

Monografia de Graduação

RECUPERAÇÃO AVANÇADA DO PETRÓLEO EM MEIO POROSO ATRAVÉS DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Semuel Ebenézer Dantas Costa

Natal, junho de 2014

SEMUEL EBENÉZER DANTAS COSTA

**RECUPERAÇÃO AVANÇADA DO PETRÓLEO EM MEIO POROSO
ATRAVÉS DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS**

ORIENTADOR: Prof. Dr. EDUARDO LINS DE BARROS NETO

Natal/RN

2014

COSTA, Samuel Ebenézer Dantas – Recuperação avançada do petróleo em meio poroso através de soluções poliméricas. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

RESUMO

O estudo acerca de novos métodos de Recuperação Avançada de petróleo é de suma importância, pois esta fonte de energia ainda tem grande destaque na sociedade atual. Com o objetivo de aumentar a produção de óleo, são utilizados os Métodos Convencionais de Recuperação, que consistem na injeção de água ou de gás através de um poço para aumentar a quantidade de óleo que chega ao poço produtor. Estes métodos apresentam baixos valores para o Fator de Recuperação do óleo, o que ocorre principalmente por dois fatores principais: elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o mesmo e o fluido injetado. A adição de polímeros à água garante um aumento na viscosidade da água, o que reduz a formação de caminhos preferenciais no reservatório. A injeção de polímeros no processo de recuperação do petróleo é classificada como um método químico, cujo intuito é diminuir a mobilidade água/óleo no meio poroso, melhorando a eficiência do deslocamento do óleo. Neste trabalho, foram feitas as caracterizações reológicas de duas poliácridamidas: a AH912SH e a AN977SH. As mesmas foram preparadas em duas concentrações diferentes (400 e 1500ppm) e foram comparados seus Fatores de Recuperação de petróleo. As soluções com maiores concentrações apresentaram maiores viscosidades e o polímero AN977SH apresentou melhor desempenho no processo de recuperação, atingindo um aumento de 75,39% na quantidade de óleo recuperado na Recuperação Convencional.

Palavras-chave: Recuperação de petróleo, injeção de polímero e caracterização reológica.

COSTA, Samuel Ebenézer Dantas – Recuperação avançada do petróleo em meio poroso através de soluções poliméricas. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

ABSTRACT

The study regarding new enhanced oil recovery methods is extremely important, since this energy source still has a great appreciation nowadays. With the goal of increasing the oil production, the conventional recovery methods are used, which consist on water or gas injection through a well to increase the quantity of oil that reaches the producing well. Those methods present low oil recovery factors, and that is due to two mains reasons: the reservoir oil high viscosity and elevated interfacial tensions between the oil and the injected fluid. The addition of polymers to the water causes an increase on the water viscosity, which reduces the formation of preferential paths inside the reservoir. The polymer injection on the oil recovery process is classified as a chemical method, and its main objective is to reduce the water/oil mobility on the porous media, improving the oil displacement efficiency. On this work the rheological characterization of two polyacrylamides were made: AH912SH and AN977SH. The solutions were prepared in two different concentrations (400 and 1500 ppm) and their resulting oil recovery factors were compared. The higher concentration solutions presented higher viscosities and the polymer AN977SH presented a better performance in the recovery process, reaching a 75.39% increase on the amount of oil recovered by the conventional technique.

Keywords: Oil recovery, polymer injection and rheological characterization.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus, pois ele me capacitou e me deu forças para que eu pudesse concluir esta etapa em minha vida.

Aos meus familiares e amigos, especialmente minha mãe Cleonilde Sobral Dantas Costa, minha primeira e grande professora.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois Ele é quem me fortalece, ajuda e sustenta com sua destra fiel.

À minha mãe Cleonilde Sobral Dantas Costa, a qual sempre me incentivou e acreditou no meu potencial.

Ao meu irmão Selumiel Ericlênede, o qual foi e é um grande referencial para mim. A Karina Santos e Olívia Mídiã pelo companheirismo.

A todos os meus parentes, especialmente à família da minha tia Cleonice Sobral e seu esposo Jerônimo Freire, os quais me acolheram com carinho durante toda a minha graduação.

À minha namorada Raquel Pereira, por sua paciência, motivação e amor.

A todos os meus amigos, cuja amizade sincera guardaremos para sempre.

Ao Prof. Dr. Eduardo Lins e à doutorando Joselisse Carvalho, os quais me orientaram na elaboração deste trabalho. Aos meus colegas de trabalho Millene Oliveira, Tatiara Duarte e Guilherme Mentges.

A todos os professores e funcionários do DEQ/UFRN pela participação em minha formação.

Ao NUPEG e aos gestores do PRH14 da ANP pela estrutura física cedida para a realização dos experimentos.

À ANP pela bolsa concedida.

ÍNDICE

Capítulo I.....	11
1 INTRODUÇÃO	12
1.1 Objetivos	13
Capítulo II.....	14
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1 Polímeros	15
2.2 Reologia	16
2.3 Propriedades de Rocha e Fluidos	18
2.3.1 Porosidade	18
2.3.2 Rochas-reservatórios	19
2.3.3 Saturação	19
2.3.4 Permeabilidade Absoluta.....	20
2.3.5 Permeabilidade Efetiva.....	21
2.3.6 Permeabilidade Relativa.....	21
2.3.7 Mobilidade	23
2.4 Métodos Convencionais de Recuperação	23
2.4.1 Eficiências de Recuperação	24
2.5 Métodos Especiais de Recuperação	25
2.5.1 Métodos Térmicos	25
2.5.2 Métodos Miscíveis	26
2.5.3 Métodos Químicos.....	27
2.6 A Injeção de Polímeros	28
Capítulo III.....	30
3 METODOLOGIA.....	31
3.1 Materiais Utilizados	31
3.2 Procedimentos Experimentais.....	31

3.2.1 Preparo dos <i>plugs</i>	32
3.2.2 Preparo das soluções.....	33
3.2.3 Análises reológicas.....	34
3.2.4 Recuperações de petróleo	34
Capítulo IV.....	38
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	39
4.1 Determinação da porosidade	39
4.2 Comportamentos Reológicos	39
4.3 Recuperações	46
Capítulo V.....	50
5 CONCLUSÕES	51
Capítulo VI.....	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 01 – Estrutura química de uma poliacrilamida: (a) neutra, (b) parcialmente hidrolisada.....	15
Figura 02 – Comportamento reológico dos fluidos.....	16
Figura 03 – Seção transversal de uma amostra de rocha.....	18
Figura 04 – Curvas de permeabilidade efetiva.....	21
Figura 05 – Curvas de permeabilidade relativa.....	22
Figura 06 – Procedimentos experimentais.....	32
Figura 07 – Plugs.....	32
Figura 08 – Serra de copo diamantada.....	32
Figura 09 – Mufla.....	33
Figura 10 – AN977SH (1500ppm).....	33
Figura 11 – (a) Computador, (b) reômetro e (c) banho termostaticado.....	34
Figura 12– Saturação com solução óleo. (a) cela de acrílico, (b) cela de aço inox, (c) bomba, (d) holder, (e) manômetro.....	35
Figura 13 – Recuperação Avançada.....	36
Figura 14 – (a) <i>plug</i> saturado com petróleo e (b) <i>plug</i> depois da Recuperação Avançada.....	37
Figura 15 – (a) espectrofotômetro e (b) computador.....	37
Figura 16 – Comportamento reológico do AH912SH (400ppm).....	40
Figura 17 – Comportamento reológico do AN977SH (400ppm).....	40
Figura 18 – Comportamento reológico do AH912SH (1500ppm).....	41
Figura 19 – Comportamento reológico do AN977SH (1500ppm).....	41
Figura 20 – Viscosidade plástica <i>versus</i> taxa de deformação do AH912SH (400ppm).....	42
Figura 21 – Viscosidade plástica <i>versus</i> taxa de deformação do AN977SH (400ppm).....	43
Figura 22 – Viscosidade plástica <i>versus</i> taxa de deformação do AH912SH (1500ppm).....	43
Figura 23 – Viscosidade plástica <i>versus</i> taxa de deformação do AN977SH (1500ppm).....	44
Figura 24 – Comportamento reológico do petróleo.....	44
Figura 25 – Curva de calibração.....	47

Figura 26 – Recuperação Avançada com o AH912SH (1500ppm)	48
Figura 27 – Recuperação Avançada com o AN977SH (1500ppm)	49

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 01 – Carga iônica dos polímeros	34
Tabela 02 – Viscosidades plásticas da solução polimérica AH912SH	45
Tabela 03 – Viscosidades plásticas da solução polimérica AN977SH	45
Tabela 04 – Viscosidades do petróleo	45

Capítulo I
INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma mistura complexa formada por hidrocarbonetos. Devido à sua grande importância como fonte de energia primária no mundo moderno, têm sido realizados altos investimentos em sua exploração e produção.

No início da vida de um campo de petróleo, a produção de hidrocarboneto se deve à energia natural existente dentro do reservatório. No entanto, ao longo do tempo, a produção de petróleo diminui pela redução do volume de óleo no mesmo, pela queda de pressão e também pela mudança gradual das propriedades físico-químicas do óleo, como a sua densidade e viscosidade (Santos, 2009).

Entretanto, a queda de pressão pode ser modificada pelo uso de processos de recuperação que têm por objetivo aumentar a energia do poço. Segundo Thomas (2001), os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e que têm alto grau de confiança na aplicação, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, são chamados de Métodos Convencionais de Recuperação. Aqueles que são mais complexos e que possuem tecnologias ainda não satisfatoriamente desenvolvidas são chamados de Métodos Especiais de Recuperação, que atuam nos pontos onde os processos convencionais falham.

Os Métodos Convencionais de Recuperação apresentam baixos valores de recuperações, pois ao injetar um fluido com viscosidade muito inferior ao do óleo a ser produzido, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, de forma a percorrer caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção. Assim, grande fração do óleo não é deslocada.

Polímeros são macromoléculas que possuem elevada massa molar e que são formadas por unidades químicas que se repetem ao longo de sua estrutura, conhecidas como monômeros. O método de recuperação com polímeros consiste na adição de uma quantidade dos mesmos à água ou à salmoura, aumentando-se a viscosidade da solução injetada no reservatório com conseqüente diminuição da permeabilidade efetiva à água, o que promove uma diminuição da razão de mobilidade água/óleo, uniformizando, dessa forma, a frente de avanço e melhorando a eficiência de varrido. Outra vantagem deste método é que o mesmo busca reduzir

a quantidade de água injetada e, conseqüentemente, a água produzida (Zampieri, 2012).

Atualmente, os polímeros que têm se destacado devido à sua maior utilização na recuperação do petróleo, em virtude de sua maior utilização são: biopolímero goma xantana (Rangel *et al.*, 2012) e poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (Soares, 2007), apresentando estas últimas baixo custo, boas propriedades físicas e químicas e baixa toxicidade relativa, fatores positivos para a sua aplicação na recuperação do petróleo (Valentim, 2005).

A escolha do polímero é geralmente feita a partir das características do mesmo e do sistema de reservatório (Melo *et al.*, 2008). Estes conhecimentos são de fundamental importância para o sucesso do método de recuperação por injeção de polímeros (Lake *et al.*, 2008).

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é comparar o percentual de óleo recuperado pela injeção de diferentes soluções poliméricas, além de promover a caracterização de cada uma delas.

Capítulo II
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

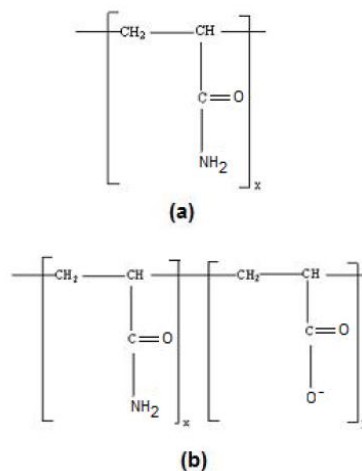
Para uma completa compreensão sobre o processo de Recuperação Avançada em meio poroso através do uso de soluções poliméricas, faz-se necessário o entendimento de alguns aspectos teóricos que são envolvidos nesta atividade.

2.1 Polímeros

Os polímeros são substâncias de alto peso molecular (também chamadas de macromoléculas), que são provenientes do encadeamento de moléculas menores chamadas de monômeros (Santos *et al.*, 2013).

As poliácridamidas são polímeros sintéticos que possuem cadeia flexível, na qual pode haver ou não grupos hidrolisados (Gomes, 2011). Estes polímeros recebem este nome por conterem a acrilamida como principal constituinte (Lima, 2010). Por possuir alta viscosidade e baixa densidade, a aplicação das poliácridamidas parcialmente hidrolisadas (HPAM) na indústria do petróleo ocorre mais frequentemente em perfuração, produção e operação de poços. A Figura 01 mostra as estruturas da poliácridamida neutra (homopolímero) e parcialmente hidrolisada.

Figura 01 – Estrutura química de uma poliácridamida: (a) neutra, (b) parcialmente hidrolisada

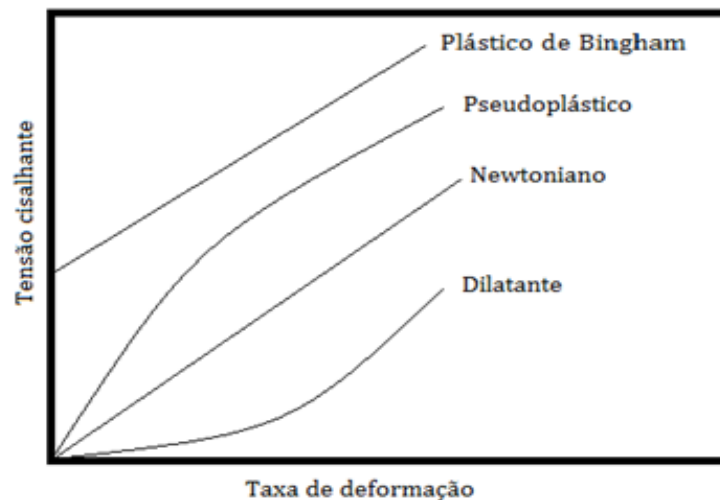


2.2 Reologia

A reologia é a ciência cujo foco é o estudo da deformação da matéria, ou ainda, o estudo da mobilidade dos fluidos. Através da análise reológica, ou seja, de análises de viscosidade e viscoelasticidade, têm-se um indicador da qualidade do polímero (Borges e Vendruscolo, 2008).

Do ponto de vista reológico, existem basicamente dois tipos de fluidos: Newtonianos e não-newtonianos. Os fluidos newtonianos são aqueles que a viscosidade independe da tensão de cisalhamento e é fixa em determinada temperatura. Em fluidos não-newtonianos a tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de deformação (Fox *et al.*, 2006). A Figura 02 mostra a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação para cada tipo de fluido.

Figura 02 – Comportamento reológico dos fluidos



As soluções poliméricas apresentam comportamento não-newtoniano em soluções diluídas. Em repouso, suas moléculas podem assumir uma posição aleatória de orientações. A resistência à deformação nos polímeros é causada devido à presença de interações entre as cadeias poliméricas (intermoleculares) e à mudanças de conformação das macromoléculas, porém ao serem submetidas ao cisalhamento as moléculas mudam de forma e se afastam da posição de equilíbrio, podendo até mesmo ocorrer a quebra das mesmas. Esta quebra causa uma rápida diminuição no valor da viscosidade do fluido (Diaz *et al.*, 2004; Valentim *et al.*, 2005).

Correia *et al.* (2005) estudaram o comportamento reológico de polímeros isolados e blendas formadas por esses polímeros, visando detectar uma possível interação entre os mesmos. Os autores também investigaram a influência da temperatura, visto que, em diferentes reservatórios de petróleo, esta pode ser muito variável. Para o estudo foram preparadas blendas de poliacrilamida parcialmente hidrolisada, goma xantana e goma guar na proporção de 1:1. Nas blendas as quais havia a goma guar, houve um aumento de viscosidade nas temperaturas de 55 e 65°C, o que foi positivo, porque isso mostra que nesta faixa de temperatura não haverá perda de viscosidade das soluções dessas blendas à medida que as mesmas percorrerem o reservatório.

Soares *et al.* (2007) selecionaram cinco amostras de poliacrilamidas comerciais, que foram caracterizadas através do grau de hidrólise, viscosimetria e comportamento reológico. As amostras que apresentaram maiores valores de grau de hidrólise foram usadas nos testes de deslocamento dos fluidos em arenito com o objetivo de avaliar a variação da permeabilidade do meio poroso à água após a passagem do polímero. Os autores concluíram que o aumento da viscosidade da fase aquosa pela adição dos polímeros selecionados pode vir a contribuir de maneira efetiva na recuperação de petróleo.

Valentim *et al.* (2005) avaliaram o efeito do NaCl e do dodecil sulfato de sódio (SDS) (um tensoativo aniônico) nas propriedades reológicas de poliacrilamidas com diferentes graus de hidrólise. Os mesmos constataram que, para a amostra de polímero não iônico o sal não causou nenhum efeito considerável na viscosidade, porém o tensoativo provocou um pequeno aumento da viscosidade da solução polimérica. No caso do polímero aniônico, foi observada uma diminuição da viscosidade, tanto na presença do sal quanto do tensoativo.

As pesquisas envolvendo o estudo do comportamento reológico dos polímeros vieram da necessidade da compreensão do seu comportamento e do entendimento sobre quais parâmetros seriam capazes de influenciá-lo, tendo em vista sua importância e aplicação do Processo de Recuperação do Petróleo.

2.3 Propriedades de Rocha e Fluidos

Também é importante conhecer algumas propriedades relevantes das rochas e dos fluidos.

2.3.1 Porosidade

Um meio poroso é uma fase sólida contínua que, em seu interior, apresenta muitos espaços vazios. A porosidade absoluta (Φ_t) é definida como a fração volumétrica de vazios de uma rocha (poros, canais fissuras), interconectados ou não. A porosidade efetiva (Φ_e) é a razão entre o volume dos espaços vazios interconectados e o volume total (Zampieri, 2012). Estes parâmetros são expressos pelas Equações 2.1 e 2.2:

$$\Phi_t = V_v/V_t \quad (2.1)$$

$$\Phi_e = V_i/V_t \quad (2.2)$$

Onde:

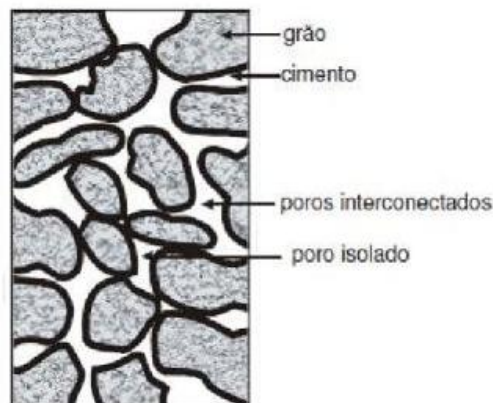
V_v – Volume de vazios;

V_t – Volume total;

V_i – Volume de vazios interconectados.

A Figura 03 apresenta um exemplo da seção transversal de uma amostra de rocha, onde podem ser observados os poros isolados e interconectados. A soma de ambos resulta no volume total de poros, ou seja, volume de vazios (V_v), usado na definição de porosidade absoluta da rocha.

Figura 03 – Seção transversal de uma amostra de rocha



Além destes tipos de porosidade, há ainda a porosidade primária, que é desenvolvida durante a deposição de sedimentos, e a porosidade secundária, resultante de processos geológicos subsequentes à deposição.

2.3.2 Rochas-reservatórios

As reservas de petróleo ocorrem em reservatórios formados por rochas sedimentares, principalmente em arenitos e calcários. Porém, outros tipos de rochas podem apresentar porosidade suficiente para serem importantes como reservatórios (Rosa, 2011).

- a) Arenito: é o mais frequente tipo de rocha-reservatório encontrado no mundo. A porosidade dos arenitos pode ser de dois tipos: intergranular e por fraturas. A porosidade intergranular é decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida pela cimentação (Rosa, 2011). A porosidade inicial depende do grau de seleção dos grãos de areia. Se os mesmos forem arredondados e tiverem o mesmo tamanho, a porosidade será alta (de 35 a 40%). Se as dimensões forem variadas a porosidade terá valores inferiores (cerca de 30% ou menos).
- b) Rochas carbonatadas: são os calcários, as dolomitas e aquelas intermediárias entre os dois. Seus poros podem ser muito maiores que os de arenitos, dando à rocha uma grande permeabilidade. A porosidade de uma rocha carbonatada pode ser primária ou secundária (Rosa, 2011).
- c) Outras rochas: outros tipos de rocha podem possuir porosidade suficiente para se tornarem importantes reservatórios. Neste caso, a porosidade é na maioria das vezes decorrente da presença de fraturas (podendo ser também intersticial). Os conglomerados e brechas, folhelhos fraturados, siltes, arcósios e rochas ígneas ou metamórficas fraturadas são tipos de rochas que podem ser encontrados como rochas-reservatórios (Rosa, 2011).

2.3.3 Saturação

Nos poros de uma rocha-reservatório são encontrados hidrocarbonetos e água. Desta forma, não é possível estimar a quantidade de óleo em uma formação apenas

com o conhecimento do volume poroso da mesma. Por isso foi definida a propriedade “saturação”, a qual indica a porcentagem do volume poroso ocupado por cada fluido (Thomas, 2001). Assim, tem-se:

$$\text{Saturação do Óleo: } S_o = V_o / V_p \quad (2.3)$$

$$\text{Saturação de Gás: } S_g = V_g / V_p \quad (2.4)$$

$$\text{Saturação de Água: } S_w = V_w / V_p \quad (2.5)$$

Onde:

V_o – Volume de óleo;

V_p – Volume poroso;

V_g – Volume de gás;

V_w – Volume de água.

2.3.4 Permeabilidade Absoluta

A permeabilidade é uma medida que indica a facilidade com que um fluido, submetido a um gradiente de pressão, percola os vazios em um meio poroso. Quando existe apenas um fluido escoando pela rocha, esta propriedade recebe o nome de permeabilidade absoluta (k) e é definida pela Lei de Darcy (Equação 2.6).

$$k = q\mu L / (A\Delta P) \quad (2.6)$$

Onde:

k – Permeabilidade absoluta do meio poroso;

q – Vazão do fluido através do meio poroso;

μ – Viscosidade do fluido;

L – Comprimento do meio poroso;

A – Área transversal aberta ao fluxo;

ΔP – Perda de carga.

Por definição, 1 Darcy (D) é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 cP através de 1 cm² de área transversal aberta ao fluxo, sendo D equivale a 0,987.10⁻⁶ cm/s.

Quanto mais estreitos, tortuosos e cheios de estrangulamentos forem os canais porosos, que são os locais por onde os fluidos se deslocam, maior será a

dificuldade dos fluidos escoarem e, conseqüentemente, menor será a sua permeabilidade (Thomas, 2001).

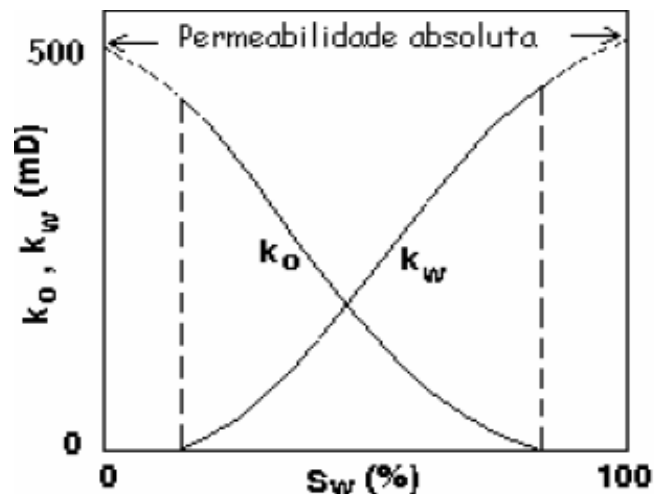
2.3.5 Permeabilidade Efetiva

Quando há mais de um fluido percolando a rocha, o escoamento de um interfere no do outro, sendo a facilidade com a qual cada um se desloca pelo meio poroso chamada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado.

O símbolo adotado para a permeabilidade efetiva é a letra “k” acompanhada de um subscrito correspondente ao fluido, como as permeabilidades efetivas do óleo (k_o) e da água (k_w), por exemplo.

As permeabilidades efetivas dos fluidos dependem da saturação dos mesmos na rocha. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido (Souza, 2003). A Figura 04 contém curvas de permeabilidade efetiva ao óleo e à água em função da saturação de água.

Figura 04 – Curvas de permeabilidade efetiva



2.3.6 Permeabilidade Relativa

A permeabilidade relativa é a permeabilidade efetiva normalizada por um valor característico da permeabilidade. Ela é obtida pela divisão entre o valor da permeabilidade efetiva por uma base de permeabilidade, sendo a permeabilidade absoluta a mais utilizada (Zampieri, 2012). Desta forma, tem-se:

$$k_{ro} = k_o/k \quad (2.7)$$

$$k_{rg} = k_g/k \quad (2.8)$$

$$k_{rw} = k_w/k \quad (2.9)$$

Onde:

k_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo;

k_{rg} – Permeabilidade relativa ao gás;

k_{rw} – Permeabilidade relativa à água;

k_o – Permeabilidade efetiva do óleo;

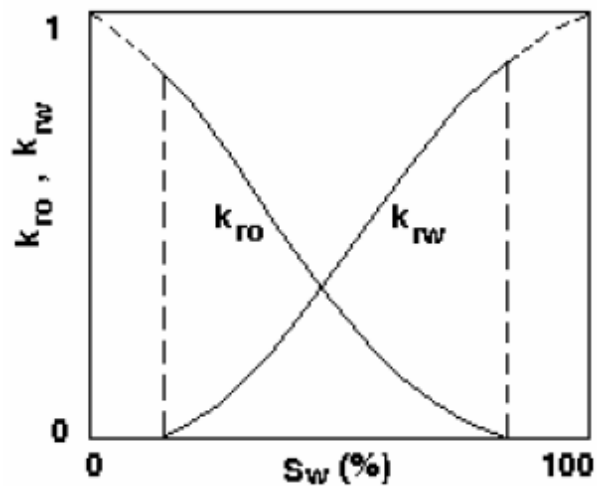
k_g – Permeabilidade efetiva do gás;

k_w – Permeabilidade efetiva da água;

k – Permeabilidade absoluta do meio poroso;

A Figura 05 apresenta curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo em função da saturação de água (Souza, 2003).

Figura 05 – Curvas de permeabilidade relativa



2.3.7 Mobilidade

A mobilidade de um fluido é definida como a razão entre a sua permeabilidade efetiva e a sua viscosidade e a mesma depende das saturações. Matematicamente, a mobilidade do óleo é dada pela Equação (2.10).

$$\lambda_o = k_o / \mu_o \quad (2.10)$$

Onde:

λ_o – Mobilidade do óleo;

k_o – Permeabilidade efetiva do óleo;

μ_o – Viscosidade do óleo.

A razão de mobilidade é definida pela Equação (2.11).

$$RM = \lambda_w / \lambda_o \quad (2.11)$$

Onde:

RM – Razão de mobilidade;

λ_w – Mobilidade da água;

λ_o – Mobilidade do óleo.

Quanto maior a razão de mobilidade, menor é a eficiência de deslocamento de óleo. Isto ocorre pelo fato da água (que apresenta maior mobilidade) criar caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores (Thomas, 2001).

2.4 Métodos Convencionais de Recuperação

A injeção de água ou gás em poços de petróleo objetivando o aumento da quantidade de óleo produzido constitui os Métodos Convencionais de Recuperação. Estes métodos apresentam baixos valores para o Fator de Recuperação do óleo, em virtude principalmente de dois fatores principais: elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. A injeção de água objetiva deslocar o óleo contido no reservatório em direção aos poços

produtores, aumentando assim o percentual recuperável e, conseqüentemente, as reservas em relação à recuperação primária.

De forma geral, a água antes de ser injetada é submetida a um tratamento para torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes. Nos projetos de injeção de gás natural, o gás pode ser injetado com a composição na qual é produzido ou após ser processado (Thomas, 2001).

2.4.1 Eficiências de Recuperação

Três parâmetros avaliam numericamente a produção de hidrocarbonetos obtida por um projeto de injeção de fluidos, são estes: Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento. A Eficiência de Varrido Horizontal representa, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante. A mesma depende do esquema de injeção (isto é, da maneira como os poços de injeção e produção estão distribuídos no reservatório), da razão de mobilidades entre os fluidos (injetado e deslocado) e do volume de fluido injetado. A Eficiência de Varrido Vertical representa o percentual da área da seção vertical do reservatório que foi invadido pelo fluido injetado. Esta eficiência depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidades e do volume injetado. O produto da Eficiência de Varrido Horizontal pela Eficiência de Varrido Vertical é conhecido como Eficiência Volumétrica, que é portanto, a relação entre o volume do reservatório invadido pelo volume total do fluido injetado. A eficiência volumétrica não determina a quantidade de óleo deslocado. O fluido pode penetrar numa extensão muito grande do reservatório, porém a sua capacidade de retirar o óleo do interior dos poros pode ser, ao mesmo tempo, bem pequena. O parâmetro que mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha chama-se Eficiência de Deslocamento. Este parâmetro exprime qual percentual de óleo é expulso. A Eficiência de Deslocamento depende das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório e do volume injetado.

Para obter boas recuperações, é necessário que todas as eficiências sejam altas. Quando as eficiências de varrido são baixas, o fluido injetado simplesmente encontra caminhos preferenciais e se dirige rapidamente para os poços de

produção, deixando grandes porções do reservatório intactas. Quando a eficiência de deslocamento é baixa, mesmo que as eficiências de varrido sejam altas, o fluido injetado não desloca apropriadamente o óleo para fora da região invadida.

Abidin *et al.* (2012) afirmam que quando um novo reservatório de óleo é perfurado, a quantidade de óleo recuperado é cerca de 20 a 40% do total em potencial e, desta forma, há ainda cerca de 60 a 80% de óleo deixado no reservatório. Thomas (2001) afirma que, em diversos locais, obtém-se um Fator de Recuperação médio de cerca de 30%, o que significa que, de todo o óleo descoberto, apenas cerca de 30% pode ser recuperado com o uso apenas dos Métodos Convencionais de Recuperação.

2.5 Métodos Especiais de Recuperação

Quando existe a necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório de forma a aumentar o lucro do processo, são utilizados os Métodos Especiais de Recuperação. Estes métodos podem diminuir a viscosidade do petróleo, melhorar os canais porosos, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo a ser produzido. Os mesmos são classificados nas seguintes categorias:

- Métodos Térmicos;
- Métodos Miscíveis;
- Métodos Químicos.

A classificação acima não é única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria.

O método mais apropriado a ser utilizado em determinado poço de petróleo depende das características do reservatório, da rocha, do fluido e do retorno monetário do reservatório (Barillas, 2008).

2.5.1 Métodos Térmicos

Nos casos em que os reservatórios apresentam óleos muito viscosos, os Métodos Convencionais de Recuperação resultam em baixas eficiências de varrido,

pois a alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior. Para minimizar este problema podem ser usados os métodos térmicos, os quais têm como ponto de partida o fato de que o óleo ao ser aquecido tem a sua viscosidade substancialmente reduzida.

Existem dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório: Injeção de Fluidos Aquecidos e Combustão *in situ*.

- Injeção de Fluidos Aquecidos: Neste método o calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para o interior da formação. A água é utilizada como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A mesma é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Assim, têm-se dois tipos de processos: a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente;
- Combustão *in situ*: Diferentemente do método anterior, o calor aqui é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. A combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, um processo de oxidação do óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, procedendo-se a injetar ar frio, o processo tem continuidade.

2.5.2 Métodos Miscíveis

Estes métodos são os indicados nos casos em que as altas tensões interfaciais presentes entre os fluidos diminuem a eficiência de deslocamento do óleo. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam

tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for alcançada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

2.5.3 Métodos Químicos

Os métodos químicos consistem em processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles:

- **Injeção de polímeros:** Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, podem-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca no meio poroso com mobilidade semelhante ao do óleo. Devido à essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido;
- **Injeção de solução de tensoativos:** Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, na verdade está se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento. De uma maneira geral os métodos miscíveis são pobres em relação a eficiências de varrido. Isto acontece porque essas soluções normalmente têm viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida;
- **Injeção de microemulsão:** A injeção de microemulsão, também chamada de solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade;
- **Injeção de solução alcalina:** No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância alcalina que se adiciona 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 substância tensoativa. Este tensoativo formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório que contribuem para um ganho na produção de óleo.

2.6 A Injeção de Polímeros

A injeção de polímeros é um método de Recuperação Avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), classificado como um método químico, cujo intuito é diminuir a mobilidade da água no meio poroso (Zampieri, 2012). Um ponto positivo dos sistemas que utilizam polímeros na Recuperação Avançada é que estas soluções têm viscosidade elevada a baixas concentrações (Kjøniksen *et al.*, 2008), o que é bastante favorável para sua utilização.

Polímeros de alta massa molar podem apresentar problemas durante sua injeção em poços, o que deve ser observado quando o reservatório apresenta baixa permeabilidade. Além disso, as HPAMs de alta massa molar são mais susceptíveis à degradação mecânica, quando sujeitas a altas taxas de cisalhamento. Estes fatos, baixa injetividade e degradação mecânica são muito importantes quando a aplicação destes polímeros é feita nos processos de Recuperação Avançada de petróleo (Kulicke, 1988 apud Gomes, 2011).

A viscosidade das soluções HPAMs também diminui rapidamente com o aumento da salinidade ou dureza do meio aquoso. Isto ocorre pelo fato de a blindagem dos grupos iônicos favorecer a redução das repulsões eletrostáticas e causar a redução do volume hidrodinâmico da cadeia polimérica. Grupos iônicos destes polímeros na presença de alta concentração de íons podem levar à precipitação polimérica. No caso da poliacrilamida neutra, a viscosidade das soluções é menos sensível à salinidade (Lima, 2010).

Os polímeros utilizados nos processos de Recuperação Avançada de petróleo pertencem a um dos grupos a seguir: polímeros sintéticos, que são representados pelas poliacrilamidas, e os biopolímeros, representados pela goma xantana (Lima, 2010).

Abidinet *et al.* (2012) afirmam que a aplicação da tecnologia de Recuperação Avançada de petróleo aumenta a eficiência na recuperação do óleo em cerca de mais 20%.

Teixeira *et al.* (2005) afirmam que a correta aplicação da injeção de polímeros pode aumentar as atuais reservas do Recôncavo Baiano em até 50%.

Medeiros *et al.* (2003) realizaram as seguintes injeções: poliacrilamida dissolvida em água; tensoativo (lignosulfonato de sódio) seguido da solução do polímero; e mistura do tensoativo com o polímero. Os mesmos verificaram que a injeção simultânea do surfactante com o polímero foi capaz de promover aumento significativo no fator de resistência residual, com relação às demais situações.

Zampieri (2012) fez a injeção de bancos alternados de solução polimérica à base de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) e água em certos intervalos de tempo usando testemunhos de Arenito Botucatu como uma alternativa econômica à injeção contínua de solução polimérica, que se mostra como um processo mais caro.

Rangel *et al.* (2012) investigaram como diferentes concentrações de goma xantana em água influenciam a eficiência da Recuperação Avançada de petróleo. Os autores fizeram a injeção de água seguida da injeção do biopolímero, além de relacionar os resultados obtidos na recuperação à reologia deste fluido.

Capítulo III
METODOLOGIA

3 METODOLOGIA

Neste capítulo, são apresentados os materiais utilizados e os procedimentos adotados para o desenvolvimento experimental do trabalho.

3.1 Materiais Utilizados

Os materiais utilizados foram:

- Serra copo diamantada;
- Mufla – modelo EDG 1800;
- Paquímetro;
- Agitador Magnético – modelo Fisatom 751;
- Reômetro Brookfield Viscometer – Brookfield Engineering Labs, integrado a um banho termostaticado e a um computador;
- Provetas de 25,0mL;
- Micropipeta – Digipet 100 – 1000 μ L.
- Centrífuga – modelo Quimis Q – 222T28;
- Balança Analítica;
- Espectrofotômetro de UV-Visível – Modelo 50 Conc;
- Celas de acrílico e de aço inox;
- Bomba de injeção;
- Holder.

3.2 Procedimentos Experimentais

O fluxograma a seguir mostra quais as etapas envolvidas na elaboração deste trabalho.

Figura 06 – Procedimentos experimentais



3.2.1 Preparo dos *plugs*

Foram utilizados testemunhos do Arenito Botucatu. A preparação dos *plugs* (Figura 07) foi feita através do corte da rocha bruta com uma serra de copo diamantada (Figura 08), com posterior lixamento dos mesmos para que ficassem nas dimensões desejadas de 4,13 cm de diâmetro e 3,00 cm de comprimento. Para que estas medidas fossem obtidas, várias medições com o paquímetro foram realizadas durante o lixamento.

Figura 07 – Plugs



Figura 08 – Serra de copo diamantada



Depois disto, foi feita a calcinação em mufla (Figura 09) à temperatura de 600°C por 180 minutos.

Figura 09 – Mufla



Para o cálculo de sua porosidade, alguns *plugs* foram pesados secos, foram saturados com água destilada e, logo após, pesados novamente, para a determinação do volume de poros interconectados. A pesagem dos *plugs* saturados com água destilada foi feita em triplicata.

3.2.2 Preparo das soluções

Os polímeros utilizados neste estudo foram o AH912SH (não-iônico) e o AN977SH (aniônico), fornecidos pela empresa SNF SAS, ZAC de Milieux, 42163 Adrézieux, France. Ambos são à base de poliácrilamida, sendo o aniônico acrescido de ácido acrílico neutralizado com hidróxido de sódio. As soluções poliméricas foram preparadas nas concentrações de 400 e 1500 ppm e foram levadas ao agitador até que as mesmas ficassem completamente homogêneas. Estas soluções são incolores. A Figura 10 mostra como exemplo a AN977SH (a 1500ppm).

Figura 10 – AN977SH (1500ppm)



De acordo com o fabricante dos polímeros, os mesmos apresentam as seguintes cargas iônicas:

Tabela 01 – Carga iônica dos polímeros

Polímero	Carga iônica (% molar)
AH912SH	0
AN977SH	70

3.2.3 Análises reológicas

As soluções poliméricas e a amostra de petróleo foram analisadas às temperaturas de 298, 308 e 318 K no reômetro Brookfield Viscometer – Brookfield Engineering Labs (Figura 11), nos seguintes parâmetros: rotação máxima do spindle 300 rpm e taxa de cisalhamento máxima de 1000 s^{-1} . O petróleo utilizado tem 31,6°API e foi produzido na Bacia Potiguar.

Figura 11 – (a) Computador, (b) reômetro e (c) banho termostatizado



3.2.4 Recuperações de petróleo

Para a realização da recuperação do petróleo, foram adotados os seguintes passos:

3.2.4.1 Saturação com solução salina

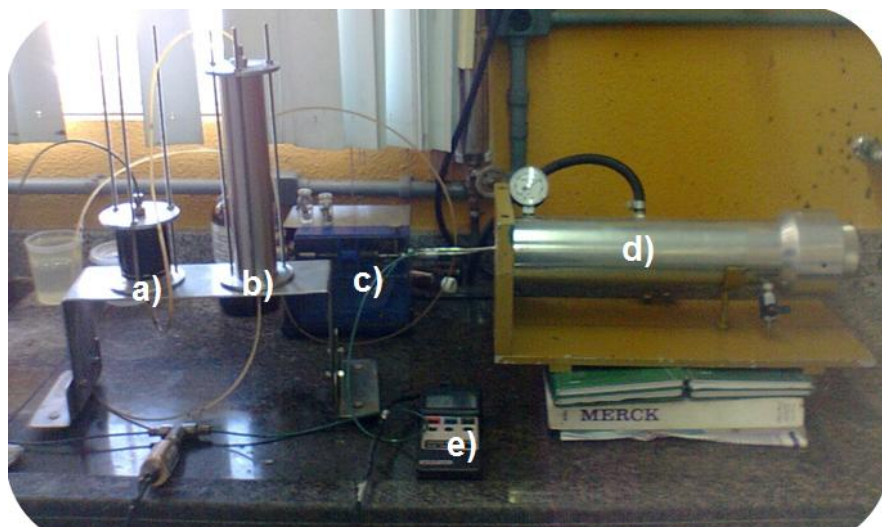
Primeiramente, foi feita a saturação do *plug* com a solução aquosa com KCl (2,0%) e CaCl_2 (0,2%). O sistema de injeção da solução salina é composto por um frasco com óleo mineral, uma bomba cuja vazão é constante e igual a 0,75mL/min, uma cela de aço inox, um manômetro e o holder, no qual o *plug* é pressurizado por ar comprimido. O óleo vegetal é impulsionado pela bomba para a parte inferior a cela de aço inox, para que a solução salina (menos densa) siga para o holder.

3.2.4.2 Saturação com óleo

Em seguida, foi feita a saturação do *plug* com o petróleo. O óleo excedente (aquele que não ficou acumulado nos poros da rocha) foi recolhido nas provetas de 25,0mL, para sua posterior quantificação. Quantificar o óleo recolhido nas provetas, bem como saber o volume de óleo acumulado nas tubulações, é de suma importância para se quantificar o volume de óleo que ficou no *plug*. A Figura 12 mostra esta etapa.

Para que o óleo vegetal não entrasse em contato com o petróleo, foi usada uma cela de acrílico para armazenar este último. Na cela de aço inox foi colocada a solução salina, a qual impulsionou o óleo pela parte inferior da cela de acrílico, fazendo com que o óleo seguisse para o holder.

Figura 12– Saturação com solução óleo. (a) cela de acrílico, (b) cela de aço inox, (c) bomba, (d) holder, (e) manômetro



3.2.4.1 Recuperações

Com o *plug* saturado de óleo, fez-se a Recuperação Convencional utilizando a solução salina. O óleo recuperado foi colocado em tubos de ensaio.

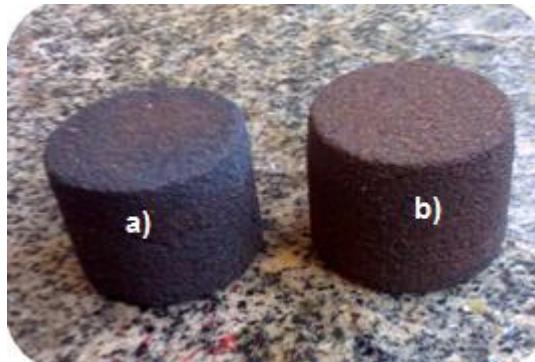
Em seguida, foi feita a Recuperação Avançada do petróleo. Os polímeros foram usados nas concentrações de 1500ppm, pois nestas concentrações os valores de suas viscosidades foram maiores, como está mostrado no tópico Resultados e Discussões. Assim, foi feita a injeção do polímero não-iônico a 1500ppm (que estava na cela de acrílico). O óleo vegetal foi injetado na parte inferior da cela de acrílico por ser mais denso, conforme mostra a Figura 13. Todo o procedimento anterior à injeção do polímero foi repetido para que fosse feita a injeção do polímero aniônico. A coleta das amostras nesta etapa também foi feita em tubos de ensaio.

Figura 13 – Recuperação Avançada



A Figura 14 mostra diferentes *plugs*: um depois da saturação com o petróleo e o outro depois da Recuperação Avançada.

Figura 14 – (a) *plug* saturado com petróleo e (b) *plug* depois da Recuperação Avançada

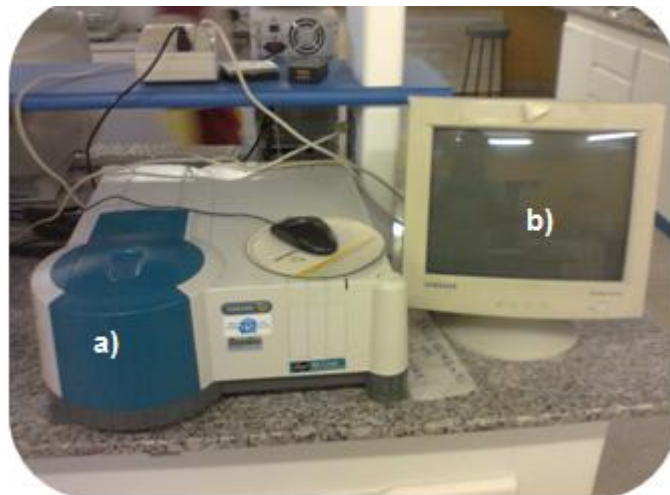


Aos tubos de ensaio com óleo foram acrescentados 2,0mL de querosene com o auxílio da micropipeta.

Logo após, os tubos de ensaio foram centrifugados por 8 minutos para haver a completa separação entre as fases aquosa e orgânica.

Depois disso, foi feita a curva de calibração para o petróleo diluído em querosene no espectrofotômetro (Figura 15).

Figura 15 – (a) espectrofotômetro e (b) computador



Dando continuidade, foram medidas as absorbâncias da fase orgânica das amostras centrifugadas. Com isso, foi possível calcular o percentual de óleo recuperado em cada Recuperação (Convencional e Avançada).

Capítulo IV
RESULTADOS E DISCUSSÃO

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Determinação da porosidade

A porosidade efetiva da rocha foi calculada pela Equação (2.2).

$$\Phi_e = V_i/V_t \quad (2.2)$$

V_i é estimado pelo volume da água que saturou o *plug* e V_t é o volume do mesmo.

O *plug* seco usado na Recuperação Avançada com o polímero AH912SH apresentou massa de 65,6g e com a água sua massa foi de 77,1g. Como a massa específica (ρ) da água à temperatura de 25°C é 0,997g/cm³ (Fox *et al.*, 2006), pode-se dizer que o volume ocupado pela água foi 11,50mL ($V = m/\rho$). O volume do *plug* era 40,19 mL. Desta forma, temos:

$$\Phi_e = V_i/V_t = 0,2861 = 28,61\%$$

Para o *plug* usado na Recuperação Avançada com o polímero AN977SH obteve-se $\Phi_e = 27,35\%$.

4.2 Comportamentos Reológicos

Os comportamentos reológicos de cada polímero estudado no presente trabalho foram obtidos.

As Figuras 16 a 19 mostram os comportamentos da tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento para os polímeros a três diferentes temperaturas: 298, 308 e 318K.

Figura 16 – Comportamento reológico do AH912SH (400ppm)

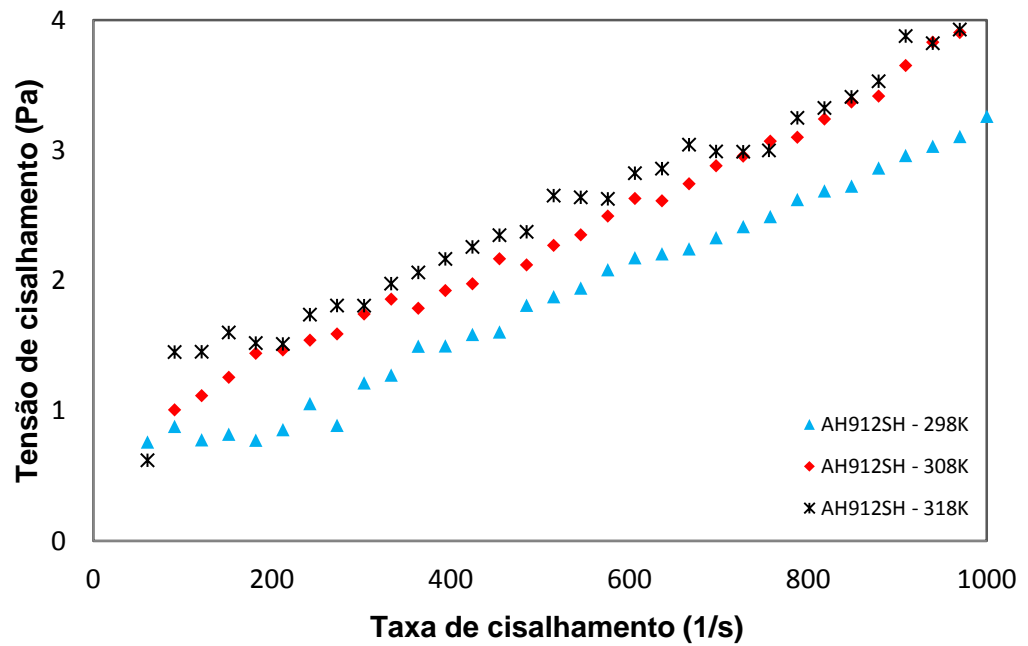


Figura 17 – Comportamento reológico do AN977SH (400ppm)

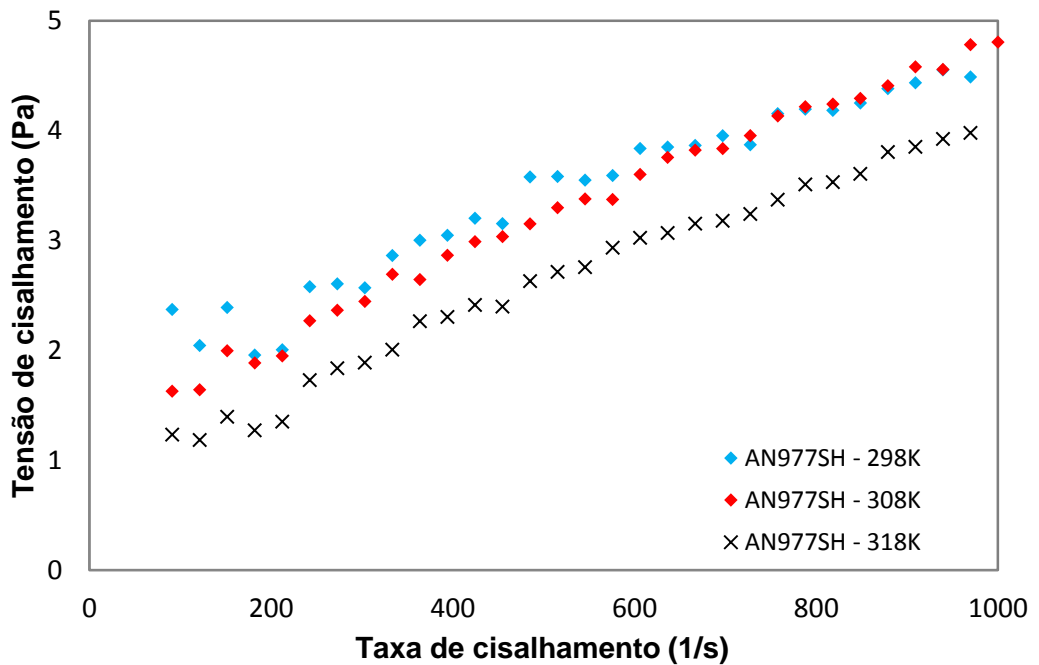


Figura 18 – Comportamento reológico do AH912SH (1500ppm)

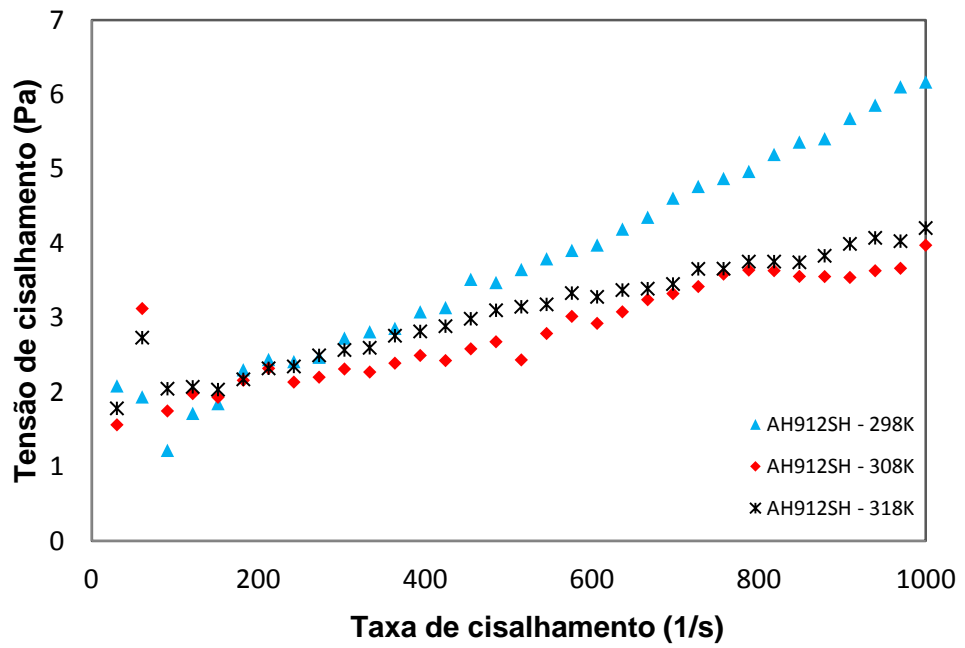
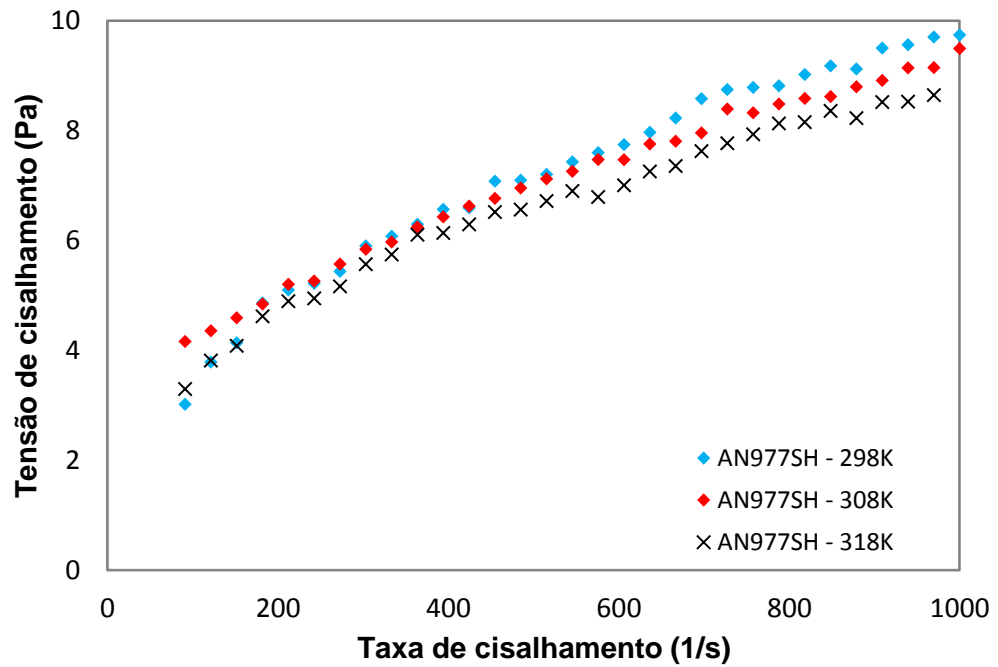


Figura 19 – Comportamento reológico do AN977SH (1500ppm)



De acordo com os comportamentos reológicos, pode-se dizer que as soluções poliméricas são fluidos binghamianos, pois os gráficos apresentam comportamento linear e não partem da origem.

Os fluidos de Bingham são aqueles em que a deformação só ocorre quando uma tensão de cisalhamento mínima é aplicada. Abaixo desta tensão mínima, que varia de acordo com o polímero e sua concentração, não ocorre deformação.

Lima (2010) analisou as soluções de polímeros com cadeia lateral hidrofóbica em diferentes concentrações (0,5 a 5,0g/L, ou seja, de 500 a 5000ppm) e mostrou que o polímero HAPAM – 10N-R (que era hidrolisado) também apresentou comportamento não-newtoniano (pseudoplástico).

Observa-se que as tensões de cisalhamento são maiores para o polímero aniônico, o que implica em valores de viscosidades mais elevados.

Como é comum mostrar o comportamento da viscosidade plástica em função da taxa de cisalhamento, estes resultados são mostrados nas Figuras 20 a 23.

Figura 20 – Viscosidade plástica *versus* taxa de deformação do AH912SH (400ppm)

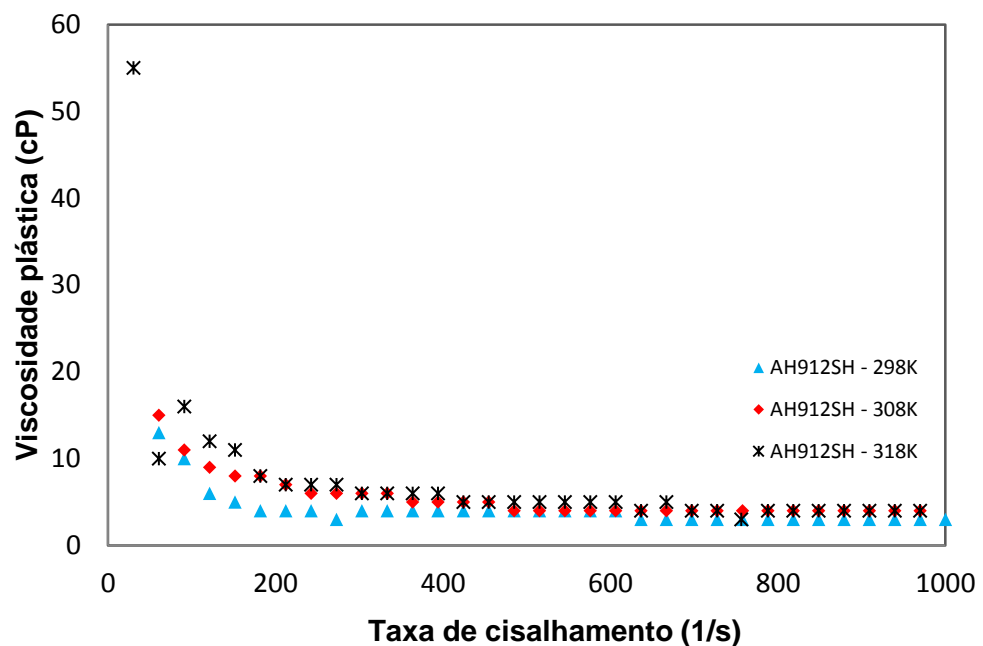


Figura 21 – Viscosidade plástica *versus* taxa de deformação do AN977SH
(400ppm)

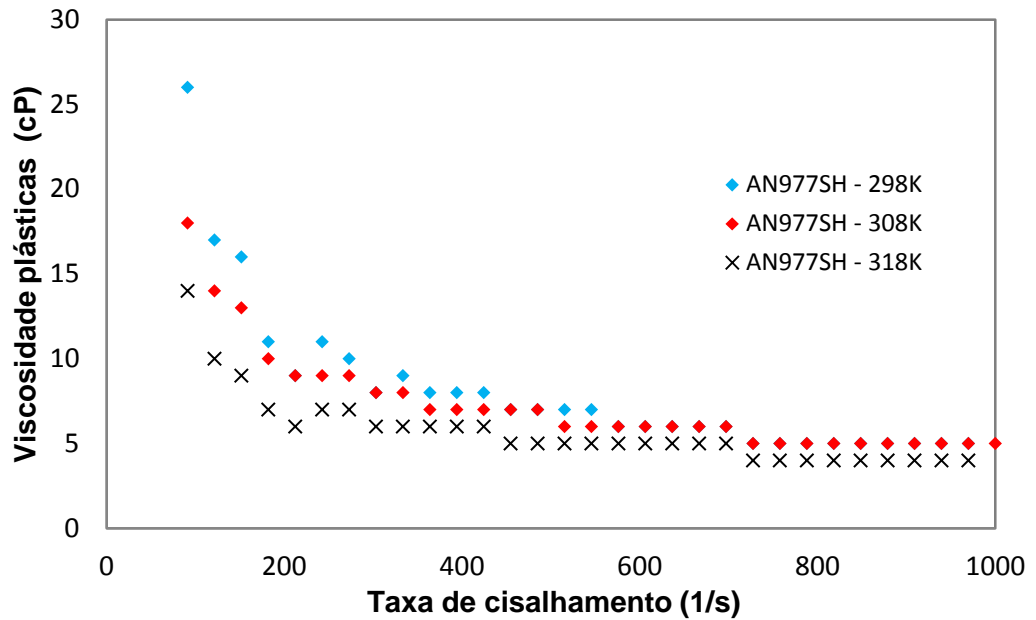


Figura 22 – Viscosidade plástica *versus* taxa de deformação do AH912SH
(1500ppm)

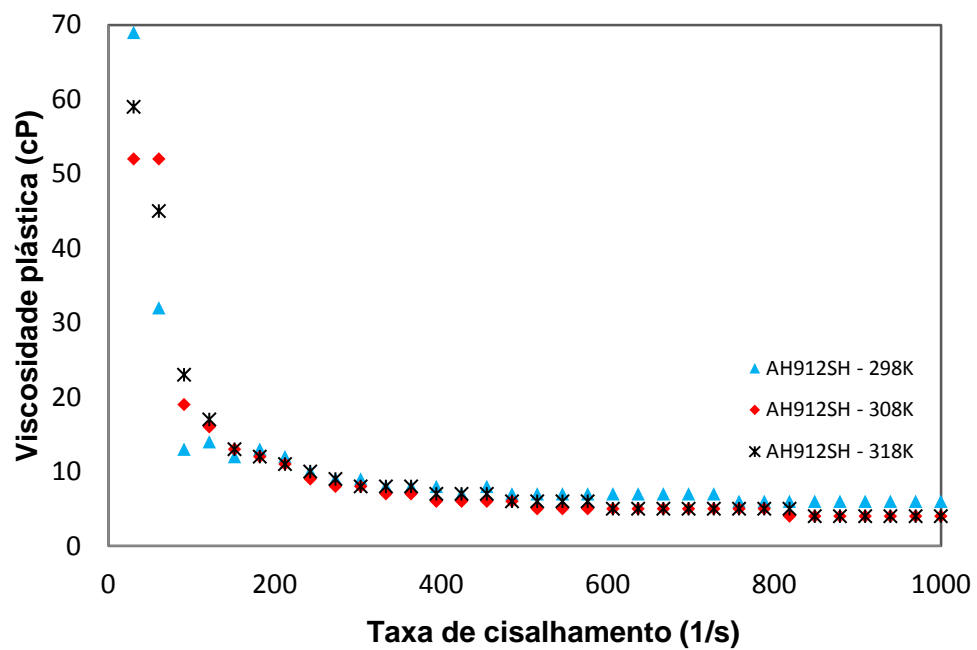
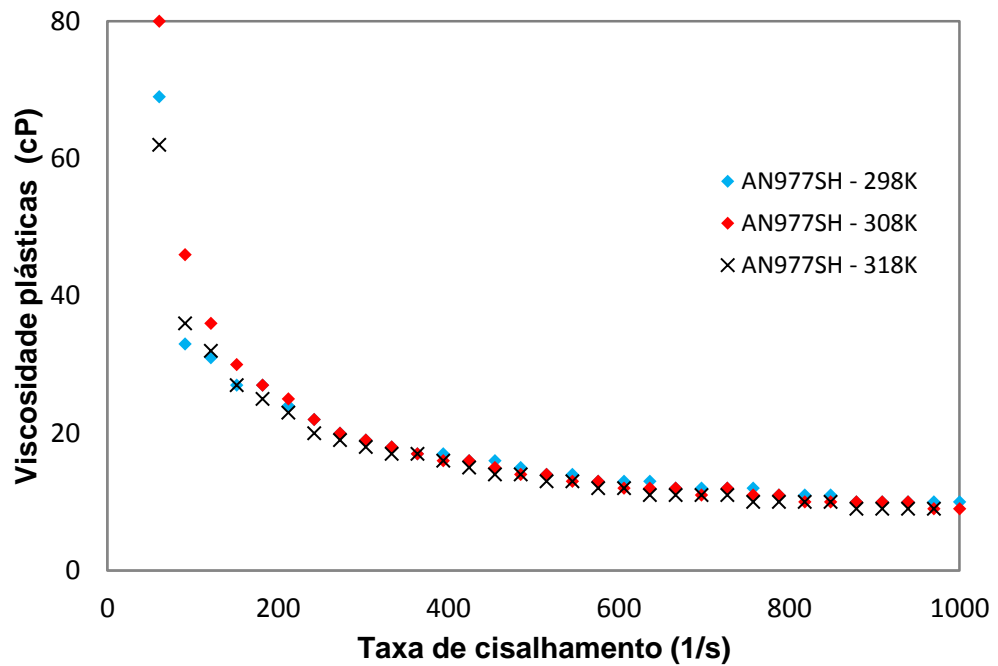


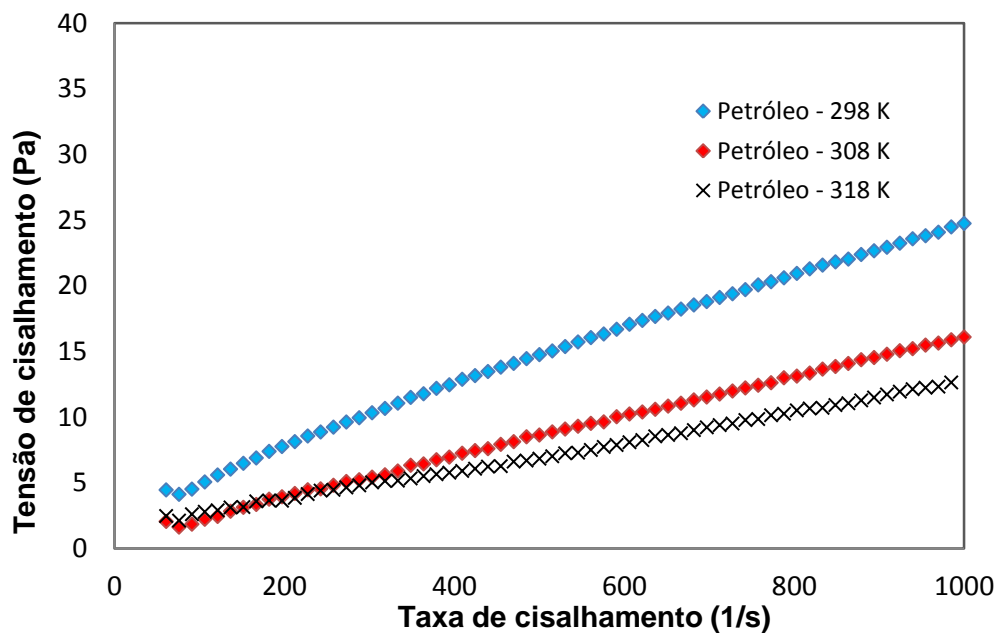
Figura 23 – Viscosidade plástica *versus* taxa de deformação do AN977SH
(1500ppm)



Estes quatro últimos gráficos revelam como as soluções poliméricas são susceptíveis à degradação mecânica, pois, para altas taxas de cisalhamento, baixos valores de viscosidades plásticas são obtidos.

A Figura 24 apresenta o comportamento reológico do petróleo.

Figura 24 – Comportamento reológico do petróleo



De acordo com o comportamento reológico, pode-se dizer que o petróleo é um fluido newtoniano, pois o gráfico apresenta comportamento linear que parte da origem.

.As Tabelas 02 e 03 apresentam as viscosidades plásticas das soluções poliméricas calculadas pelo modelo de Bingham. Foi considerada a taxa de cisalhamento máxima de 500 s^{-1} para o cálculo das viscosidades. A Tabela 04 mostra os valores das viscosidades do petróleo.

Tabela 02 – Viscosidades plásticas da solução polimérica AH912SH

AH912SH		
Temperatura (K)	Viscosidade (cP)	
	400ppm	1500ppm
298	3,2	5,4
308	3,4	3,0
318	3,4	3,6

Tabela 03 – Viscosidades plásticas da solução polimérica AN977SH

AN977SH		
Temperatura (K)	Viscosidade (cP)	
	400ppm	1500ppm
298	5,1	12,6
308	4,9	10,1
318	4,6	10,0

Tabela 04 – Viscosidades do petróleo

Petróleo	
Temperatura (K)	Viscosidade (cP)
298	20,8
308	16,0
318	10,9

Observa-se que, de forma geral, quanto maior é a concentração da solução polimérica, maior é a viscosidade (com exceção dos pontos nos quais a temperatura foi de 308K para o polímero AH912SH). Como maiores viscosidades implicam no aumento da eficiência de varrido, as Recuperações Avançadas foram realizadas com os polímeros na concentração de 1500ppm.

Também é possível afirmar que a viscosidade é fortemente dependente da temperatura:

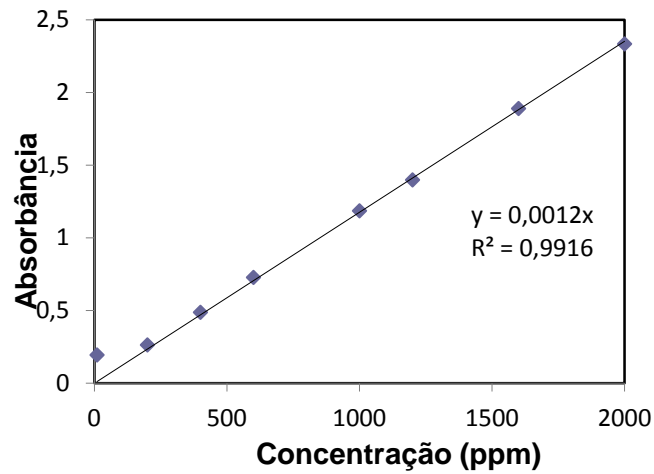
- Para a solução polimérica não-iônica, a viscosidade plástica aumentou no intervalo de temperatura de 298 a 308K (na concentração de 400ppm), e permaneceu a mesma no intervalo de 308 a 318K. Na concentração de 1500ppm, a viscosidade plástica diminuiu no intervalo de 298 a 308K, mas aumentou no intervalo de 308 a 318K. Estes aumentos de viscosidade que ocorreram com os aumentos de temperatura podem estar relacionados com o processo de gelificação do polímero nestas faixas de temperatura e são favoráveis para a recuperação, pois isto mostra que não haverá perda de viscosidade das soluções quando elas estiverem percorrendo o reservatório. Caso semelhante ocorreu no trabalho de Correia *et al.* (2005), conforme foi relatado anteriormente;
- Para a solução polimérica aniônica houve sempre a diminuição das viscosidades plásticas com o aumento da temperatura, o que pode ser explicado pelo fato das interações moleculares serem mais fracas a altas temperaturas (Casas *et al.*, 2000 apud Correia *et al.*, 2005) e pelo aumento da mobilidade das cadeias poliméricas, que conduz à diminuição das interações intermoleculares (Lima, 2010).
- Para o petróleo, a viscosidade também diminuiu com o aumento de temperatura em todos os intervalos.

Pode-se também afirmar que o polímero aniônico, por apresentar carga iônica, promove viscosidade maior ao meio que o não-iônico. Isto ocorre pelo fato das repulsões eletrostáticas (presentes na solução polimérica aniônica) serem mais intensas que as forças de Van der Waals (existentes no polímero não-iônico). Desta forma, o polímero aniônico se torna o mais indicado ao processo de Recuperação Avançada do petróleo.

4.3 Recuperações

A curva de calibração para o petróleo diluído em querosene se encontra na Figura 25.

Figura 25 – Curva de calibração



A equação obtida na curva de calibração pelo ajuste linear revela que relação entre a absorbância e a concentração é a expressa na Equação (4.1).

$$\text{Absorbância} = 0,0012 \cdot \text{Concentração} \quad (4.1)$$

Com as absorbâncias obtidas e com a Equação (4.1), foi possível determinar a concentração de petróleo em cada ponto coletado. Lembrando-se de quais foram as diluições efetuadas, calcula-se a massa do óleo coletado em cada tubo de ensaio. Conhecendo a densidade do óleo, calcula-se seu volume nos tubos de ensaio.

O volume de óleo que ficou no *plug* é calculado pela diferença mostrada na Equação (4.2).

$$V_{op} = Q \cdot t - (O_p + O_t) \quad (4.2)$$

Onde:

V_{op} – volume do óleo no *plug* (cm^3);

Q – vazão da bomba (cm^3/min);

t – tempo decorrido durante as recuperações (min);

O_p – volume do óleo que ficou nas provetas durante a saturação (cm^3);

O_t – volume do óleo que ficou nas tubulações do sistema (cm^3).

O volume poroso injetado é expresso pela Equação (4.3).

$$(V_p)_{inj} = Q.t/(V.\Phi_e) \quad (4.3)$$

Onde,

$(V_p)_{inj}$ – volume poroso injetado;

Q – vazão da bomba (cm^3/min);

t – tempo decorrido durante as recuperações (min);

V – volume total do *plug* (cm^3);

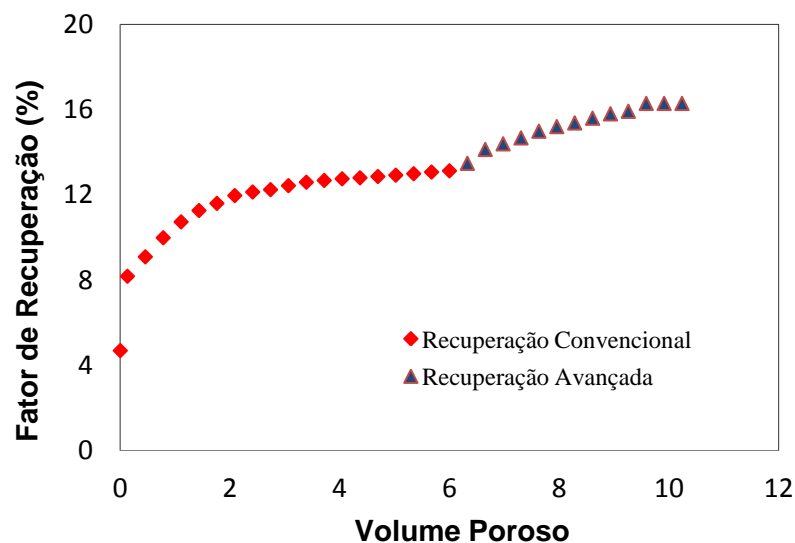
Φ_e – porosidade efetiva.

O Fator de Recuperação (FR) é calculado pela Equação (4.3).

$$FR = [(V_p)_{inj}/V_{op}].100\% \quad (4.3)$$

Para o caso no qual se utilizou o polímero AH912SH, a recuperação com o uso da solução salina (Recuperação Convencional) apresentou $FR = 13,13\%$. A Recuperação Avançada obteve $FR = 2,96\%$. A Figura 26 apresenta esta recuperação.

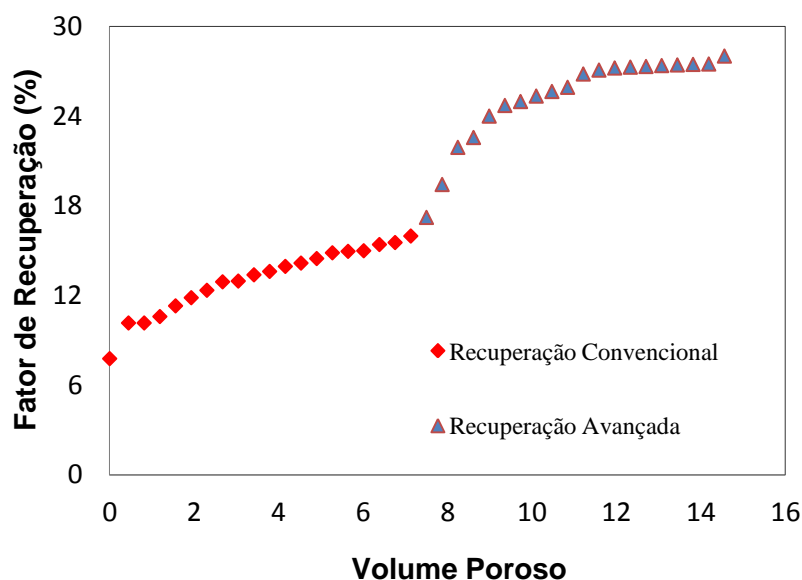
Figura 26 – Recuperação Avançada com o AH912SH (1500ppm)



Desta forma, o volume total recuperado com o AH912SH foi de 16,09%. Com a Recuperação Avançada, obteve-se um aumento de 22,54% no valor que foi recuperado pela injeção da solução salina.

Quando o polímero usado foi o AN977SH, a Recuperação Convencional apresentou FR = 15,97%, valor próximo ao do caso em que se utilizou o outro polímero. No entanto, a Recuperação Avançada obteve um valor bem superior do polímero AH912SH: FR = 12,04%. A Figura 27 apresenta esta recuperação.

Figura 27 – Recuperação Avançada com o AN977SH (1500ppm)



O volume total recuperado foi de 28,01%. Com a Recuperação Avançada, obteve-se um aumento de 75,39% no valor que foi recuperado pela injeção da solução salina.

Os percentuais adicionais de óleo recuperado pelo polímero não-iônico estão de acordo com o que é apresentado por Abidinet *et al.* (2012), os quais mostram que estes valores com a injeção de polímeros atingem cerca de mais 20%.

Quando o polímero aniônico foi utilizado, o resultado obtido foi superior ao caso anterior, sendo este resultado maior do que o relatado por Teixeira *et al.* (2005), que afirmam que a correta aplicação da injeção de polímeros pode aumentar as atuais reservas do Recôncavo Baiano em até 50%.

Capítulo V
CONCLUSÕES

5 CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos, pode-se concluir que a adição de polímeros à água garante um aumento da viscosidade, o que é favorável para a Recuperação Avançada do petróleo.

É correto afirmar que os polímeros estudados são susceptíveis à degradação mecânica, quando submetidos a altas taxas de cisalhamento. Prova disto, é que as viscosidades plásticas das poliacrilamidas diminuíram consideravelmente quando as taxas de deformações atingiram altos valores.

O polímero aniônico, por apresentar carga iônica, promove viscosidade maior ao meio que o não-iônico, revelando antecipadamente que o mesmo seria o mais indicado para as recuperações avançadas de petróleo. Além disso, este polímero não sofre considerável mudança em sua viscosidade quando a temperatura alcança valores mais elevados.

Pôde-se comprovar através das realizações dos experimentos referentes à recuperação do petróleo que o polímero aniônico apresentou maior Fator de Recuperação (FR = 12,04%) do que o não-iônico (FR = 2,96%).

A Recuperação Avançada pela injeção do AN977SH a 1500ppm obteve valores significativos, pois a mesma representa um aumento de 75,39% no valor que foi recuperado pela injeção da solução salina. Este alto valor mostra que o polímero aniônico é o mais indicado para o processo de Recuperação Avançada de petróleo.

Capítulo VI
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIDIN,A.Z, PUSPASARI,T.; NUGROHO, W.A. **Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology**. Procedia Chemistry. Jun (2012).

BARILLAS, J. L.M. **Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor**. Tese de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2008).

BORGES, C.D.;VENDRUSCOLO, C.T. **Goma Xantana: características e condições operacionais de produção**.Semina: Ciências Biológicas e da Saúde. Londrina, Vol. 29, No. 2, p. 171-188, jul./dez (2008).

CORREIA D. Z., FRANÇA F. P. de, MOTHÉ C. G. **Estudo Reológico de Polímeros e Blendas para Recuperação Terciária de Petróleo**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP. Salvador – BA, out (2005).

DIAZ, P. S.; VENDRUSCOLO, C.T.; VENDRUSCOLO, J.L.S. **Reologia de Xantana: uma Revisão sobre a Influência de Eletrólitos na Viscosidade de Soluções Aquosas de Gomas Xantana**. Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas. Londrina, Vol. 25, No. 1, p. 15-28, jan./jun (2004).

FOX, R.W.; McDONALD, A. T. **Introdução á Mecânica dos Fluidos**. 6º Edição, LTC, Rio de Janeiro (2006).

GOMES, M.P.S. **Caracterização de poliacrilamidas parcialmente hidrolisada em regime concentrado**. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2011).

LAKE, L. W.; WALSH M. P., **Enhanced Oil Recovery (Eor) Field Data Literature Search**, Technical Report, Department of Petroleum and Geosystems Engineering University of Texas at Austin – TX (2008).

LIMA, B.V. **Hidrólise e caracterização de poliacrilamida hidrofobicamente modificada: avaliação da aplicabilidade na recuperação de petróleo**.

Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2010).

MEDEIROS, A.C.R.; FAGUNDES, F.P.; GARCIA, R.B. **Influência da ordem de injeção de surfactante e polímero sobre os parâmetros de interação rocha-fluido**. 2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS. Rio de Janeiro-RJ, Jun (2003).

MELO, M.; LUCAS, E. **Characterization and Selection of Polymers for Future Research on Enhanced Oil Recovery**. Chemistry & Chemical Technology. Vol. 2, No. 4 (2008).

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

KJØNILKSEN, A-L.; BEHESHTI, N.; KOTLAR, H. K.; ZHU, K.; NYSTROM, B. **Modified polysaccharides for use in enhanced oil recovery applications**. European Polymer Journal, Vol. 44, p. 959–967, jan (2008).

RANGEL, I.R. *et al.* **Experimental Investigation of the Enhanced Oil Recovery Process Using a Polymeric Solution**. J. of the Braz. Soc. of Mech. Sci. & Eng. Jul-Set (2012).

ROSA, A. J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro - RJ (2011).

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

SANTOS, J.S.C. *et al.* **Effect of concentration and temperature in the rheological behavior of nonionic and anionic polymer solutions**. VI Brazilian Conference on Rheology. Rio de Janeiro, RJ. Jul (2013).

SOARES, A. R. *et al.* **Caracterização de poliacrilamidas comerciais visando sua aplicação na recuperação avançada de petróleo.** 4º PDPETRO. Campinas, SP. Out (2007).

SOUZA, K.S.M.G. **Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo.** Monografia. Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2003).

TEIXEIRA, R. A.; ROCHA, P.S.M.V. **Reologia de soluções poliméricas com potencial de uso em campos maduros da bacia do recôncavo baiano.** 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP. Salvador – BA, out (2005).

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo,** Editora Interciência, Rio de Janeiro - RJ (2001).

VALENTIM, A. C. M.; CHAGAS, E. F.; GARCIA, R. B. **Avaliação do comportamento reológico de polímeros em solução e em emulsão para aplicação em reservatórios de petróleo.** 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP. Salvador – BA, out (2005).

ZAMPIERI, M.F. **Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo.** Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas (2012).