



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR EMBEBIÇÃO EM ROCHAS CARBONÁTICAS POR
AÇÃO DE TENSOATIVOS**

Aluno: Bruno Augusto Gomes

Orientadora: Prof. Dra. Vanessa Cristina Santanna

**NATAL/RN
JUNHO /2013**

BRUNO AUGUSTO GOMES

**Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de
Graduação em Engenharia do Petróleo da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte.**

Orientadora: Prof.^a Dra Vanessa Cristina Santanna.

NATAL- RN

JUNHO, 2013

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof.^a Dr.^a Vanessa Cristina Santanna
Orientadora - UFRN

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Membro - UFRN

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Membro - UFRN

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em, _____ de Junho de 2013.

Agradecimentos

A Deus, pela saúde, sabedoria e conhecimento, requisitos para mais uma conquista.

A toda minha família, pelo grande apoio e confiança desde as minhas primeiras palavras e continhas de somar. Ao meu pai Luiz, pelo exemplo de pai, conselhos e pelos sacrifícios passados pela minha educação de qualidade; minha mãe Conceição, por toda dedicação, carinho e suporte dados aos meus estudos e a minha irmã Bruna, pelos inúmeros copos d'água antes de dormir.

A minha orientadora, Professora Dra. Vanessa Cristina Santanna, por todo conhecimento compartilhado e à imensa vontade em ensinar, desde as disciplinas de graduação.

Aos meus grandes professores da Engenharia de Petróleo, que possibilitaram minha busca pelo conhecimento e vontade de aprender.

A todos aqueles que me despertaram o interesse pela engenharia, enquanto eu era apenas mais um.

Aos meus queridos amigos, pelos conselhos, conversas, caronas e momentos felizes, incomparáveis a este trabalho. Aos inúmeros colegas de faculdade, pela divisão das aflições e estudos nas vésperas das provas. Pelas ligações atendidas durante as madrugadas, conversas de corredor. Aos meus amigos do curso de Fluido, de todas as partes do Brasil.

RESUMO

Embebição refere-se ao processo espontâneo de deslocamento da fase não-molhante pela fase molhante por meio de forças capilares e/ou forças gravitacionais. Condições desfavoráveis como alta viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre as fases dificultam a recuperação do petróleo. Daí surgiu à aplicação de soluções de tensoativo com a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, aumentando a eficiência de deslocamento. Este trabalho tem como objetivo identificar e analisar os mecanismos da recuperação do petróleo por embebição espontânea. Experimentos de embebição estáticos foram realizados utilizando rocha carbonática da Formação Jandaíra saturada com óleo (petróleo bruto proveniente do Campo de Ubarana). Os plugues foram expostos à embebição por salmoura (KCl a 2%) e por soluções de tensoativos (catiônico e não-iônico), e a recuperação foi monitorada em função do tempo. Foram determinados o fator de recuperação de óleo e o número de Bond inverso. A partir dos resultados foi verificado maior fator de recuperação com o tensoativo não-iônico (Renex 200). Quanto aos valores obtidos de número de Bond inverso, estes mostraram que a recuperação é dominada pelas forças capilares para o caso estudado, em outros casos pode predominar as forças viscosas. Pode-se concluir que as baixas tensões interfaciais, obtidas com as soluções de tensoativo, não foram suficientes para impedir o domínio das forças capilares no processo de recuperação do óleo.

Palavras-chave: embebição; recuperação avançada; tensoativo; tensão interfacial.

ABSTRACT

Imbibition refers to the process of spontaneous displacement of non-wetting phase the wetting phase through capillary forces and / or gravitational forces. Unfavorable conditions such as high oil viscosity and high interfacial tensions between the phases hinder the oil recovery. Therefore came the application of surfactant solution in order to reduce the interfacial tension between water and oil, increasing efficiency of displacement. This work aims to identify and analyze the mechanisms of oil recovery by spontaneous imbibition. Static imbibition experiments were conducted using carbonate rock Jandaíra Formation saturated with oil (crude oil from the Ubarana field). The plugs were exposed to immersion in brine (2% KCl) and solution of surfactants (cationic and non-ionic) and recovery was monitored as a function of time. We determined the oil recovery factor and the number of inverse bond. The results had a higher recovery factor with the non-ionic surfactant (Renex 200). As for the number of values of reverse Bond, these showed that the recovery is dominated by capillary forces for the case studied, in others cases may predominate clammy forces. It can be concluded that low interfacial tensions obtained with surfactant solutions was not sufficient to prevent capillary forces in the field of oil recovery process.

Keywords: imbibition, advanced recovery; surfactant; interfacial tension.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Calcário da Formação Jandaíra	7
Figura 2- Rocha reservatório contendo os fluidos: água, óleo e gás	9
Figura 3- Distribuição de fluidos em um reservatório	11
Figura 4- Distribuição de fluidos em um reservatório molhado pela água	11
Figura 5- Distribuição de fluidos em um reservatório molhado pelo óleo	12
Figura 6- Experimento de embebição espontânea	12
Figura 7- Esquema representativo dos mecanismos de embebição.....	15
Figura 8- Esboço do fluxo de durante embebição espontânea e suas respectivas curvas de recuperação versus tempo. (A) governada por forças capilares, (B) governada por uma combinação da gravidade e as forças capilares e (C) é governada por forças de gravidade	16
Figura 9- Estrutura geral de uma molécula tensoativa catiônica.....	18
Figura 10- Representação esquemática do dodecanoato de sódio.....	19
Figura 11- Representação esquemática do N-dodecil-N,N-dimetil-betaína	19
Figura 12- Estrutura do Triton X-100.....	20
Figura 13- Plugue de Calcário da Formação Jandaíra	22
Figura 14- Esquema do porosímetro. a) célula 1; b) célula 2; c) peças de aço utilizadas como padrões de volumes;d) bomba positiva;e) manômetro;f)cilindro de nitrogênio e g) transdutor de pressão.....	23
Figura 15- Plugue de calcário da Formação Jandaíra saturado com óleo.....	24
Figura 16- Células de embebição espontânea.....	25
Figura 17- Tensiômetro Kruss (K100C) para medidas de tensão interfacial (A); Imersão do anel no sistemas (solução aquosa + petróleo) (B).....	27
Figura 18- Curva de calibração do porosímetro utilizado.....	29
Figura 19- Fator de recuperação obtido para as soluções aquosas utilizadas nos ensaios de embebição.....	31
Figura 20- Óleo recuperado e solubilizado pela solução de tensoativo CTAB.....	32
Figura 21- Curvas de recuperação na embebição com número de Bond inverso.....	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equipamentos utilizados nos experimentos.....	21
Tabela 2 - Tensoativos utilizados e suas características.....	22
Tabela 3 - Propriedades dos fluidos utilizados.....	28
Tabela 4 - Propriedades dos plugues	28
Tabela 5 - Propriedades dos plugues	30
Tabela 6 - Valores de tensão interfacial obtidos.....	30
Tabela 7 - Valores de número de Bond inverso para os sistemas estudados.....	32

Sumário

1. Introdução	3
2. Objetivos	4
2.1. Objetivo geral	4
2.2. Objetivos específicos	4
3. Revisão bibliográfica	5
3.1. Petróleo	5
3.2. Grau API	5
3.3. Reservatórios Carbonáticos	6
3.3.1. Calcários da Formação Jandaíra	7
3.4. Propriedades das rochas	8
3.4.1. Porosidade (ϕ)	8
3.4.2. Saturação de Fluidos (S)	8
3.4.3. Permeabilidade (k)	9
3.5. Propriedades dos fluidos	10
3.5.1. Mobilidade (λ)	10
3.5.2. Molhabilidade	10
3.6. Embebição	12
3.5.1. Embebição em escala de laboratório	14
3.6. Métodos de Recuperação Avançada: Métodos Químicos	17
3.6.1. Tensoativos	17
4. Metodologia Experimental	21
4.1. Equipamentos utilizados	21
4.2. Materiais utilizados	21
4.3.1. Determinação da Porosidade	22
4.3.2. Saturação da rocha com óleo	24
4.4. Ensaio de embebição	24
4.4.1. Determinação do volume de óleo recuperado	25
4.5. Caracterização dos fluidos	26
4.5.1. Determinação da massa específica	26
4.5.2. Determinação da tensão interfacial	27
5. Resultados e Discussão	28

5.2. Saturação de óleo.....	29
5.3. Fator de recuperação	30
5.4. Número de bond inverso	32
6. Conclusão	34
7. Referências.....	35

1. Introdução

Normalmente, apenas 5-30% do óleo original *in place* (OOIP) pode ser produzido pela energia natural armazenada no reservatório (Farouq-Ali e Stahl, 1970). De forma a se maximizar a recuperação de petróleo em diversos tipos de reservatórios, métodos de recuperação são frequentemente adotados desde o início do seu desenvolvimento. O desempenho do método de recuperação é fortemente influenciado pelas características das rochas reservatórios, tipo do óleo e da água de formação. Uma característica fundamental a ser considerada é a molhabilidade da rocha reservatório, que impacta a localização e o deslocamento dos fluidos dentro do reservatório.

Na engenharia de petróleo, a molhabilidade é a tendência da rocha reservatório preferencialmente estar em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico. No caso de um sistema rocha/óleo/água de formação a molhabilidade descreve a preferência da rocha de estar em contato com a água ou o óleo na presença do outro fluido (Agbalaka, 2008).

A molhabilidade da rocha influi decisivamente na produção e recuperação de petróleo por injeção de água e, conseqüentemente, na economicidade dos projetos. Isso ocorre tanto em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade como em reservatórios carbonáticos estratificados, em reservatórios naturalmente fraturados, e até mesmo em reservatório siliciclásticos de alta permeabilidade.

As atividades exploratórias no mar brasileiro tem gerado novas descobertas, algumas em reservatórios carbonáticos, com condições de molhabilidade diferentes (molháveis ao óleo) das usualmente consideradas em reservatórios areníticos, fortemente molhável à água (Treiber *et al.* (1971) *apud* Okasha (2007) e Anderson (1986)).

Um dos métodos de recuperação é a injeção de soluções de tensoativos, que são processos em que se pressupõe uma interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório, sendo considerada uma alternativa para o aumento da recuperação de petróleo. Este método avançado de recuperação se torna vantajoso, 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 (Obregón, 2001).

Nesse trabalho, a recuperação de óleo em rocha carbonática será medida em laboratório, através da utilização de um sistema de embebição Amott.

2. Objetivos

2.1. Objetivo geral

O presente trabalho tem por objetivo avaliar a recuperação de óleo em rocha carbonática, por embebição, com diferentes soluções de tensoativos.

2.2. Objetivos específicos

Aplicar e avaliar o desempenho de diferentes soluções de tensoativos na recuperação de petróleo.

Para isto será necessário:

1. Estudar a eficiência dos fluidos (salmoura e diferentes tensoativos) no meio poroso, através da determinação da acumulada de óleo.
2. Avaliar os mecanismos de ação dos fluidos na recuperação, através da determinação do número de Bond inverso.

3. Revisão bibliográfica

3.1. Petróleo

O petróleo é uma combinação complexa de várias cadeias de hidrocarbonetos, sendo as mais comumente encontradas as parafinas, os naftênicos e os hidrocarbonetos aromáticos. Também pode conter quantidades pequenas de nitrogênio, oxigênio, compostos de enxofre e metais, principalmente níquel e vanádio. São conhecidos alguns milhares de hidrocarbonetos e as diferentes características físicas são uma consequência das diferentes composições moleculares.

As propriedades dos fluidos e das rochas que compõem os reservatórios de petróleo devem ser, de preferência, determinadas experimentalmente em análises de laboratório. Em algumas situações, no entanto, por motivos econômicos ou operacionais, isso não se torna possível (Rosa *et al.*, 2006). Devido a esta dificuldade, geralmente, são utilizadas as propriedades físicas ao invés das químicas para definir as principais características do petróleo, dentre elas a cor, viscosidade, densidade e a pressão no ponto de bolha (Curbelo, 2006).

O estado físico de uma mistura de hidrocarbonetos depende não só da sua composição, mas fundamentalmente das condições de pressão e temperatura às quais a mesma está submetida. Entende-se por composição não só quais hidrocarbonetos estão presentes, mas em que proporções eles se apresentam na mistura. Quando esta se apresenta no estado gasoso, recebe o nome de gás natural ou simplesmente gás. Predominam nessas misturas os hidrocarbonetos mais leves da série das parafinas, sendo o metano o mais abundante. Quando no estado líquido, o petróleo é chamado de óleo cru ou apenas óleo (Rosa *et al.*, 2006).

3.2. Grau API

O petróleo é classificado de acordo com a sua densidade relativa, a 60 °F, através de um índice adimensional. O grau API (*American Petroleum Institute*) é apenas uma forma de expressar essa densidade. Quanto maior a densidade do petróleo, menor será o seu grau API, ou mais pesado será o petróleo, segundo a Equação (1):

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d} - 131,5 \quad (1)$$

onde: d é a densidade relativa do óleo, em relação à água, a 60 °F.

No processo de extração do óleo leve, a recuperação é realizada pelos métodos de recuperação primária e secundária. Cerca de 30% do óleo pode ser recuperado por métodos primários e secundários. Existe, portanto, a necessidade da utilização de métodos avançados de recuperação, que tem como alvo a parcela de 70% do óleo original. As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser atribuídas, basicamente, a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre os fluidos no reservatório (Bannwart, 2001).

3.3. Reservatórios Carbonáticos

De tipologia estratiforme, os seus depósitos oscilam de extensas e espessas camadas até lentes de dimensões métricas a quilométricas, encaixadas em formações sedimentares e metamórficas, revestindo-se de um grande significado estratégico e econômico por serem importantes reservatórios de água e petróleo, além de hospedarem mineralizações de chumbo (Pb), de zinco (Zn) e fosfatos uraníferos (Cavalcanti e Freire, 2004).

As rochas carbonáticas (calcário e dolomita) são responsáveis por aproximadamente 50% da produção de petróleo e gás em todo o mundo. Dos carbonatos, uma percentagem ligeiramente superior de reservas de hidrocarbonetos do mundo foi produzido a partir de dolomitos geralmente, por apresentar maior porosidade e permeabilidade que o calcário.

Ao contrário da maioria dos reservatórios de arenito, que geralmente são sistemas únicos de porosidade, ou seja, com interpartículas de natureza homogênea, os reservatórios em rochas carbonáticas geralmente são múltiplos sistemas de porosidade que, caracteristicamente, concede heterogeneidade petrofísica aos reservatórios.

3.3.1. Calcários da Formação Jandaíra

Em termos da distribuição das rochas carbonáticas no Brasil, todos os estados nordestinos ostentam importantes ocorrências, depósitos e jazidas. Nesse cenário, merecem realce os estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, em virtude de sozinhos, deterem 80% das reservas da região. Alguns dispõem de imensas jazidas de calcário sedimentar e outros de calcário cristalino (metamórfico), além daqueles que encerram ambas as tipologias (Freire, 1985).

A Formação Jandaíra (Grupo Apodi) é constituída de rochas carbonáticas, de idade cretácea, com afloramentos nos municípios de Jaguaruana, Quixeré, Russas, Limoeiro do Norte e Tabuleiro do Norte. As ocorrências de maior interesse, na Chapada do Apodi, são as camadas homogêneas e compactas, praticamente horizontais e contínuas, de grande potencial à exploração (Cavalcanti e Freire, 2004).

Nessas áreas, os calcários exibem estrutura acamadada ou laminada, intercalados/associados a margas e folhelhos, com estratificação horizontal a baixo ângulo e, geralmente, fossilíferos. Exibem tonalidades claras, incluindo a creme, bege, amarela e cinza (Figura 1). As formas e o modo de afloramento, isto é, as geometrias dos depósitos das rochas carbonáticas encontram-se condicionados a fatores de ambientes sedimentares (petrogênese), tectônico-metamórfica e geomorfológico dos terrenos (Pettijohn, 1957).



Figura 1. Calcário da Formação Jandaíra (Souza e Vidal, 2005).

3.4. Propriedades das rochas

No estudo de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem e, mais importante de todas é a quantidade de fluidos que pode ser extraída (Thomas, 2001).

As propriedades da rocha irão variar bastante em função do histórico de deposição e compactação dos seus sedimentos (tamanho e seleção dos grãos, grau de cimentação, presença de finos, histórico de pressão e temperatura etc.). Raramente, uma rocha reservatório é homogênea ao longo de toda sua extensão, sendo necessário realizar estudos sobre a variação de suas propriedades.

3.4.1. Porosidade (ϕ)

A porosidade é a razão entre o volume de poros (ou volume de vazios) e o volume total da rocha-reservatório (Equação 2):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2)$$

onde V_p é o volume de poros e V_T é o volume total da rocha. A porosidade é expressa, geralmente, em porcentagem.

A porosidade efetiva é a razão entre o volume de poros conectados e o volume total do reservatório. Essa porosidade é a mais importante para o estudo de reservatórios, pois indica quanto dos fluidos pode ser produzido.

3.4.2. Saturação de Fluidos (S)

A saturação de fluidos indica como os poros estão preenchidos. A saturação de um fluido forma o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por ele, ou seja (Equação 3):

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (3)$$

onde i indica o fluido no qual está sendo calculada a saturação. A saturação é expressa, geralmente, em porcentagem.

A Figura 2 apresenta um corte transversal de uma rocha-reservatório com presença de fluidos, água (fluido contínuo), óleo (gotas largas) e gás (pequenas bolhas) nos poros.

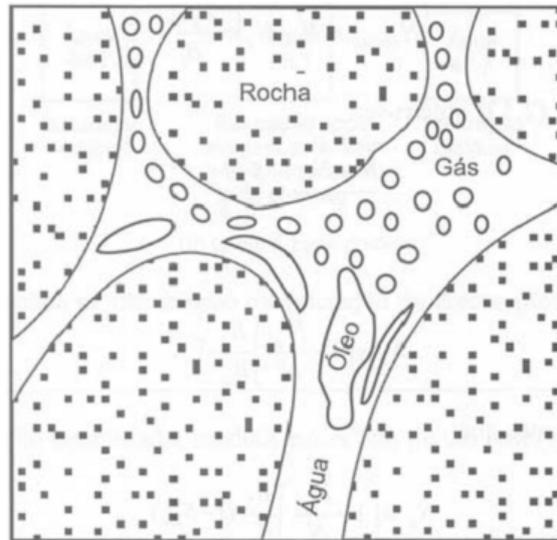


Figura 2. Rocha reservatório contendo os fluidos: água, óleo e gás (pequenas bolhas) (Fonte: Rosa *et al.*, 2006).

Originalmente, toda rocha reservatório é saturada apenas de água. Durante a fase conhecida como migração secundária, os hidrocarbonetos formados pela rocha geradora se acumulam no reservatório expulsando parte da água nele contida (Sampaio, 2009).

Existe um limite mínimo para a saturação de cada tipo de fluido na qual, para valores menores que ele, não há deslocamento do fluido. Para a água, este limite é chamado de saturação de água irreduzível (S_{wr}). Para o óleo e o gás, é chamado de saturação residual (S_{or} e S_{gr}). Estes limites variam conforme o tipo de rocha, o volume de poros isolados, a molhabilidade da rocha e outros.

3.4.3. Permeabilidade (k)

Para que os fluidos possam se movimentar é necessário que os poros estejam interconectados. A permeabilidade é medida na direção do fluxo na rocha, ou seja, é a capacidade do meio em se deixar atravessar por fluidos. Geralmente, é expressa em miliDarcy (mD).

Em fluxos multifásicos, a permeabilidade pode ser calculada em relação a cada fase, sendo chamada de permeabilidade efetiva (k_o , k_g e k_w). A razão entre a permeabilidade efetiva de cada fluido e a permeabilidade absoluta do reservatório é chamada de permeabilidade relativa (k_{ro} , k_{rg} e k_{rw}).

3.5. Propriedades dos fluidos

As propriedades dos fluidos, vão depender diretamente da saturação de fluidos presentes na rocha, do seu grau API, da viscosidade do fluido presente e do fator volume formação.

3.5.1. Mobilidade (λ)

Para um determinado fluido a mobilidade é a relação entre a permeabilidade efetiva deste fluido e sua viscosidade (Equação 4).

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (4)$$

A razão de mobilidades é definida pela Equação 5:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (5)$$

Na recuperação de reservatórios, quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento do óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “penetrar” o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores (Thomas, 2001).

3.5.2. Molhabilidade

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível. Na Figura

3 está representada a água depositada sobre uma superfície sólida, no interior de uma rocha que contém um determinado tipo de óleo. Assim está apresentado um esquema do equilíbrio de forças na interface óleo-água-sólido.

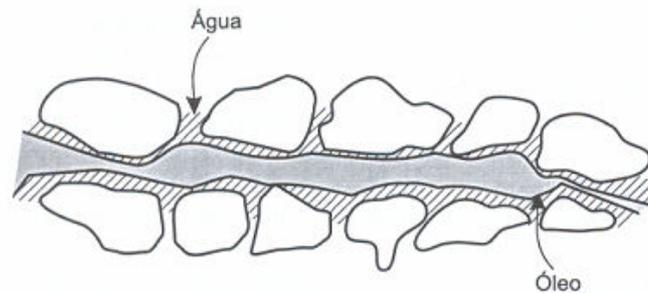


Figura 3. Distribuição de fluidos em um reservatório (Fonte: Rosa *et al.*, 2006).

Nos reservatórios de petróleo, observa-se que a rocha, na maioria dos casos, é molhada preferencialmente pela água em presença do óleo, e nunca pelo gás. Com isso, se num mesmo poro ou espaço poroso de um reservatório de petróleo estivessem presentes a água, óleo e gás natural, a distribuição normal seria a mostrada pela Figura 4. A água estaria nas paredes dos poros, isto é, junto aos grãos de sólidos que compõem a rocha. O gás estaria nas porções centrais dos poros, já que ele é o fluido que apresenta a menor tendência de molhar preferencialmente a rocha. O óleo, sendo um fluido intermediário em termos de molhabilidade, estaria localizado entre a água e o gás.

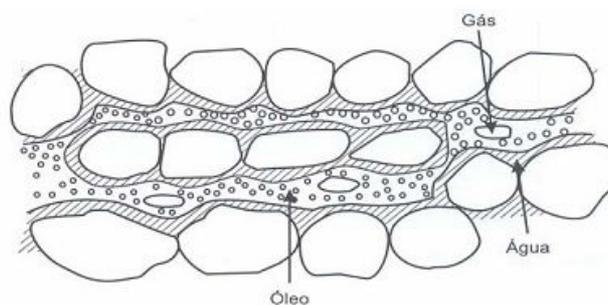


Figura 4. Distribuição de fluidos em um reservatório molhado pela água (Fonte: Rosa *et al.*, 2006).

Apesar de se admitir que a maior parte dos reservatórios de petróleo seja molhada preferencialmente pela água, conhecem-se, entretanto, casos em que o reservatório é molhado preferencialmente pelo óleo. Em tais situações, a distribuição dos fluidos nos poros seria esquematizada na Figura 5. Alguns autores, porém, sugerem que sejam tomadas precauções com amostras de rocha que se mostram ser preferencialmente molhadas pelo

óleo, porque as mesmas podem ter tido essa característica modificada durante a fase de retirada do testemunho do interior do poço (Rosa *et al.*, 2006).

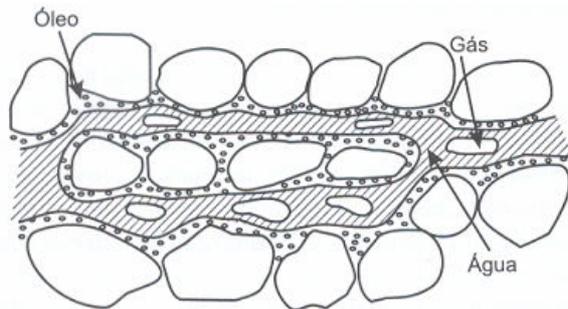


Figura 5. Distribuição de fluidos em um reservatório molhado pelo óleo (Fonte: Rosa *et al.*, 2006).

3.6. Embebição

Embebição refere-se ao processo espontâneo descrito como uma penetração da fase molhante, enquanto desloca a fase não molhante por meio de forças capilares e/ou forças gravitacionais (Figura 6). Um exemplo é a água absorvendo em uma rocha saturada com óleo (Hognesen *et al.*, 2004; Pashayev, 2004). Neste sistema, quanto mais forte a molhabilidade ao óleo menor a saturação de água na condição de equilíbrio, logo, menor o volume de óleo deslocado.



Figura 6. Experimento de embebição espontânea (Fonte: Schechter, 1994).

O papel de embebição foi reconhecido em numerosos tipos de processos de recuperação, incluindo injeção de água em reservatórios heterogêneos, recuperação térmica por injeção de vapor através da embebição de água condensada, e injeção alternada de água e gás (Morrow e Mason, 2001). Este processo concentra-se na avaliação da relação entre o tempo e a taxa de produção de óleo.

A recuperação do petróleo é obtida por um fenômeno determinante ou pela combinação de diferentes mecanismos, que pode variar em função da direção de deslocamento. Uma combinação particularmente importante é a do processo de embebição e drenagem gravitacional. Essa combinação ocorre apenas na direção vertical, uma vez que os processos originários do fenômeno gravitacional ocorrem nessa direção (Zhou *et al.*, 2000).

Quando dois fluidos contidos em um meio poroso estão em contato ocorre uma descontinuidade na pressão devido à tensão existente na interface que os separa. Na engenharia de reservatórios, essa diferença de pressão é conhecida como a pressão capilar, expressada como a diferença de pressão de uma fase não molhante e a pressão de uma fase molhante, dada pela Equação 6 (Rosa *et al.*, 2006).

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (6)$$

onde: P_c é a pressão capilar, P_{nm} é a pressão da fase não molhante, e P_m é pressão da fase molhante.

Admitindo que a interface óleo-água e uma superfície esférica, a pressão capilar pode ser dada pela Equação de Laplace (7) como:

$$P_c = \frac{2\sigma}{R} \quad (7)$$

onde: σ é a tensão interfacial entre as fases e R é o raio de curvatura da superfície esférica, mas também podemos considerar que $R = r/\cos \theta$, sendo r , o raio interno do tubo capilar.

O lado côncavo da interface corresponde à fase não molhante. Desta forma, a pressão da fase não molhante será sempre maior do que a pressão da fase molhante (Rosa *et al.*, 2006).

A pressão capilar sofre forte influência do tamanho e da distribuição dos poros. Rochas com grandes poros irão apresentar menores forças de capilaridade, em contraste, rochas com poros pequenos podem gerar grandes forças capilares (Abe, 2005; Pashayev, 2004). Comparando a Equação 7 com a equação dada pela condição de equilíbrio capilar-gravitacional (Equação 8), temos:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (8)$$

onde: θ é o ângulo de contato; r é raio interno do tubo capilar; ρ_w é a densidade da água; ρ_o é a densidade do óleo; g é a aceleração da gravidade e h comprimento do capilar.

A diferença de densidade entre os dois fluidos (a/o) e a altura da coluna de fluido determina a magnitude das forças de flutuação. Elas estão sempre presentes nas misturas de líquidos imiscíveis, mas a sua influência relativa ao fluxo do fluido em um meio poroso é determinada pela magnitude das forças capilares, o que por sua vez é determinado pela tensão interfacial e molhabilidade (Hognesen *et al.*, 2004).

O equilíbrio capilar/gravitacional ocorre em duas etapas: na primeira etapa há a invasão do fluido deslocante, no caso água, até que a diferença de equilíbrio dos níveis de determinada fase seja alcançada; na segunda etapa ocorre uma redistribuição de saturação na matriz que mantém o sistema em equilíbrio.

3.5.1. Embebição em escala de laboratório

A geometria de um meio poroso é muito complexa e o fluxo através dele pode ser difícil de descrever-se matematicamente. Logo, um modelo simplificado pode ser necessário para se obter uma melhor compreensão do fluxo de fluido e para prever seu comportamento sob diferentes condições. Para tal, o modelo utilizado pode ser matemático ou físico. Muitas das leis que regem o fluxo de fluidos em meios porosos, tais como Lei

de Darcy, foram descobertas e desenvolvidas utilizando modelos físicos. Esses modelos são mais úteis para estudar os fenômenos em pequena escala.

Os resultados dos testes de embebição realizadas em laboratório são muitas vezes dimensionados para condições de reservatório. Um dos atributos positivos é a identificação de importantes características do reservatório e as condições que afetam a embebição. A análise adequada desses fatores ajuda a prever e melhorar a recuperação de petróleo. A Figura 7 mostra um esquema representativo dos mecanismos na célula de embebição.



Figura 7. Esquema representativo dos mecanismos de embebição. Fonte: adaptado de Babadagli (2002).

Durante o processo de produção do petróleo, o fluxo de fluidos no meio poroso é determinado por forças capilares, forças gravitacionais e forças viscosas. Em experiências de embebição estática, as forças viscosas contribuem de forma menos significativa em comparação com a gravidade e as forças capilares, sendo por diversas vezes negligenciadas (Morrow, 2001).

O estudo da influência relativa das forças capilares e de forças de gravidade é muito importante para compreensão da dinâmica da embebição. Para os casos de tensões interfaciais (σ) mais baixas, a alteração das curvas de recuperação é melhor explicado através

do número de Bond. Schechter *et al.* (1994) realizaram uma análise através do número de Bond inverso expresso por (Equação 9):

$$N_B^{-1} = c \frac{\sigma \sqrt{\frac{\phi}{k}}}{\Delta\rho g H} \quad (9)$$

onde: σ é a tensão interfacial entre o óleo e a água (mN/m); ϕ é a porosidade; k é a permeabilidade (cm²); $\Delta\rho$ é a diferença de massa específica entre as duas fases imiscíveis (g/cm³); g é a aceleração da gravidade (cm/s²); H é o comprimento do plugue (cm) e c é a constante relacionada à geometria do poro, sendo $c = 0,4$ para capilares cilíndricos.

Para um sistema totalmente aberto ao fluxo com propriedades de molhabilidade bem definidas, Schechter *et al.* (1994) verificaram que as forças capilares são dominantes para um $N_B^{-1} > 5$, e forças de gravidade são dominantes para $N_B^{-1} \ll 1$. Em um intervalo intermediário entre, $0,2 < N_B^{-1} < 5$, ambas as forças são efetivas. A Figura 8 mostra um esboço do fluxo de fluido durante a embebição espontânea de acordo com o número de Bond inverso.

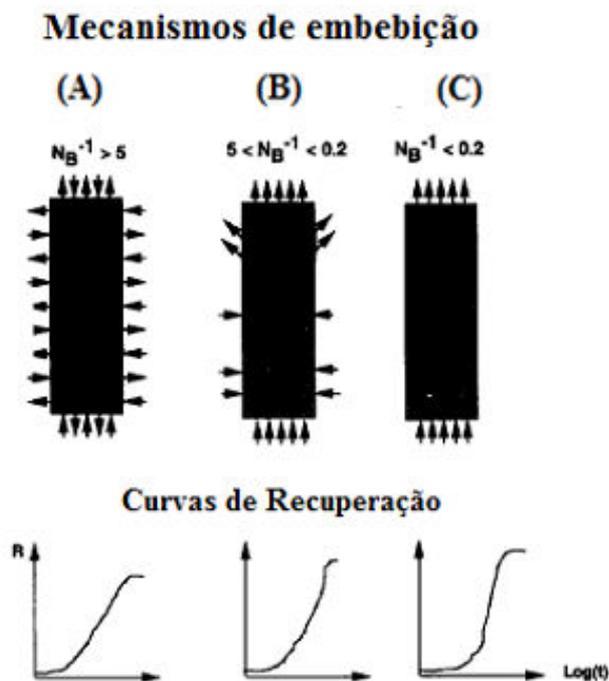


Figura 8. Esboço do fluxo durante embebição espontânea e suas respectivas curvas de recuperação versus tempo. (A) governada por forças capilares, (B) governada por uma combinação da gravidade e as forças capilares e (C) é governada por forças de gravidade.

Fonte: Schechter *et al.*, 1994.

O efeito da molhabilidade pode ser incluído multiplicando a tensão interfacial (σ) pelo cosseno do ângulo de contato ($\cos \theta$), que representa a capacidade de molhabilidade do meio poroso (Standnes *et al.*, 2002).

$$N_B^{-1} = c \frac{\sigma \cos \theta \sqrt{\frac{\phi}{k}}}{\Delta \rho g H} \quad (10)$$

3.6. Métodos de Recuperação Avançada: Métodos Químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles a injeção de solução de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc.

A injeção de tensoativos é um dos processos em que moléculas anfifílicas são injetadas para reduzir a tensão interfacial entre os fluidos no meio poroso. Na verdade, ao se adicionar um tensoativo à água de injeção, está sendo realizado um deslocamento miscível com água, pois as tensões interfaciais são reduzidas devido à afinidade do tensoativo pela água e pelo óleo, promovendo a miscibilidade entre as mesmas e aumentando a eficiência de deslocamento (Lange, 1999).

A injeção de polímeros, esse aumenta a viscosidade da água e diminui a permeabilidade efetiva da rocha à água, fazendo com que o avanço da água no reservatório seja retardado (Rosa *et al.*, 2006).

No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância alcalina que é adicionada à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório certa quantidade de substâncias tensoativas. Este tensoativo formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo (Thomas, 2001).

3.6.1. Tensoativos

Os tensoativos são moléculas anfifílicas, isto é, possuem na sua estrutura duas regiões distintas, uma hidrofílica ou lipofóbica e outra hidrofóbica ou lipofílica (Lange, 1999).

A presença destas duas regiões distintas em uma mesma molécula faz com que a mesma apresente uma grande capacidade de adsorção na interface ar-água ou óleo-água, assim como na superfície de sólidos.

A região hidrofílica é constituída por grupos iônicos ou não-iônicos polares ligados à cadeia carbônica, sendo normalmente denominada de cabeça ou grupo polar do tensoativo. A região hidrofóbica é constituída normalmente de uma ou mais cadeias alquílicas ou alquilfenílicas, com oito a dezoito átomos de carbono. É denominada de cauda do tensoativo.

Como consequência destas características, algumas destas substâncias atuam como detergentes ou como agentes emulsificantes, dispersantes ou solubilizantes. Encontram um vasto campo de aplicação, abrangendo praticamente todas as classes de atividades, desde às industriais biológicas, sendo empregadas em uma variedade de produtos, desde aqueles de uso geral ou consumidos em larga escala até os de usos específicos e limitados (Attwood *et al.*, 1971).

Os tensoativos são classificados em função da região hidrofílica como: catiônicos, aniônicos, anfóteros (ou zwitteriônicos) e não-iônicos.

Os tensoativos catiônicos possuem, em solução aquosa, um ou vários grupos ionizáveis que produzem íons carregados positivamente na superfície ativa. Estes tensoativos são normalmente utilizados para tratamentos de água, formulação de desinfetantes e cosméticos, devido a sua efetiva ação microbiológica. Seu grupo polar é quase sempre uma cadeia alifática, linear ou ramificada. Embora se tenha conhecimento de muitos tensoativos catiônicos, os sais quaternários de amônio de cadeia longa são os de maior interesse prático (Moura, 1997). A Figura 9 ilustra um tensoativo catiônico.

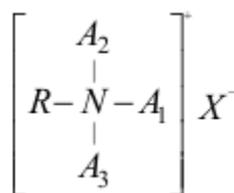


Figura 9. Estrutura geral de uma molécula tensoativa catiônica.

onde: R representa a cadeia hidrofóbica, X representa o contra-íon negativo associado à molécula e A₁, A₂ e A₃ denotam grupos alquil, aril ou heterocíclicos presentes (Gurgel, 2000).

Os tensoativos aniônicos possuem um ou vários grupos funcionais ionizáveis em solução aquosa, fornecendo íons na superfície ativa carregados negativamente (Moura, 1997). Os principais grupos aniônicos são do tipo carboxilato, sulfonato e sulfato. Exemplos comuns destes tipos de tensoativos são os sais sódicos de ácidos graxos (sabões), os alquibenzeno-sulfonatos de sódio e os alquil-sulfatos de sódio (Gurgel, 2000). A Figura 10 ilustra a estrutura molecular de um tensoativo aniônico.

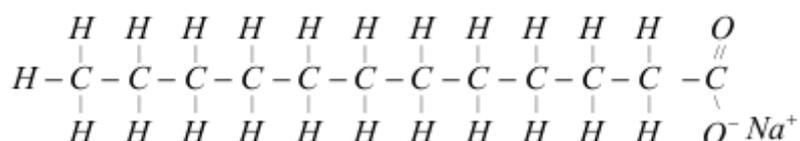


Figura 10. Representação esquemática do dodecanoato de sódio.

Os tensoativos anfóteros possuem em sua estrutura tanto o radical ácido como o radical básico. Esse composto, quando em solução aquosa, exibe características aniônicas ou catiônicas, dependendo das condições de pH da solução (Gurgel, 2000). Para valores de pH inferiores a 4, atuam como tensoativos catiônicos, pH entre 4 e 9 como tensoativos não-aniônicos, e pH entre 9 e 10 como aniônicos. Os exemplos mais importantes deste tipo de tensoativo são as betaínas (Figura 11) e os fosfolipídeos (Lange, 1999).

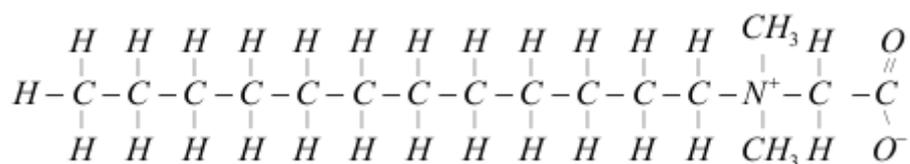


Figura 11. Representação esquemática do N-dodecil-N,N-dimetil-betaína.

Os tensoativos não-aniônicos são constituídos por substâncias cujas moléculas, em solução aquosa, não se ionizam. Seus poderes hidrófilos provêm da presença de grupos polares do tipo éter (R-O-R), álcool (R-OH), carbonila (R-CO-R) ou mesmo amina(R-NH-R). Exemplos comuns deste tipo de tensoativo são o nonilfenol etoxilados, os álcoois graxos etoxilados e o propileno glicol etoxilado (Lange, 1999). A Figura 12 mostra a estrutura do tensoativo não iônico Triton X-100, onde R representa o grupo 1,1,3,3-tetrametilbutil e X corresponde, em média, a 9,5 unidades de grupo etóxi.

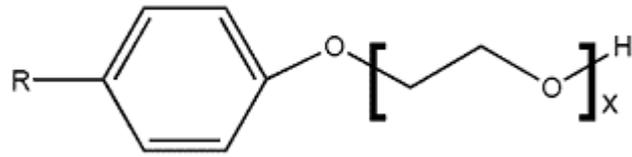


Figura 12. Estrutura do Triton X-100.

4. Metodologia Experimental

Neste capítulo estão apresentados os materiais e os procedimentos experimentais utilizados na realização deste trabalho. Os procedimentos realizados foram: determinação da porosidade da rocha carbonática utilizada, determinação da tensão interfacial, ensaios de saturação com óleo e de recuperação com salmoura e soluções de tensoativos.

4.1. Equipamentos utilizados

A Tabela 1 apresenta os equipamentos utilizados durante os procedimentos experimentais.

Tabela 1. Equipamentos utilizados nos experimentos.

Equipamento	Marca	Modelo
Balança analítica	Tecnal	W210A
Core Holder hidrostático	LabConte	-
Estufa	Tecnal	TE-394/1
Tensiômetro	Krüss	K100C

4.2. Materiais utilizados

A saturação da rocha foi realizado com a utilização de petróleo bruto (33^oAPI) fornecido pela Petrobras (UO-RN CE), oriundo do campo marítimo de Ubarana (RN).

Nos testes de embebição utilizou-se uma solução em concentração de 2% em peso de cloreto de potássio – KCl (fabricante Cromato Produtos Químicos Ltda). Nessa etapa além da solução salina foram utilizadas soluções tensoativas. As características dos tensoativos utilizados estão listadas na Tabela 2.

Tabela 2. Tensoativos utilizados e suas características.

Tensoativo	Classe	Fabricante
CTAB (brometo de cetiltrimetilamônio c/ 16 carbonos)	Catiônico	Cromato Produtos Químicos LTDA
Nonilfenol Etoxilado (c/ 20 óxidos de eteno)	Não-iônico	Oxiteno

4.3. Rocha reservatório utilizada

Utilizou-se plugues de rocha carbonática, originária da Formação Jandaíra, cortados na forma cilíndrica (Figura 13). Esses foram previamente calcinados em uma mufla, a uma temperatura de 250°C, durante 6 horas, em uma rampa de aquecimento de 10°C/min, garantindo desta forma a decomposição de todo material orgânico, além da evaporação da umidade, desobstruindo os poros efetivos e, conseqüentemente, aumentando a permeabilidade.



Figura 13. Plugue de Calcário da Formação Jandaíra.

4.3.1. Determinação da Porosidade

Para determinação da porosidade dos plugues de rocha da Formação Jandaíra, construiu-se inicialmente uma curva de calibração do sistema de avaliação de porosidade (porosímetro), obtida pela medida de pressão, utilizando-se três padrões cilíndricos (C_1 ,

C₂ e C₃) de material, massa e volume sólidos conhecidos. Baseado no procedimento experimental, desenvolvido por Paulino (2007) (Figura 14), obteve-se uma equação da reta, com coeficiente de correlação próximo de um, onde pode-se obter as porosidades dos plugues.

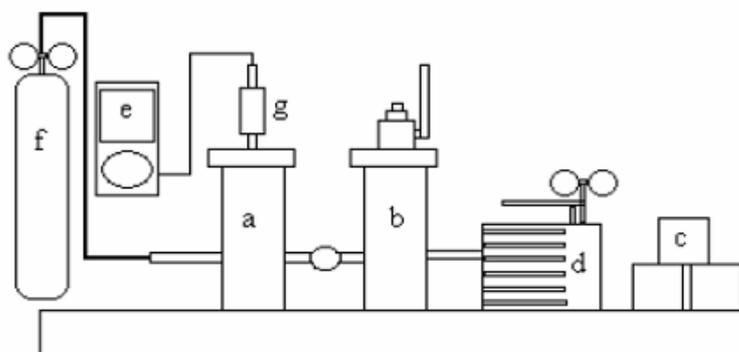


Figura 14. Esquema do porosímetro. a) célula 1; b) célula 2; c) peças de aço utilizadas como padrões de volumes; d) bomba positiva; e) manômetro; f) cilindro de nitrogênio e g) transdutor de pressão. Fonte: Santos, 2009.

O procedimento para geração da curva de calibração foi o seguinte:

- 1) Verificou-se se a célula 1 (a) estava fechada e livre de vazamentos;
- 2) Colocou-se uma peça de aço, utilizada como padrão de volume (c), dentro da célula 2 (b) e fechou-se;
- 3) Ligou-se o manômetro (e), conectou-se a um transdutor de pressão (g);
- 4) Verificou-se se a válvula da célula 1 estava fechada e a válvula da célula 2 estava aberta;
- 5) Efetuou-se vácuo;
- 6) Fecharam-se as válvulas;
- 7) Abriu-se a válvula da célula 1 até que o nitrogênio ocupasse o espaço da célula 1 e atingisse a pressão inicial estabelecida;
- 8) Fechou-se a válvula da célula 1, abriu-se a válvula da célula 2 e aguardou-se que a pressão se estabilizasse;
- 9) Anotou-se o valor da pressão;
- 10) Repetiu-se o mesmo procedimento para os demais padrões, assim como suas associações.

4.3.2. Saturação da rocha com óleo

Os plugues foram saturados colocando-os em contato com o óleo (petróleo), em um béquer, por 48 h, a 50°C. Após o resfriamento dos plugues, estes foram lavados rapidamente utilizando n-heptano e tolueno e deixados a secar a temperatura ambiente. O volume de óleo armazenado nos plugues foi determinado pesando-os antes e após a imersão em óleo. A Figura 15 apresenta a rocha carbonática saturada com óleo.



Figura 15. Plugue de calcário da Formação Jandaíra saturado com óleo.

4.4. Ensaio de embebição

Os ensaios de embebição espontânea foram realizados utilizando um aparelho de embebição mostrado na Figura 16.



Figura 16. Células de embebição espontânea.

Como pode ser observado na Figura 16, a célula é uma vidraria, em posição vertical, equipada com um tubo graduado na parte superior. Para a realização do teste de embebição, os plugues saturados com óleo foram imersos na célula com salmoura (KCl a 2%), simulando a recuperação com injeção de água (método convencional) e com as soluções de tensoativos catiônico e não-iônico nas respectivas concentrações, 2% (em solução de KCl a 2%) (Soares, 2012) e 0,0049 g/mL (em solução de KCl a 2%) (Curbelo, 2006), através do método químico. Os experimentos foram realizados a temperatura ambiente.

4.4.1. Determinação do volume de óleo recuperado

O volume de óleo recuperado pela ação capilar/gravidade de embebição foi obtido através da leitura no tubo graduado (com sensibilidade de 0,1mL), registrado a cada 7 dias, em um período de 30 dias.

3.4.2. Fator de recuperação e número de Bond inverso

O fator de recuperação foi determinado pela soma das quantidades de óleo recuperado, expresso em percentagem (%), como mostra a Equação (11):

$$FR = \frac{V_{or}}{V_{ooip}} \quad (11)$$

onde: FR é o fator de recuperação total (%); V_{or} é o volume de óleo recuperado pelos métodos de recuperação (mL), e V_{ooip} é o volume de óleo original *in place* (mL).

Para análise qualitativa, as recuperações finais foram correlacionadas com o número de Bond inverso (NB^{-1}), conforme a Equação 9.

4.5. Caracterização dos fluidos

4.5.1. Determinação da massa específica

Essa etapa consistiu-se na medição da densidade através do método da proveta graduada. Inicialmente pesaram-se as provetas de 10 ml vazias e secas em balança analítica e as massas foram denominadas de m_1 . Em seguida, adicionou-se 10 ml das soluções em análise e realizou-se uma segunda pesagem com a massa igual a m_2 . Após este processo, fez-se a diferença entre a massa da proveta cheia com a substância e a mesma vazia (m_f), representada pela Equação 12:

$$m_f = m_2 - m_1 \quad (12)$$

Utilizando-se a relação da massa específica (Equação 13), obteve-se os valores de massa específica das amostras, dividindo-se a massa representativa da solução (m_f) pelo volume (V), indicado na proveta, do fluido medido.

$$\rho = \frac{m_f}{V} \quad (13)$$

4.5.2. Determinação da tensão interfacial

As medidas de tensão interfacial das soluções de tensoativo com o óleo foram determinadas no tensiômetro (K100C, marca Krüss), à temperatura ambiente. Primeiramente, foi colocada a solução de cada tensoativo na cubeta de vidro e, então, adicionada a fase oleica (petróleo). Então, o anel é mergulhado na fase oleosa e segue até a interface dos dois fluidos, onde se obtém a leitura de tensão interfacial. A Figura 17 mostra o tensiômetro utilizado na determinação das tensões interfaciais.

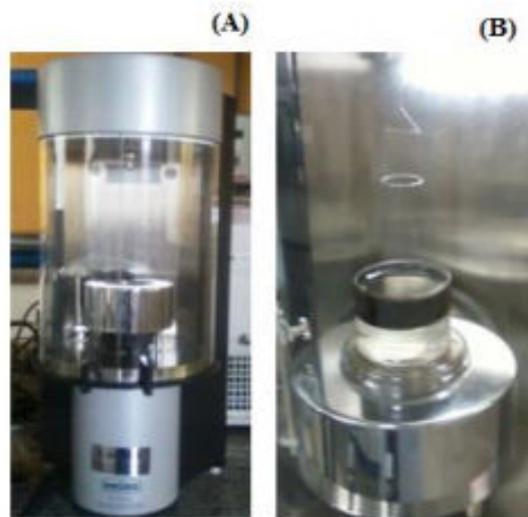


Figura 17. Tensiômetro Krüss (K100C) para medidas de tensão interfacial (A); Imersão do anel no sistema (solução aquosa + petróleo) (B).

5. Resultados e Discussão

Os parâmetros que interferem nos processos de recuperação avançada utilizando tensoativos são estudados neste trabalho. Foram avaliados fatores como propriedades da rocha (porosidade e permeabilidade), características dos fluidos envolvidos no escoamento e propriedades dos tensoativos utilizados. Neste caso, a tensão interfacial entre óleo e soluções de tensoativo é essencial para a compreensão do método químico de recuperação do petróleo na rocha.

5.1. Caracterização da rocha e fluidos

Para as análises, fez-se necessário o conhecimento prévio das características dos fluidos como viscosidade, massa específica e da rocha como permeabilidade e porosidade (Tabelas 3 e 4).

Tabela 3. Propriedades dos fluidos utilizados.

Fluidos	Massa específica (g/mL)	Viscosidade (cP)
KCl 2%	1,01	1,00
Renex 200 (tensoativo não-iônico)	0,99	2,00
CTAB (tensoativo catiônico)	0,98	1,50
Óleo	0,83	14,94

Tabela 4. Propriedades dos plugues.

Plugue	Raio (cm)	L (cm)	Porosidade e (%)	Permeabilidade média (mD)
B1	1,97	2,55	41,52	16,72 (Soares, 2012)
B3	1,965	2,45	40,73	
B4	1,965	2,55	41,79	

A determinação da porosidade foi realizada num porosímetro, utilizando uma pressão inicial igual a 2,0 Bar, onde a relação do volume de sólido em função da pressão é apresentada

na Figura 18. A partir dos dados experimentais, pode-se obter a equação que relaciona o volume de sólido ocupado em função da pressão absoluta.

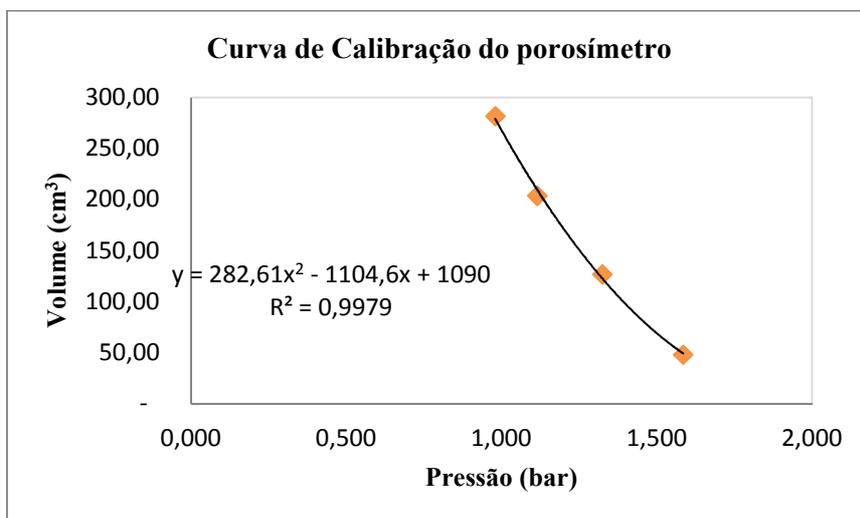


Figura 18. Curva de calibração do porosímetro utilizado.

Após obtenção da curva de calibração do equipamento, determinou-se a porosidade dos plugues que foram utilizados nos ensaios de recuperação. A Tabela 4 apresenta os valores obtidos.

A porosidade obtida para os plugues em estudo é consequência da homogeneidade dos grãos, pois quanto mais uniforme, melhor o arranjo entre estes, permitindo maior armazenamento de fluidos.

Como os plugues não foram saturados com um sistema de injeção, e sim através da imersão em óleo no béquer, não foi possível determinar a permeabilidade dos plugues pelo método convencional (equação de Darcy). Assim, adotamos o dado de permeabilidade média obtido por Soares (2012) em experimentos com a Formação Jandaíra (Tabela 4).

5.2. Saturação de óleo

A quantificação do óleo retido nos plugues foi realizada pesando-os antes e após a etapa de saturação. A Tabela 5 apresenta o volume de óleo retido, ou seja, o volume de óleo *in place*.

Tabela 5. Valores de volume de óleo *in place* obtidos.

Plugue	Porosidade (%)	Massa inicial (g)	Massa após saturação (g)	Massa retida de óleo (g)	Volume de óleo (mL)
B1	41,52	46,45	57,22	10,77	12,91
B3	40,73	38,81	48,91	10,10	12,10
B4	41,79	37,63	48,41	10,78	12,92

Os valores de volume de óleo estão de acordo com a porosidade de cada plugue (Tabela 5). De acordo com os dados apresentados na Tabela 5, o plugue B4 reteve maior quantidade de fluido na saturação com óleo, o que condiz com seu maior valor de porosidade, quando comparado com os plugues B1 e B3.

5.3. Fator de recuperação

A tensão interfacial existente entre a solução de tensoativo e o óleo é uma força resistiva que deve ser minimizada para melhorar o contato entre as fases e possibilitar que um fluido desloque o outro mais facilmente. Os tensoativos, devido às suas propriedades anfifílicas, atuam diretamente na redução desta tensão.

As medidas de tensão interfacial, em temperatura ambiente, entre a fase aquosa (KCl a 2%), solução de tensoativo em KCl 2% e a fase óleo, estão apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6. Valores de tensão interfacial obtidos.

Sistemas	Tensão interfacial (mN/m)
Solução KCl 2% + óleo	13,42
Solução Renex 200 + óleo	4,35
Solução de CTAB + óleo	2,90

Como pode ser observado na Tabela 6, os tensoativos utilizados apresentaram redução na tensão interfacial entre as fases quando comparados à solução salina. O tensoativo catiônico (CTAB) propicia tensão interfacial inferior ao tensoativo não-iônico (Renex 200).

De acordo com a Figura 19, o fator de recuperação de óleo foi mais elevado para a solução de tensoativo não-iônico (Renex 200), porque menores tensões interfaciais favorecem maiores interações com o óleo residual. Para a solução de tensoativo catiônico (CTAB), uma fração de óleo foi produzido, no entanto, não pode ser quantificado porque o mesmo foi solubilizado pela solução de tensoativo, não permitindo uma separação de fase definida. Logo, o cálculo do fator de recuperação ficou prejudicado, pois não foi possível medir o volume de óleo solubilizado. A Figura 20 mostra a recuperação de óleo através da solução de CTAB.

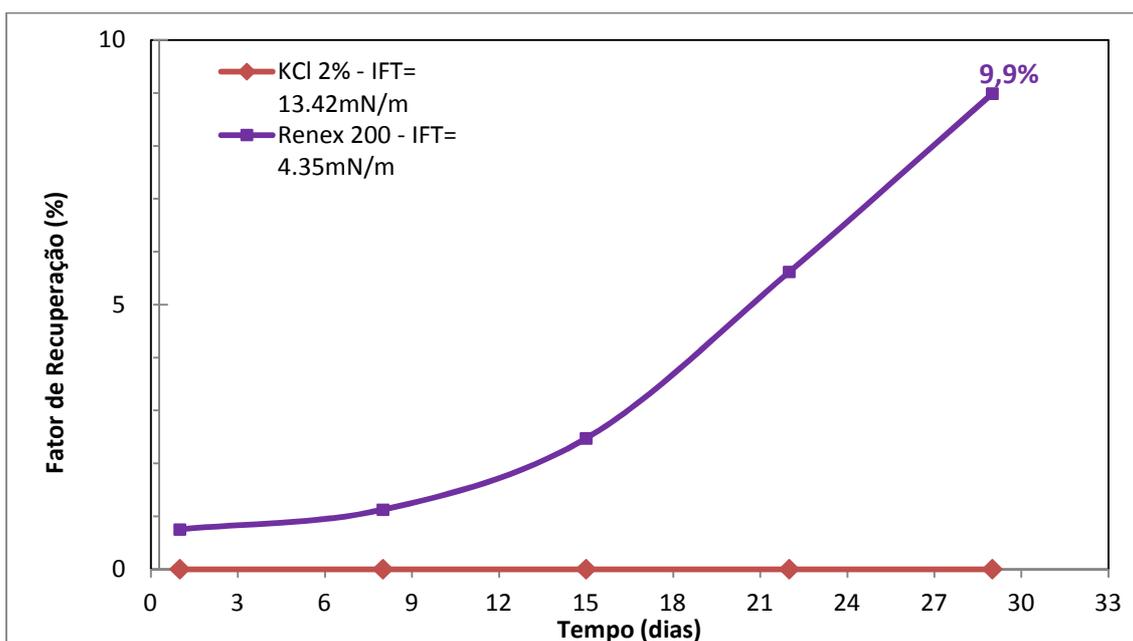


Figura 19. Fator de recuperação obtido para as soluções aquosas utilizadas nos ensaios de embebição.

Ainda de acordo com a Figura 19, a solução salina (KCl 2%, em peso) de maior tensão interfacial foi absorvida mais lentamente pela rocha quando comparada à solução tensoativa. Nesse caso, os 30 dias que se passaram não foram suficientes para que aparecessem traços de produção de óleo.

A curva representativa para a solução tensoativa, Renex 200, com tensão interfacial intermediária (4,35 mN/m), demonstra que o óleo foi recuperado com fator de recuperação em torno de 9,9%.



Figura 20. Óleo recuperado e solubilizado pela solução de tensoativo CTAB.

As elevadas eficiências de recuperação em comparação com reservatórios reais se justificam pelo fato dos plugues terem sido recentemente saturados com óleo e não por um processo lento de migração, fazendo com que este ainda não tenha se estabilizado nos poros da rocha, ficando mais passível de ser extraído (Paulino, 2007).

5.4. Número de bond inverso

A avaliação dos resultados para a identificação da dinâmica do processo de embebição espontânea foi realizada a partir do número de Bond inverso (N_B^{-1}), o qual considera os efeitos da gravidade e capilaridade na recuperação do óleo. A Tabela 7 mostra os resultados para o número de Bond inverso para os três sistemas estudados.

Tabela 7. Valores de número de Bond inverso para os sistemas estudados.

Sistemas	Número de Bond inverso (N_B^{-1})
Solução KCl 2% + óleo	19,40
Solução Renex 200 + óleo	7,45
Solução de CTAB + óleo	5,02

A partir da Tabela 7, verifica-se a redução do número de Bond inverso para as soluções de tensoativos. Resultado já esperado devido à diminuição da tensão interfacial gerada pelos tensoativos em comparação com a solução salina. O tensoativo catiônico (CTAB) propicia tensão interfacial inferior ao tensoativo não-iônico (Renex 200). Esse fato pode estar relacionado à maior área superficial por molécula (área de empacotamento) desse tipo de tensoativo (SANTOS, 2009).

A forma da curva de recuperação também é uma indicação da contribuição das forças capilares ou da gravidade e do tipo de interação. A Figura 21 mostra resultados para os três experimentos de embebição na rocha carbonática.

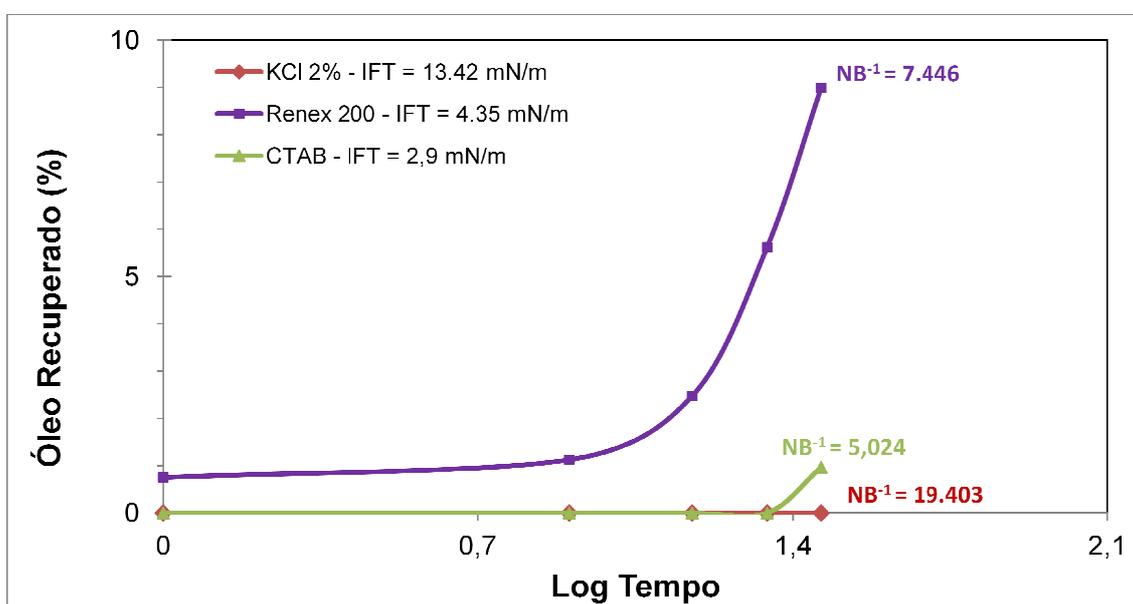


Figura 21. Curvas de recuperação na embebição com número de Bond inverso.

Analisando os resultados das três tendências da dinâmica de embebição capilar (Figura 21), foi observado que para o sistema de embebição com a solução salina, o $N_B^{-1} = 19,40$, ou seja, $N_B^{-1} > 5$, indica que as forças capilares é que dominam na recuperação do óleo.

As soluções de CTAB e Renex 200 seguiram a mesma tendência, com número de Bond inverso iguais a 5,02 e 7,45, respectivamente, ou seja, $N_B^{-1} > 5$, tendo o mecanismo também dominante pelas forças capilares. Nesses casos, as soluções de tensoativos, nas concentrações utilizadas, não conseguiram uma redução significativa na tensão interfacial, conseqüentemente, as forças capilares continuaram dominando o processo de recuperação.

6. Conclusão

A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a tensão interfacial influencia, consideravelmente, no mecanismo de recuperação de óleo por embebição em rocha carbonática.

A solução de tensoativo catiônico, CTAB, apresentou tensão interfacial inferior quando comparado à solução de tensoativo não-iônico, Renex 200. Isso favoreceu uma maior solubilidade do óleo na solução catiônica, dificultando a quantificação do mesmo.

Os fatores de recuperação de óleo, para os trinta dias de experimento, foram de 9,9 % para a solução de Renex 200 e 0% para a solução salina.

Através do número de Bond inverso, apenas uma tendência da dinâmica de embebição foi observada, a recuperação dominada pelas forças capilares, ou seja, os $N_B^{-1} > 5$. Isso porque as baixas tensões interfaciais obtidas com as soluções de tensoativo não foram suficientes para impedir o domínio das forças capilares no processo de recuperação do óleo.

7. Referências

Abe, A. A. Relative permeability and wettability implications of dilute surfactants at reservoir conditions. Tese (Doutorado em Engenharia do Petróleo). Universidade do Estado de Louisiana, 2005.

Agbalaka, C. *et al.* The Effect of Wettability on Oil Recovery: A Review, SPE 114496, 2008.

Anderson, W.G. Wettability Literature Survey - Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability, *Journal of Petroleum Technology*, 38, pp. 1125–1144, 1986.

Attwood, D.; Elworthy, P. H.; Kayne, S. B. Membrane osmometry of solulized systems. *The Journal of Pharmacy and Pharmacology*, v.23, p. 77-84, 1971.

Bannwart, A. C. Modeling aspects of oil-water-annular flows. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, v. 32, p. 127-143, 2001.

Babadagli, T. Dynamics of Capillary Imbibition When Surfactant, Polymer, and Hot Water are Used as Aqueous Phase for Oil Recovery. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 246, n.1, p. 203–213, fev. 2002

Cavalcanti, V.M.M.; Freire, G.S.S. Distribuição dos depósitos de biocásticos da Plataforma Continental do Ceará. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, Araxá, MG, 2004.

Curbelo, F. D. S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. Tese (Doutorado em engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

Delnuzlo, M. J. Tensoativos e suas aplicações básicas. *Aerossol & Cosméticos* . p. 14-22, 1990.

Faraouq-ALI, S. M.; Stahl, C. D. Increased oil recovery by improved waterflooding. *Earth and Mineral Sciences*, V. 39, No. 4, pp. 25-28, 1970.

Freire, G.S.S. Geologia marinha da plataforma continental do Ceará. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Geologia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 1985.

Gurgel, A. Obtenção de tensoativos a partir do L CC e sua aplicação como inibidor de corrosão. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2000.

Hognesen, A. J.; Standnes, D.C.; Austad, T. Scaling Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solution into Preferential Oil-Wet Carbonates. *Energy & Fuels*, v. 18, n.6, p.1665-1675, 2004.

Lange, K. R. *Surfactants – A Practical Handbook* . Hanser Publishers. Cincinnati, 1999.

Morrow, N. R.; Mason, G. Recovery of oil by spontaneous imbibitions. *Journal of Colloid & Interface Science*, v.6, n. 4, p. 321–337, 2001.

Moura, M. C. P. A. Otimização do processo de recuperação do cromo de efluentes de curtume por microemulsões no extrator Morris. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 1997.

Obregón, R. M. Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um tubo horizontal. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

Okasha, T.M., Funk, J.J., Al-Rashidi, H.N. Fifty Years of Wettability Measurements in the Arab-D Carbonate Reservoir, SPE 105114, 2007.

Pashayev, O.H. Imbibition Assisted Oil Recovery. Tese (Doutorado em Engenharia do Petróleo). Universidade do Texas, Austin, 2004.

Paulino, L. C. Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

Pettijohn, F.J. *Sedimentary rocks – harper and brotthers*. New York, USA, 1957.

Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ, 2006.

Sampaio, T.P., “Ajuste de Histórico de Produção Usando Redes Neurais Artificiais”, dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009”.

Santos, F. K. G. Avaliação do comportamento de fluidos micelares na recuperação avançada de petróleo. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

Schechter D.S.; Zhou, D; Orr, F. M. J. Low IFT drainage and imbibitions. *Journal of Petroleum science and Engineering*, v. 11, n. 4, p. 283–300, 1994.

Soares, A.P.J. Aplicação de Microemulsão na Recuperação de Petróleo e reservatórios Carbonáticos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

Souza, J.F; Vidal, F.W.H; “Rochas Carbonáticas”, Centro de Tecnologia Mineral, Coordenação de Apoio Tecnológico a Micro e Pequena Empresa – CATE, Ministério da Ciência e Tecnologia, 2005.

Standnes, D. C.; Nogaret, L.A. D; Chen, H.; Austad, T. An Evaluation of Spontaneous Imbibition of Water into Oil-Wet Carbonate Reservoir Cores Using a Nonionic and a Cationic Surfactant. *Energy & Fuels*, v. 16, p. 1557-1564, 2002.

Thomas, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, RJ, 2001.

Treiber, L.E., Archer, D.L., Owens. W. W. Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil-Producing Reservoirs. Earth and Mineral Sciences, V. 39, No. 4, pp. 25-28, 1971.

Zhou, X.; Morrow, N. R.; Shouxiang, M. Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time and oil recovery by spontaneous imbibition and waterflooding. Society of Petroleum Engineers, v. 5, n. 2 p.199-207, 2000.