C/T = 1$.

4.1 Fator de recuperação (Total e parcial)

O fator de recuperação total de petróleo é verificado em função da recuperação obtida com a salmoura (Método Convencional - MC) e da recuperação obtida pela microemulsão (Método Especial - ME). Os fatores de recuperação parcial e total para cada microemulsão estudada estão mostrados abaixo.

A Tabela 1 mostra as propriedades dos testemunhos utilizados nos experimentos de recuperação para cada microemulsão estudada.

Tabela 1 – Propriedades dos testemunhos.

Plug	Porosidade (%)	Volume poroso (cm ³)	K (mD)
1 (S1)	16,56	16,34	119
2 (S2)	20	19,76	103

Para a injeção da microemulsão S1, inicialmente foi injetada salmoura (1ª etapa) no testemunho e o mesmo ficou saturado com 18 mL de salmoura. Com a passagem do óleo, na 2ª etapa, 14 mL de óleo ficaram no testemunho mais 10 mL restantes de salmoura (total = 24 mL). Na 3ª etapa, com a passagem da salmoura foi retirado 9,2 mL de óleo, portanto ainda ficaram 4,8 mL de óleo (14 mL injetados na 2ª etapa – 9,2 mL retirados na 3ª etapa = 4,8 mL) no testemunho a ser recuperado pela passagem da microemulsão S1. Após estas etapas de saturação, foi injetada a microemulsão S1 (4ª etapa). Com os dados obtidos, pode-se verificar que foi alcançado um fator de recuperação do óleo de 79,1% considerando-se o somatório do método convencional com o método especial. Estes resultados podem ser observados na Figura 5.

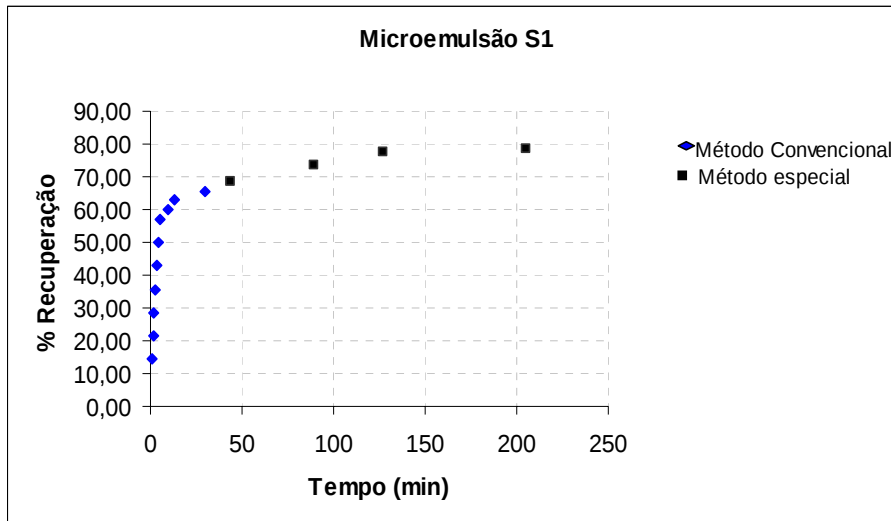


Figura 5 – Fator de recuperação para S1.

Considerando apenas o método especial de recuperação, injeção da microemulsão S1, observou-se que dos 4,8 mL de óleo restantes no testemunho, uma vez que o método convencional recuperou 9,2 mL dos 14 mL injetados, 1,88 mL foram recuperados, portanto, o fator de recuperação referente somente a injeção da microemulsão S1 foi de:

$$FR_{ME} = \frac{\text{volume de óleo recuperado (ME)}}{\text{volume de óleo res tan te no testemunho}}$$

$$FR_{ME} = \frac{1,88 \text{ mL}}{4,8 \text{ mL}} = 39,16\%$$

Somando todas as etapas (método convencional com método especial), tem-se um fator de recuperação total de:

$$FR_{TOTAL} = \frac{\text{volume de óleo recuperado}}{\text{volume de óleo total injetado}}$$

$$FR_{TOTAL} = \frac{9,2 (3^a \text{ etapa}) + 1,88 (4^a \text{ etapa})}{14 (\text{volume inicial de óleo})} = 79,1\%$$

Para a injeção da microemulsão S2, inicialmente foi injetada salmoura (1ª etapa) no testemunho e o mesmo ficou saturado com 34 mL de salmoura. Com a passagem do óleo, na 2ª etapa, 12,8 mL de óleo ficaram no testemunho mais 26 mL restantes de salmoura (total = 38,8 mL). Na 3ª etapa, com a passagem da salmoura foi retirado 7,3 mL de óleo, portanto ainda ficaram 5,5 mL de óleo (12,8 mL injetados na 2ª etapa – 7,3 mL retirados na 3ª etapa = 5,5 mL) no testemunho a ser recuperado pela passagem da microemulsão S2. Após estas etapas de saturação, foi injetada a microemulsão S2 (4ª etapa).

A partir dos dados obtidos, pode-se verificar que foi alcançado um fator de recuperação do óleo de 81,3% considerando-se o somatório do método convencional com o método especial. Estes resultados são melhor observados na Figura 6.

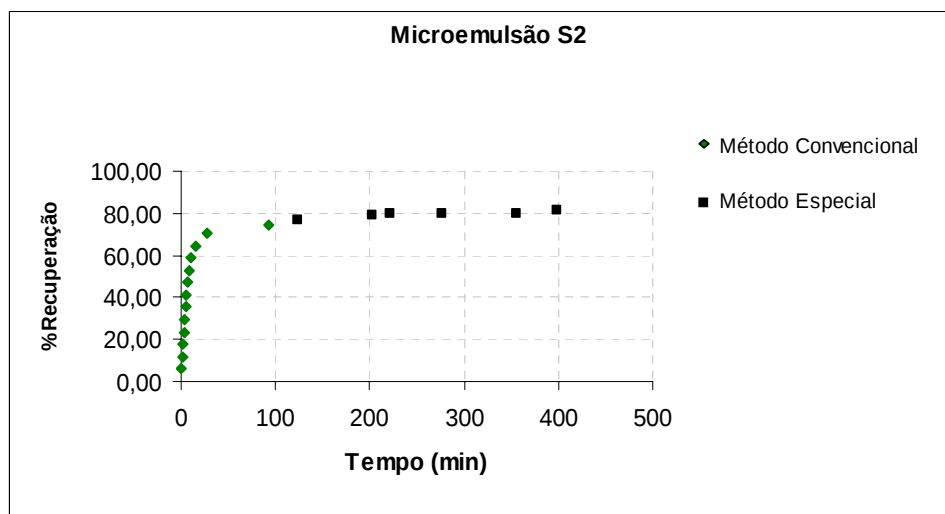


Figura 6 – Fator de recuperação para S2.

Considerando apenas o método especial de recuperação, injeção da microemulsão S2, observa-se que dos 5,5 mL restantes no testemunho, uma vez que o método convencional recuperou 7,3 mL dos 12,8 mL injetados, 3,1 mL foram recuperados, portanto, o fator de recuperação referente somente a injeção da microemulsão S2 foi de:

$$FR_{ME} = \frac{\text{volume de óleo recuperado (ME)}}{\text{volume de óleo res tan te no testemunho}}$$

$$FR_{ME} = \frac{3,1 \text{ mL}}{5,5 \text{ mL}} = 56,36\%$$

Somando todas as etapas (método convencional com método especial), tem-se um fator de recuperação total de:

$$FR_{TOTAL} = \frac{\text{volume de óleo recuperado}}{\text{volume de óleo total injetado}}$$
$$FR_{TOTAL} = \frac{7,3 (3^{\text{a}} \text{ etapa}) + 3,1 (4^{\text{a}} \text{ etapa})}{12,8 (\text{volume inicial de óleo})} = 81,3\%$$

A partir dos resultados, pôde-se verificar que tanto a microemulsão S1 como a S2 apresentaram excelentes resultados na recuperação de petróleo, a primeira, S1, apresentou um fator de recuperação total de 79,1%, enquanto que a microemulsão S2, apresentou um fator de recuperação total de 81,3%. Isto se deve ao fato de que os sistemas microemulsionados têm a capacidade de reduzir as tensões interfaciais além de apresentarem viscosidades superiores a do óleo aumentando a eficiência no deslocamento de óleo.

5. CONCLUSÕES

Considerando que o objetivo principal deste trabalho é estudar o fator de recuperação do petróleo por sistemas microemulsionados, em que são estudados microemulsões obtidas de tensoativos iônicos, a partir dos resultados obtidos foi possível concluir que:

- 1) A aplicação de tensoativos aniônicos utilizando-se diagramas de fases pseudoternários mostrou-se de grande utilidade para a obtenção de regiões de microemulsão;
- 2) Mesmo sendo dois sistemas distintos, ambos apresentaram excelentes fatores de recuperação total, mostrando que estes sistemas microemulsionados são uma excelente alternativa para recuperação de petróleo.

6. AGRADECIMENTOS

A CAPES pela bolsa concedida, ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos da UFRN pelo espaço físico cedido para a realização deste trabalho.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AUSTAD, T.; STRAND, S. Chemical flooding of oil reservoir – 4. Effects of temperature and pressure on the middle phase solubilization parameters close to optimum flood conditions. **Colloids and Surfaces A**, v. 108, p. 243-252, 1996.
- FRIBERG, S.E.; BOTHOREL, P. Microemulsions: Structure and Dynamics. **CRC Press**, Boca Raton, Florida, Chapter 1, 1988.
- GLOVER, C.J.; PUERTO, M.C.; MAERKER, J.M.; SANDVIK, E.L. Surfactant phase behavior and retention in porous media. **SPE 7053**, p. 183-193, 1979.
- KESSEL, D.G. Chemical flooding – Status report. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 2, p.p. 81-101, 1989.
- KWOK, W.; HAYES, R.E.; NASR-EL-DIN, H.A. Modelling dynamic adsorption of an anionic surfactant on Berea sandstone with radial flow. **Chemical Engineering Science**, v.50, n° 5, p.p. 769-783, 1995.
- LAKE, L.W. Enhanced oil recovery. New Jersey: **Prentice Hall**, 1989.
- ROOB, I.D. Microemulsion. New York **Plenum Press**, 1981.
- SHINDY, A.M.; DARWICH, T.D.; SAYYUOH, M.H.; ABDEL-AZIZ OSMAN. Development of an expert system for EOR method selection. **SPE 37708**, 291, 1997.
- THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: **Interciência – Petrobrás**, 2001.
- THIBODEAU, L.; NEALE, G.H. Effects of connate water on chemical flooding processes in porous media. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 19, p.p. 159-169, 1998.
- WELLINGTON, S.L.; RICHARDSON, E.A. Low surfactant concentration enhanced water flooding. **SPE 30748**, v. 2, p. 389-405, 1997.