

Ademir Freire de Medeiros

**Estudo Experimental da Injeção de Solução
Polimérica em Arenitos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação de Mestrado apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Márcio da Silveira Carvalho
Coorientadora: Dra. Ranena Verónica Ponce Flores

Rio de Janeiro
Junho de 2020

Ademir Freire de Medeiros

Estudo Experimental da Injeção de Solução Polimérica em Arenitos

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dra. Ranena Verónica Ponce Flores

Coorientadora

LMMP – PUC-Rio

Prof. Paulo Roberto de Souza Mendes

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Abelardo Borges Barreto Junior

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 19 de junho de 2020.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Ademir Freire de Medeiros

Bacharel em Engenharia de Petróleo pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) em 2013.

Ficha Catalográfica

Medeiros, Ademir Freire de

Estudo Experimental da injeção de solução polimérica em arenitos / Ademir Freire de Medeiros ; orientador: Márcio da Silveira Carvalho ; coorientadora: Ranena Verónica Ponce Flores. – 2020.

97 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2020.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Recuperação avançada de óleo. 3. Injeção de soluções poliméricas. 4. Viscoelasticidade. 5. Razão de mobilidade. 6. HPAM. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Ponce Flores, Ranena Verónica. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

A Deus pela criação. Pela constante presença em minha vida através da permissão de lhe sentir e servi-lo.

Aos meus pais Francisco Ferreira de Medeiros e Antonia Freire Lima, por seu Amor. Sempre apoiando minhas decisões, cuidando de mim em suas orações e acreditando em meus sonhos.

À minha irmã Letícia, a quem tanto quero bem.

Ao meu irmão Adenildo, homem forte e digno. Grande provedor em minha vida, sempre me apoiou e com suas ações me permitiu iniciar e continuar os estudos na faculdade. Foi meu segundo Pai. Hoje pai do meu sobrinho e amigo Davi.

Ao meu irmão Josenildo, que se transformou no meu segundo irmão mais velho em minha trajetória e acreditou em meus propósitos.

Ao meu grande amigo que se tornaria irmão, Thiago por sua amizade e apoio, auxiliando-me e me apoiando desde o começo.

À minha querida esposa Elizabeth, por seu carinho e palavras sábias. Por ter me apresentado aquele que em nossa fé é o Caminho Verdadeiro da Vida. Um Presente do Espírito Santo. Sempre estive e sei que estará ao meu lado em todos os momentos.

Ao pequeno Bento, meu filho amado, por quem trago tanto amor, provisão de Deus para minha vida.

Ao casal Antônio e Isabel, meus sogros, que se fizeram meus pais.

Ao meu orientador, professor Márcio Carvalho, pela confiança e auxílio. Por sua disponibilidade e prontidão para dar suporte profissional.

À minha coorientadora, Ranena Ponce, pela paciência e imprescindível contribuição sem a qual esse trabalho não seria possível.

Aos membros da equipe do LMMP, principalmente ao Felicle Lopez pela disposição em ajudar, tornando possível a realização deste trabalho.

A todos meus familiares e amigos que acreditam em meus esforços e trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Medeiros, Ademir Freire de; Carvalho, Márcio da Silveira; Ponce Flores, Ranena Verónica. **Estudo Experimental da Injeção de Solução Polimérica em Arenitos**. Rio de Janeiro, 2020. 97p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Após uma jazida de petróleo ser encontrada, a produção de óleo ou gás é feita através de um poço produtor que é perfurado até atingir as camadas de rocha onde os hidrocarbonetos estão alojados. Com a constante produção, a pressão de reservatório decresce até atingir um nível que é insuficiente para o aproveitamento econômico. Geralmente, utiliza-se a injeção de água para manter o nível de pressão do reservatório. Nos estudos 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 de fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos se moverem e, mais importante, a quantidade de fluidos que pode ser extraída. Através do método convencional de injeção de água objetiva-se a manutenção da pressão do reservatório e o deslocamento de óleo em direção aos poços produtores. A água (fluido deslocante) tende a ocupar gradualmente o espaço antes ocupado pelo óleo (fluido deslocado), contudo, por efeitos capilares, uma parcela do óleo não é retirada do meio poroso configurando o que chamamos óleo residual. Em função da razão de mobilidade da água e do óleo, a frente de deslocamento não é uniforme, e um grande volume do reservatório não é atingido pela água de injeção. A adição de polímero à água de injeção visa o aumento da viscosidade da água, e assim, melhorar a razão de mobilidade água-óleo, aumentando a eficiência de varrido uma vez que uniformiza a frente de avanço, reduzindo a formação de caminhos preferenciais no reservatório. Além de diminuir a razão de mobilidade, soluções poliméricas podem contribuir para um melhor deslocamento de óleo em escala de poro, a partir de seu efeito elástico, reduzindo, portanto, a saturação de óleo residual. Contudo, tal mecanismo em micro-escala, ou seja, em escala de poro não é totalmente compreendido. O presente trabalho preocupa-se principalmente em analisar o fator de recuperação do óleo e saturação de óleo residual após processo de deslocamento de óleo por água salgada, solução polimérica de poliácridamida

parcialmente hidrolisada (HPAM) e solução de glicerina em testemunhos de Arenito Bentheimer. Um porta-testemunho especial foi utilizado para a realização dos testes de deslocamento, sendo monitoradas a variação de pressão ao longo da amostra, além dos volumes de injeção e produção de fluidos em função do tempo.

Palavras-chave

Recuperação Avançada de Óleo; Injeção de Soluções Poliméricas; Viscoelasticidade; Razão de Mobilidade; HPAM

Abstract

Medeiros, Ademir Freire de; Carvalho, Márcio da Silveira (Advisor); Ponce Flores, Ranena Verónica (Co-Advisor). **Experimental Study of Polymeric Solution Injection in Sandstones**. Rio de Janeiro, 2020. 97p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

After an oil deposit is found, oil or gas is produced through a production well that is drilled until it reaches the rock layers where the hydrocarbons are housed. With constant oil production, the reservoir pressure decreases until it reaches a level that is insufficient for economic use. Water injection is generally used to maintain the reservoir pressure level. It is essential to know the basic rock and fluid properties to study an oil reservoir. These properties determine the volume of fluids in the porous medium, their distribution, the ability of these fluids to move, and most importantly, the volume of fluids that can be extracted. The conventional water injection method aims to maintain the reservoir pressure and the oil displacement towards the producing wells. Water (displacing fluid) tends to gradually occupy the space previously occupied by oil (displaced fluid), however, due to capillary effects, an oil portion is not removed from the porous medium, configuring what we call residual oil. Because of the water-oil mobility ratio, the displacement front is not uniform and a large volume of the reservoir is not reached by the injection water. Polymer addition in the injection water aims at increasing water viscosity, and thus, improving the water-oil mobility ratio, increasing the sweeping efficiency since it unifies the advance front, reducing the formation of preferential paths in the reservoir. Besides reducing the mobility ratio, polymeric solutions can contribute to a better oil displacement in pore-scale, based on its elastic effect, reducing residual oil saturation. However, this mechanism is not fully understood in the micro-scale. The present work is concerned with analyzing oil recovery factor and residual oil saturation after the oil displacement process by saltwater, polymeric solution of partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM), and glycerin solution in sandstone Bentheimer samples. A special core holder was used to displacement tests, the injection differential pressure on the sample was monitored, in addition to the injection volumes and production volume as a function of time.

Keywords

Enhanced Oil Recovery; Polymer Solution Injection; Viscoelasticity; Mobility Ratio; HPAM

Sumário

1 Introdução	16
1.1. Introdução.....	16
1.2. Estrutura da Dissertação.....	20
2 Conceitos Fundamentais	22
2.1. Injeção de Água	22
2.2. Propriedades dos Fluidos e Meios Porosos	23
2.2.1. Elasticidade	23
2.2.2. Viscosidade	24
2.2.3. Viscoelasticidade	26
2.2.3.1. Modelo viscoelástico de Kelvin – Voigt	26
2.2.3.2. Modelo viscoelástico de Maxwell.....	27
2.2.4. Porosidade	28
2.2.5. Saturação	28
2.2.6. Pressão Capilar	29
2.2.7. Número de Capilaridade	30
2.2.8. Permeabilidade	31
2.2.9. Mobilidade e Razão de Mobilidade.....	32
2.2.10. Eficiência de varrido e Eficiência de deslocamento	33
2.3. Recuperação de Óleo	34
2.4. Recuperação Avançada de Óleo	34
2.5. Injeção de Soluções Poliméricas	36
2.6. Objetivos.....	39
3 Metodologia Experimental	40
3.1. Bancada Experimental	41
3.1.1. Procedimento Experimental.....	45
3.2. Amostras de Rocha.....	50
3.2.1. Limpeza das Amostras.....	51

3.3. Fluidos	52
3.3.1. Fase Aquosa – Solução Salina	52
3.3.2. Óleo Shell Morlina 150	53
3.3.3. Óleo Drakeol 7	54
3.3.4. Solução Polimérica – HPAM 0,1% (p/p)	55
3.3.5. Solução de Glicerina	59
4 Resultados e Discussões	61
4.1. Porosidade	61
4.2. Teste de Retenção	63
4.2.1. Primeira Injeção – Água Salina	63
4.2.2. Segunda Injeção – Solução Polimérica de HPAM	64
4.2.3. Terceira Injeção – Segunda Injeção de Água Salina	65
4.3. Teste de Deslocamento de Óleo de Alta Viscosidade	67
4.3.1. Primeiro Teste: Óleo Morlina – Injeção sequencial de água e HPAM 0,1% (p/p) a vazão constante (amostra de arenito BH4B)	67
4.3.2. Segundo Teste: Óleo Morlina – Injeção contínua de água e de HPAM 0,1% (p/p) a vazão variável (amostras de arenito BH4C e BH4A)	69
4.3.2.1. Injeção de Água Salina (Amostra BH4C)	70
4.3.2.2. Injeção de Solução Polimérica (BH4A)	72
4.4. Teste de Deslocamento de Óleo de Baixa Viscosidade	75
4.4.1. Primeiro Teste: Óleo Drakeol 7 – Injeção contínua de água salina a vazão variável (amostra de arenito – BH4A)	76
4.4.2. Segundo Teste: Óleo Drakeol 7 – Injeção contínua de HPAM 0,1% (p/p) a vazão variável (amostra de arenito BH4B)	78
4.5. Deslocamento de Óleo por Solução de Glicerina	81
4.5.1. Baixa Velocidade – Vazão de 0,246 cm ³ /min	82
4.5.2. Alta Velocidade – Vazão de 2,46 cm ³ /min	86
4.5.2.1. Injeção Sequencial Água Salina – Solução de Glicerina	86
4.5.2.2. Injeção sequencial água salina – solução de HPAM 0,1% (p/p)	88
5 Comentários Finais	92
5.1. Conclusões	92
5.2. Sugestões	94
6 Referências Bibliográficas	95

Lista de figuras

Figura 1: Produção de energia primária no Brasil (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2018).	18
Figura 2: Oferta de energia no mundo em 2016 (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2018).	18
Figura 3: Crescimento da produção brasileira de petróleo (ANP).	19
Figura 4: Esquema de injeção de água (Santos et al., 2010).	22
Figura 5: Formação de viscous fingering (Farias, 2013).	23
Figura 6: Modelo de placas paralelas utilizadas por Newton para explicar a viscosidade de um fluido.	24
Figura 7: Modelo viscoelástico de Kelvin – Voigt.	26
Figura 8: Modelo viscoelástico de Maxwell.	27
Figura 9: Fluxo linear em meio poroso horizontal (Salas, 2014).	31
Figura 10: Comparação entre a injeção de água e a injeção de soluções poliméricas (Green, Willhite 1998).	37
Figura 11: Comparação entre as injeções de água, glicerina e solução polimérica (Wang, 2000).	38
Figura 12: Deslocamento de gânglio de óleo por injeção de solução polimérica (Lima, 2015).	38
Figura 13: Esquema interno da estufa do CFS onde se encontram o core holder e três acumuladores tipo pistão.	40
Figura 14: Esquema simplificado do arranjo experimental.	41
Figura 15: Sistema de válvulas do equipamento Core Flooding System (CFS).	42
Figura 16: Face de injeção do core holder indicando as ranhuras.	44
Figura 17: Foto da medição da massa da amostra na balança OHAUS.	46
Figura 18: Amostra de rocha a ser saturada no dessecador.	47
Figura 19: Formação de bolhas de ar no início da saturação da amostra.	47
Figura 20: Foto da medição da massa da amostra após saturação com a solução salina.	48
Figura 21: Esquema qualitativo do cálculo da permeabilidade absoluta.	49

Figura 22: Coletor de frações usado para coleta da produção dos fluidos em tubos graduados.....	50
Figura 23: Medição do diâmetro da amostra de Bentheimer.	51
Figura 24: Extrator Soxhlet para limpeza das amostras de rocha.	52
Figura 25: Picnômetro.	53
Figura 26: Curva de viscosidade em função da temperatura do óleo Morlina150.	54
Figura 27: Curva de viscosidade em função da temperatura do óleo Drakeol 7.	55
Figura 28: Fórmula estrutural do HPAM.	56
Figura 29: Preparo da solução polimérica HPAM 0,1% (p/p).	56
Figura 30: Gráfico da viscosidade do HPAM 0,1% (p/p) em função da taxa de cisalhamento.	57
Figura 31: Reômetro rotacional Physica MCR 501.	57
Figura 32: Tensiômetro Tracker TECLIS.....	59
Figura 33: Banho LAUDA Viscotemp 15 e viscosímetro Ubbelohde.	60
Figura 34: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: primeira injeção de água salina.	64
Figura 35: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: injeção de solução polimérica.....	65
Figura 36: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: segunda injeção de água salina.	66
Figura 37: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução polimérica a vazão constante de 0,246 cm ³ /min (amostra BH4B).....	68
Figura 38: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução polimérica a vazão constante de 0,246 cm ³ /min (amostra BH4B).	68
Figura 39: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção monofásica de água salina a vazão variável (amostra BH4C).	71
Figura 40: Saturação de óleo para o Morlina em função do número de capilaridade: injeção monofásica de água salina a vazão variável (amostra BH4C).....	71
Figura 41: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção monofásica de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4A).	73
Figura 42: Saturação de óleo residual do óleo Morlina em função do número de capilaridade. Injeção monofásica de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4A).....	73

Figura 43: Comparação dos resultados de fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção para as injeções monofásicas de água salina e de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4C e BH4A, respectivamente.	74
Figura 44: Comparação dos resultados de saturação de óleo do óleo Morlina em função do número de capilaridade para a injeção de água salina e solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4C e BH4A, respectivamente.	75
Figura 45: Fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção de água salina a vazão variável (amostra BH4A).	77
Figura 46: Saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado. Injeção de água salina a vazão variável (amostra BH4A).	77
Figura 47: Fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4B).	78
Figura 48: Saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado. Injeção de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4B).	79
Figura 49: Comparação dos resultados do fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção para a injeção de água salina e injeção de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4A e BH4B, respectivamente.	79
Figura 50: Comparação dos resultados de saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado para a injeção de água salina e injeção de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4B e BH4A, respectivamente.	80
Figura 51: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a baixa velocidade ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$).	83
Figura 52: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a baixa velocidade ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$).	84
Figura 53: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).	87
Figura 54: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).	88
Figura 55: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).	89

Figura 56: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado.

Injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$)..... 89

Lista de tabelas

Tabela 1: Detalhes técnicos dos componentes da bancada experimental.....	42
Tabela 2: Composição mineral do arenito Bentheimer.	51
Tabela 3: Propriedades Shell Morlina 150.....	54
Tabela 4: Propriedades Drakeol 7.	55
Tabela 5: Tensão interfacial.....	59
Tabela 6: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4A.	61
Tabela 7: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4B.	61
Tabela 8: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4C.	62
Tabela 9: Dados da massa da amostra seca e saturada para obtenção da porosidade.	62
Tabela 10: Dados de volume poroso e de porosidade das amostras.....	62
Tabela 11: Dados de vazão e pressão para a primeira injeção de água salina. .	63
Tabela 12: Dados de vazão e pressão para a injeção de solução polimérica. ...	64
Tabela 13: Dados de vazão e pressão para a segunda injeção de água salina. .	66
Tabela 14: Dados de injeção de água salina utilizados na amostra BH4C.	70
Tabela 15: Dados de injeção da solução polimérica na amostra BH4A.....	72
Tabela 16: Dados de injeção de água salina utilizados na amostra BH4A.	76
Tabela 17: Dados de injeção da solução polimérica – arenito BH4B.....	78
Tabela 18: Resultados obtidos durante os processos de injeções monofásicas de água salina e solução polimérica a vazão variável no deslocamento dos óleos Shell Morlina e Drakeol 7.	81
Tabela 19: Viscosidades dinâmicas das soluções de glicerina.	82
Tabela 20: Dados da injeção sequencial água salina–glicerina na vazão de 0,246 cm ³ /min.	83
Tabela 21: Resultados obtidos durante os processos para as injeções sequenciais de água salina – glicerina e de água salina – polímero a baixa velocidade (Q = 0,246 cm ³ /min).....	85
Tabela 22: Viscosidade das misturas de água com glicerina.	86
Tabela 23: Dados da injeção sequencial (vazão de 2,46 cm ³ /min).	87
Tabela 24: Dados de injeção sequencial de água salina – HPAM 0,1% (p/p) na vazão de 2,46 cm ³ /min.....	88
Tabela 25: Resultados obtidos durante os processos de injeções sequenciais de água salina–glicerina e de água salina–polímero a alta velocidade (Q = 2,46 cm ³ /min).	90

“Quando um homem que carrega um pão se encontra com outro que também traz um pão, ao trocarem seus pães, cada um segue com apenas um pão. Se cada um deles, traz consigo uma ideia, ao trocarem suas ideias, cada qual segue caminho com duas ideias”. (Provérbio Chinês)

1

Introdução

1.1.

Introdução

Registros históricos afirmam que por volta de 4000 a.C. o ser humano já havia tido contato com o petróleo. Era utilizado na pavimentação de estradas, no aquecimento e iluminação dos povos do Egito, Mesopotâmia e Pérsia.

A Bíblia judaico-cristã faz menção, no capítulo 6 de seu primeiro livro, ao petróleo na construção da arca de Noé. De igual modo, o petróleo foi empregado na edificação da Torre de Babel e dos Jardins Suspensos da Babilônia, no embalsamento dos mortos pelos egípcios, além de usado na união dos blocos de rochas de suas Pirâmides. Sabe-se também, através da arqueologia, que o mesmo era conhecido na América pelos povos pré-colombianos incas e astecas.

Conhecido, portanto desde tempos antigos, o petróleo, já faz certo tempo, é tema que preocupa a todos os países. No cerne de sua discussão, assistimos às questões econômicas se misturarem com questões políticas.

Conforme citou o geógrafo e geopolítico francês Yves Lacoste, “*a Geografia serve para fazer a guerra*”, revelando o carácter político do domínio desta área de conhecimento. Parafraseando-o, podemos afirmar que o petróleo serve, da mesma forma, para fazer guerra. O petróleo, desse modo, tornou-se um recurso estratégico. Haja vista uma das prioridades das tropas alemãs ao invadir, na Segunda Guerra Mundial a, até então, União Soviética era a de controlar os campos de petróleo da região de Baku.

Mais um forte exemplo da importância do domínio desta fonte de energia, se deu após a imposição de um embargo estadunidense às exportações de petróleo para o Japão, o que levou o comando japonês ao entendimento de que a guerra seria inevitável. Some-se a isso a possibilidade de o Japão apoderar-se das reservas petrolíferas da atual Indonésia. Diante de tais fatos, o Japão deflagra em 1941 o ataque surpresa a base de Pearl Harbor nos Estados Unidos.

No cenário do Oriente Médio, a exploração de petróleo começou no Irã em 1902, por iniciativa de companhias inglesas. Em outros países da região, a exploração começou bem mais tarde, quando empresas dos Estados Unidos e da França passaram a ter participação na exploração. Com o objetivo de definir

políticas de produção e de preço, os países árabes produtores fundaram na Conferência de Bagdá, em 1960, a organização dos países exportadores de petróleo – OPEP. O petróleo passou a ter, assim, um papel cada vez mais importante no destino do Oriente Médio. Fato que ratifica isso é quando em 1973, por exemplo, na guerra do Yom Kipur, entre Israel, Egito e Síria, a OPEP diminuiu a produção e elevou os preços do petróleo a fim de forçar os países ocidentais a limitar a ação de Israel na guerra.

Finalmente, outro notável marco na história mundial relacionado ao petróleo foi a Guerra do Golfo entre 1990 – 1991. Nesse episódio houve invasão do Kuwait pelo Iraque. Este, através de Saddam Hussein, argumentava que aquele país praticava uma política de abundante extração de petróleo levando a uma queda nos preços e, portanto, prejudicando a economia iraquiana. Com o conflito e fechamento do Golfo Pérsico os Estados Unidos perderam seus fornecedores. Diante dessa situação os Estados Unidos após pressionar a ONU obtiveram permissão para iniciar ataque aéreo ao Iraque.

Fatos como estes, atuais e do passado, citados e não citados aqui, descrevem a importância de se dominar todo o processo de obtenção desta que ainda é a principal fonte de energia mundial.

Pesquisas apontam que a taxa de reposição de reservas por novas descobertas tem caído nos últimos anos. E dessa forma, o aumento do fator de recuperação dos campos maduros assume grande importância para a demanda crescente de energia para os próximos anos.

De acordo com o BEN 2018 (Balanço Energético Nacional 2018 – ano base 2017), a produção nacional de petróleo cresceu 4% em 2017, atingindo a média de 2,62 milhões de barris diários. Já o BEN 2019 (ano base 2018) apresenta queda de -1,3%, atingindo a média de 2,59 milhões de barris diários. A Figura 1, exibe a produção de energia primária no Brasil, mostrando o crescimento tanto da produção de petróleo quanto de gás natural.

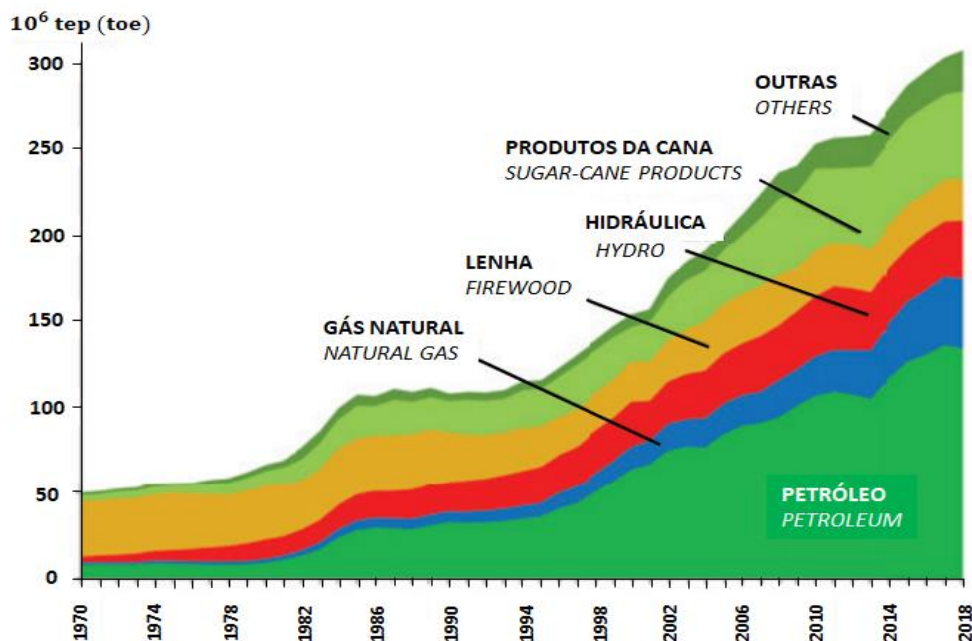


Figura 1: Produção de energia primária no Brasil (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2018).

Como apresentado na Figura 2 abaixo, a matriz energética mundial é formada em 81,1% dela por fontes de energia fóssil, donde 54% é dado por petróleo e gás natural, de acordo com o BEN 2019.

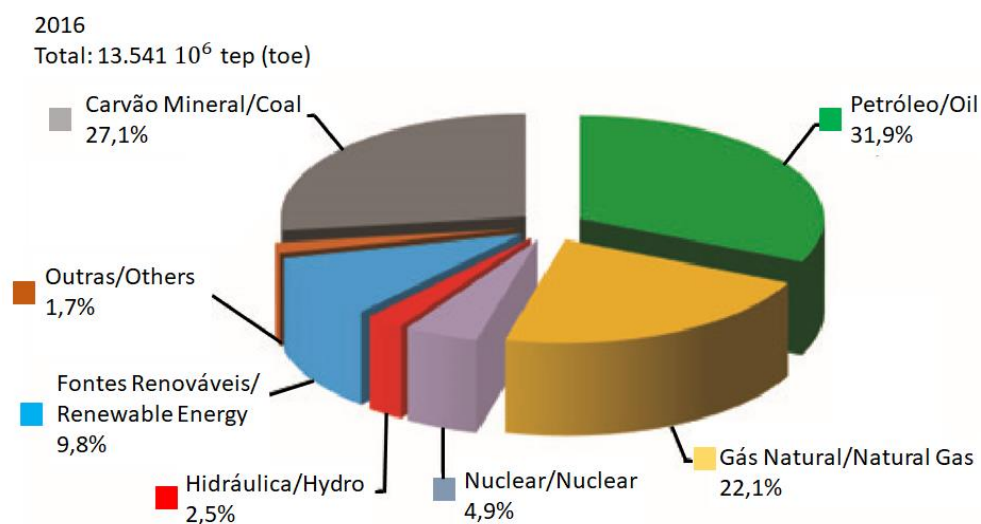


Figura 2: Oferta de energia no mundo em 2016 (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2018).

A seguir, a Figura 3 apresenta o crescimento da produção brasileira de petróleo entre os anos 2000 e 2018. Embora com quedas nos anos de 2004, 2012,

2013 e 2018, constata-se crescimento na produção de petróleo no Brasil desde o ano 2000.

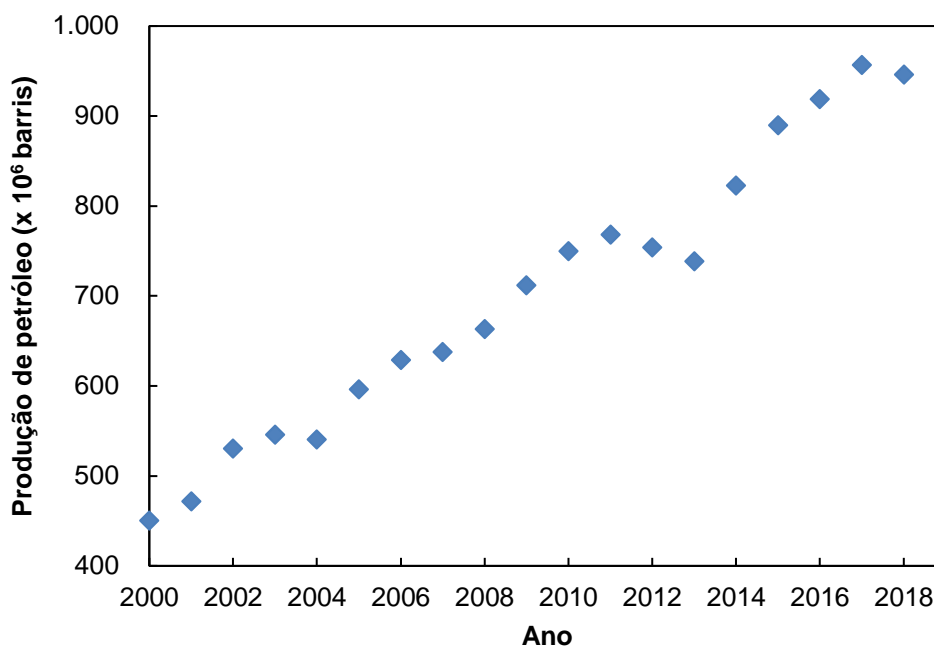


Figura 3: Crescimento da produção brasileira de petróleo (ANP).

As informações apresentadas acima corroboram para a relevância do petróleo para a economia brasileira e mundial. Por esse motivo, realizam-se inúmeros estudos nessa área de modo a buscar atingir resultados mais satisfatórios que possam refletir em um maior volume de hidrocarbonetos produzidos nos campos de petróleo.

O início da vida de um campo de petróleo é marcado pela produção de óleo devido a energia do próprio reservatório, energia esta relacionada ao processo de formação da jazida considerada. Contudo, com a produção dos hidrocarbonetos, a energia diminui tornando-se insuficiente para manter a produção viável economicamente naquela formação. Além disso, outros fatores são apontados como responsáveis pela redução de energia: descompressão dos fluidos no reservatório, forças capilares, forças gravitacionais, efeitos de viscosidade além da resistência oferecida pelas tortuosidade e estrangulamentos do próprio sistema de meio poroso.

O declínio da pressão pode ser corrigido através de técnicas que visam complementar a energia primária. Métodos de recuperação secundária, como a injeção de água, e terciária, como por exemplo a injeção de solução polimérica, têm sido amplamente avaliados. O método de injeção de água é um dos métodos

de recuperação mais utilizados haja vista a relativa facilidade de aplicação e favorável relação custo – benefício. De fato, muitos projetos tendem a implementar essa técnica logo no início da vida produtiva do campo, de modo a manter ou mesmo elevar a pressão do reservatório.

O método de injeção de solução polimérica consiste na adição de certa quantidade de polímero à água de injeção, aumentando a viscosidade da solução a ser injetada no meio poroso e diminuindo a permeabilidade efetiva à água. Consequência disso é a melhora da razão de mobilidade água – óleo e a melhora da eficiência de varrido, permitindo, portanto, uma maior produção de hidrocarbonetos. Pode-se afirmar ainda que um objetivo secundário seria a busca pela diminuição da quantidade de água injetada e, por conseguinte produzida, reduzindo, dessa forma, eventuais custos nos processos de separação e descarte.

O estudo para a aplicação do método de injeção de solução polimérica envolve conceitos multidisciplinares. Assim, desde sua seleção até sua implementação, faz-se preciso uma análise criteriosa seguida de testes preliminares. Os polímeros mais utilizados na recuperação de petróleo são polissacarídeos e poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas. São variáveis do projeto de implementação da injeção de solução polimérica, o tipo, a concentração, o tamanho do banco de injeção, dentre outros.

1.2. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação tem por objetivo realizar um estudo experimental da injeção de soluções poliméricas no deslocamento de óleo, destacando o efeito da vazão de injeção e das propriedades viscoelásticas da solução polimérica na eficiência do processo.

Este trabalho foi dividido em cinco capítulos: O Capítulo 2, “Conceitos Fundamentais”, apresenta uma breve descrição sobre os conceitos mais importantes relacionados às propriedades da rocha – fluido e recuperação melhorada de petróleo. Composto o Capítulo 3, “Metodologia Experimental”, estão a descrição da bancada experimental utilizada e dos procedimentos adotados. Em seguida, o Capítulo 4, “Resultados e Discussões”, apresenta os resultados obtidos a partir dos ensaios experimentais seguido da discussão dos mesmos. E finalmente, no Capítulo 5, “Comentários Finais”, citam-se as

conclusões de forma mais compacta, além de recomendações para trabalhos futuros.

2 Conceitos Fundamentais

Aqui, são tratados alguns conceitos importantes e uma revisão da literatura relacionados ao trabalho realizado.

2.1. Injeção de Água

A injeção de água é um dos métodos de recuperação mais empregados em todo o mundo em função da relação custo – benefício além da facilidade de sua aplicação. Esse método de recuperação secundária consiste na injeção de água no reservatório com o objetivo de manter ou mesmo de aumentar sua pressão e deslocar o óleo em direção aos poços produtores, elevando, portanto, a produção de óleo.

A água injetada na formação tem várias fontes, água subterrânea coletada através de poços, água de superfície coletada em rios e lagos, água do mar e a própria água produzida do próprio reservatório. A Figura 4 exemplifica o processo de injeção de água.

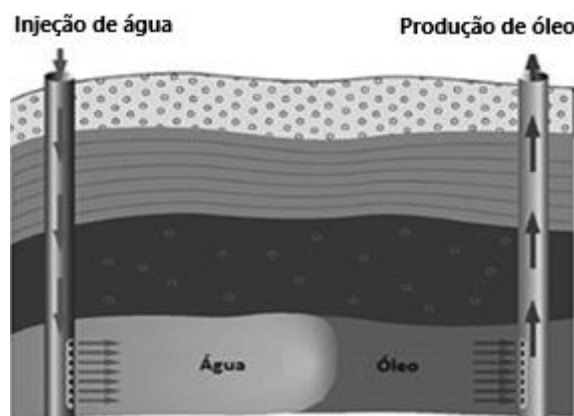


Figura 4: Esquema de injeção de água (Santos et al., 2010).

A aplicação do processo de injeção de água apresenta uma eficiência de varredura do reservatório limitada, deixando normalmente uma considerável quantidade de óleo no reservatório. A causa disso é a razão de mobilidade

desfavorável entre a água e o óleo, que se deve, principalmente, ao fato de a água apresentar menor viscosidade em comparação com a viscosidade do óleo.

Para um alto valor da razão de mobilidade observa-se o aparecimento de um fenômeno conhecido como *viscous fingering*. A frente de avanço não uniforme caracteriza-se por instabilidade, formando caminhos preferenciais para a fase aquosa, como mostrado na Figura 5. A parte clara ilustra a trajetória da água injetada. Percebe-se assim, que a água injetada atinge os poços produtores sem varrer parte significativa do reservatório.

Mesmo nas regiões varridas pela água injetada, um volume de óleo não é deslocado e permanece imobilizado por forças capilares.

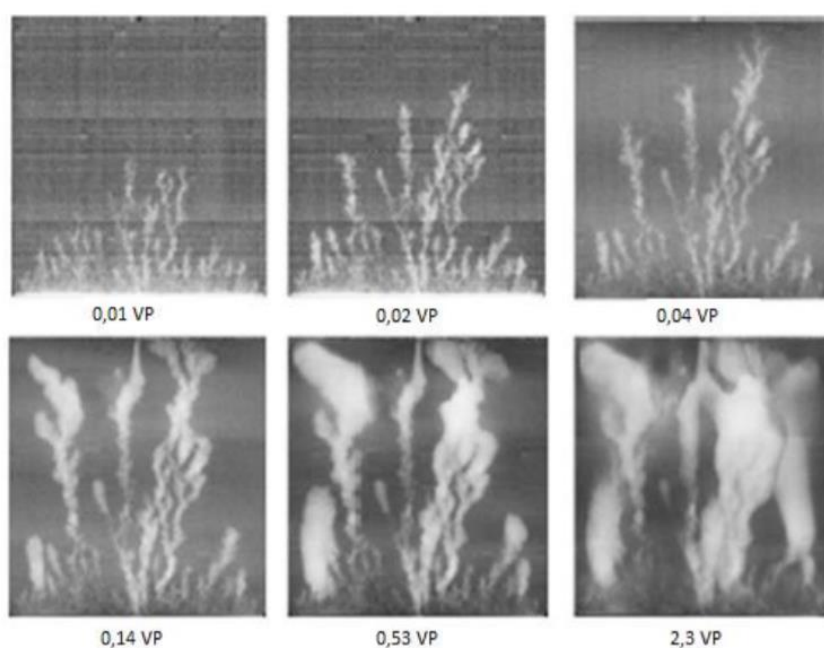


Figura 5: Formação de viscous fingering (Farias, 2013).

2.2. Propriedades dos Fluidos e Meios Porosos

2.2.1. Elasticidade

Em 1678 o inglês Robert Hooke desenvolveu sua teoria da elasticidade. Assim, a lei de Hooke descreve o comportamento mecânico ideal utilizando uma equação constitutiva na qual tensão e deformação estão relacionados por uma proporcionalidade constante, como apresentado a seguir na Equação 2.1.

$$\sigma = E\gamma \quad (2.1)$$

Onde σ é a tensão; γ é a deformação e E é o módulo de rigidez.

2.2.2. Viscosidade

Reologia é ciência que estuda a deformação e fluxo da matéria. Seus avanços e estudos ao longo do tempo contribuíram para o entendimento da natureza de inúmeros sistemas. Tais estudos têm crescente importância tecnológica nas várias indústrias, como a de borracha, plásticos, alimentos, tintas e têxteis.

Isaac Newton em 1687 escreveu sobre fluidos no famoso livro “Princípios Matemáticos da Filosofia Natural”, ou apenas Principia. Segundo Newton, a resistência advinda do atrito das partes do fluido, dado que outras condições permaneçam inalteradas, é proporcional à velocidade com que as partes do líquido são separadas umas das outras. Em sua abordagem matemática, Newton utilizou o modelo de placas paralelas de área A separadas por uma distância H , movimentadas pela aplicação de uma força de módulo F , como mostrado na Figura 6.

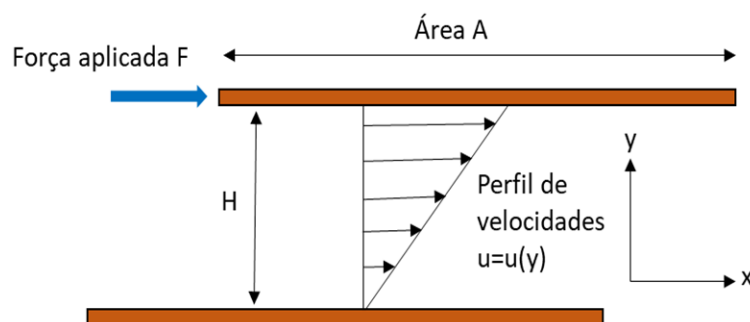


Figura 6: Modelo de placas paralelas utilizadas por Newton para explicar a viscosidade de um fluido.

A lei de Newton da viscosidade descreve um fluxo ideal na forma de uma equação constitutiva em que a tensão é proporcional à taxa de deformação através do coeficiente de viscosidade. A viscosidade de um fluido, entendida como o inverso da fluidez, mede a resistência interna oferecida ao movimento relativo de diversas partes desse fluido.

A lei de Newton da viscosidade, expressa na Equação 2.2, diz respeito a fluidos caracterizados por possuírem apenas um valor de viscosidade dados certos valores de pressão e temperatura.

$$\sigma = \eta \dot{\gamma} \quad (2.2)$$

Onde σ é a tensão cisalhante, $\dot{\gamma}$ é a taxa de deformação e η é o coeficiente de viscosidade.

Os fluidos que obedecem a esta lei são conhecidos como fluidos Newtonianos. Muitas soluções, porém, particularmente aquelas concentradas, além de dispersões, em especial contendo partículas assimétricas em formas de discos ou bastões caracterizam-se por desvios do comportamento Newtoniano e, em virtude disso, tais sistemas são designados não Newtonianos. Esses fluidos já não apresentam uma relação linear entre a tensão e a taxa de deformação.

Não há hoje uma única equação constitutiva para modelar os diferentes comportamentos mecânicos de fluidos não Newtonianos. Um exemplo de equação para fluidos não Newtonianos muito utilizada é a equação de fluido Newtoniano Generalizado, Equação 2.3, na qual a função viscosidade aparece como dependente da taxa de cisalhamento.

$$\sigma = \eta(\dot{\gamma}) \dot{\gamma} \quad (2.3)$$

Existem diversos modelos para caracterizar a variação da viscosidade. Para certos fluidos, os valores de viscosidade diminuem com o aumento da taxa de cisalhamento, diz-se que o material possui comportamento pseudoplástico (shear thinning). Por outro lado, se a viscosidade aumenta com aumento da taxa de cisalhamento, o material possui comportamento dilatante (shear thickening).

Há outros casos ainda em que se nota dependência da viscosidade com o tempo. Assim, descreve-se um fluido tixotrópico como aquele que tem sua viscosidade diminuída com o tempo para dada taxa cisalhante constante, ao passo que, para um fluido dito reopético, sob mesmas condições, sua viscosidade aumenta com o tempo.

2.2.3. Viscoelasticidade

Os comportamentos mecânicos mais simples são descritos por relações constitutivas lineares, como fluidos Newtonianos e sólidos elásticos Hookeanos. Tanto a lei de Hooke quanto a lei de Newton da viscosidade são leis lineares, e desse modo, assumem proporcionalidade direta entre tensão e deformação ou taxa de deformação, respectivamente. Contudo, vários materiais de uso domiciliar ou industrial, como soluções de alto peso molecular, apresentam um comportamento no qual a tensão depende da deformação e da taxa de deformação. Ou seja, entre os extremos clássicos – sólido ideal puramente elástico de Hooke e o fluido ideal puramente viscoso de Newton – há os materiais ditos viscoelásticos, que como o nome nos sugere, apresentam um comportamento viscoso e elástico.

Há dois modelos clássicos que modelam o comportamento viscoelástico a partir da associação de dois elementos, um amortecedor viscoso e uma mola elástica. São os modelos de *Kelvin – Voigt* e o de *Maxwell*.

2.2.3.1. Modelo viscoelástico de Kelvin – Voigt

Nesse modelo os elementos estão associados em paralelo como indicado na Figura 7, de modo que as deformações em ambos os elementos são equivalentes. Este modelo descreve o comportamento de sólidos viscoelásticos.

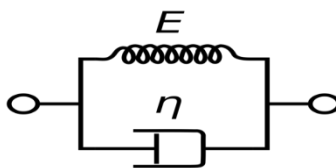


Figura 7: Modelo viscoelástico de Kelvin – Voigt.

A tensão total no sistema σ_T é a soma das contribuições individuais, da mola σ_E e do amortecedor σ_η , Equação 2.4.

$$\sigma_T = \sigma_E + \sigma_\eta \quad (2.4)$$

Reescrevendo a equação acima fazendo uso das leis de Hooke e de Newton da viscosidade, obtém-se:

$$\sigma_T = E\gamma + \eta \frac{\partial \gamma}{\partial t} \quad (2.5)$$

2.2.3.2. Modelo viscoelástico de Maxwell

No modelo de Maxwell, os elementos mola elástica e amortecedor viscoso apresentam associação em série como na Figura 8. Nesta representação, a tensão aplicada no sistema é o mesmo em cada um dos elementos. Tal modelo apresenta aproximadamente o comportamento de fluidos viscoelásticos.

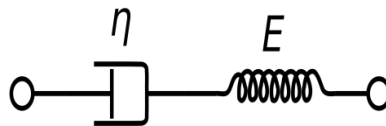


Figura 8: Modelo viscoelástico de Maxwell.

As deformações em cada elemento diferem-se e sua soma equivale a deformação total, como indicado pela equação a seguir:

$$\gamma_T = \gamma_E + \gamma_\eta \quad (2.6)$$

Derivando a equação acima e a Lei de Hooke, visto que a Lei de Newton da viscosidade já fornece a taxa de deformação, chega-se:

$$\frac{\partial \gamma_T}{\partial t} = \frac{1}{E} \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \frac{\sigma}{\eta} \quad (2.7)$$

2.2.4. Porosidade

Essa propriedade nos dá a medida da capacidade de armazenamento de fluidos nos espaços vazios de um meio poroso. A porosidade φ é o parâmetro que mede a relação entre o volume poroso V_p e o volume total V_T de um sistema poroso.

$$\varphi = \frac{V_p}{V_T} \quad (2.8)$$

Existem basicamente dois tipos de porosidades, a absoluta e a efetiva. Aquela considera o volume de poros, conectados e não conectados. Contudo, o parâmetro relevante para melhor compreensão do processo de recuperação de óleo é a porosidade efetiva, dado que considera apenas os espaços interconectados, refletindo assim, no volume de fluido que, de fato, pode ser deslocado do meio poroso e por fim, extraído do reservatório.

O volume poroso efetivo pode ser obtido através da saturação da amostra de rocha por certo fluido. De tal maneira que a diferença entre as massas da amostra saturada e seca, a partir de sua massa específica, possibilita sua determinação.

2.2.5. Saturação

Dado um meio poroso totalmente preenchido por mais de um fluido, a saturação de cada fluido é definida como a relação entre o volume do fluido considerado pelo volume poroso total. Em geral, as fases encontradas nos reservatórios são água, óleo e gás. De maneira que a soma dos volumes de cada fase (V_A, V_O, V_G) equivale ao volume poroso total. Doutra forma:

$$V_A + V_O + V_G = V_p \quad (2.9)$$

A seguir, definindo as saturações de cada fase, temos a saturação de água S_A , a saturação de óleo S_O e a saturação de gás S_G . Disso, segue que a soma das saturações é unitária.

$$S_A + S_O + S_G = \frac{V_W}{V_p} + \frac{V_O}{V_p} + \frac{V_G}{V_p} = \frac{V_p}{V_p} = 1 \quad (2.10)$$

2.2.6. Pressão Capilar

A tensão interfacial que age na interface entre dois fluidos imiscíveis pode levar a uma diferença de pressão entre ambas as fases se a interface entre elas for curva. Sendo assim, a fase que se localiza no lado côncavo da interface apresenta pressão superior em relação àquela do fluido no lado convexo. A diferença de pressão é proporcional à tensão interfacial e inversamente proporcional ao raio de curvatura da interface. No sistema poroso, tem-se um raio de curvatura da interface água – óleo muito pequeno em virtude das dimensões dos poros, levando a altos valores de pressão capilar.

Na rocha reservatório a pressão capilar é definida como a diferença entre a pressão da fase não molhante e aquela da fase molhante. Dessa forma, para um sistema água – óleo, assumindo que a água é a fase molhante, define-se a pressão capilar como mostrado na Equação 2.11.

$$P_c = P_O - P_A \quad (2.11)$$

Em que:

P_c é a pressão capilar;

P_O é a pressão da fase não molhante óleo;

P_A é a pressão da fase molhante água.

Em seguida, explicam-se os termos drenagem e embebição para melhor compreensão do estudo.

a. Drenagem

Termo que define o processo pelo qual a fase não molhante desloca a fase molhante. A água salgada contida numa amostra inicialmente 100% saturada é deslocada por óleo, caracterizando o processo de drenagem, no qual se destaca:

- i. A drenagem ocorre somente após atingir certa pressão inicial de deslocamento;
- ii. Ao passo que a saturação de água diminui, a pressão capilar aumenta;
- iii. Uma vez que se atinge a saturação de água irreduzível ou conata S_{AC} , a drenagem é interrompida para qualquer pressão imposta.

b. Embebição

Neste processo a fase molhante (água; solução polimérica; solução de glicerina) desloca a fase não-molhante (óleo). Após realizada a drenagem, o óleo contido na amostra passa a ser deslocado pelo fluido deslocante, caracterizando o procedimento da embebição. Podemos apontar as seguintes características:

- i. À medida que a saturação de água aumenta, a pressão capilar vai diminuindo e seu valor se mostra inferior àquele encontrado para a drenagem para a mesma saturação, o que indica histerese no processo de deslocamento de fluidos imiscíveis no meio poroso.
- ii. A saturação de água atinge sempre um valor máximo quando a pressão capilar se anula. Aqui, a quantidade de óleo presente no meio poroso não pode mais ser reduzida, mesmo que a pressão da fase oleosa fique menor que a pressão da fase aquosa (pressão capilar negativa). Tal saturação mínima de óleo é a sua saturação residual S_{or} .

2.2.7. Número de Capilaridade

O número de capilaridade representa a relação de forças viscosas e forças capilares em um escoamento. Esse número adimensional é definido através da Equação 2.12.

$$Ca = \frac{F_V}{F_C} = \frac{v \mu_A}{\sigma_{O-A} \cos \theta}$$

(2.12)

Onde F_V e F_C são as forças viscosas e capilares, respectivamente, v é a velocidade intersticial, μ_A é a viscosidade do fluido deslocante, σ_{O-A} é a tensão interfacial entre o óleo e a água e θ o ângulo de contato. Ao assumir que o meio poroso é fortemente molhável à água, temos que $\cos\theta = 1$, simplificando a expressão para o número de capilaridade.

$$Ca = \frac{v \mu_A}{\sigma_{O-A}} \quad (2.13)$$

2.2.8. Permeabilidade

Essa propriedade quantifica a capacidade de um meio poroso permitir, com certa facilidade ou dificuldade, o escoamento de fluidos através de seu sistema poroso. Podemos diferenciar três tipos de permeabilidades: absoluta, efetiva e relativa.

A permeabilidade absoluta refere-se àquela que caracteriza um reservatório saturado com apenas um fluido. Entende-se como a condutividade deste corpo poroso. Dá-se pela equação de Darcy (Equação 2.14), publicada pelo engenheiro francês Henry Darcy em 1856, após trabalhos com meios granulares não consolidados. Esta lei governa o escoamento de fluidos em meios porosos. Através dessa formulação, verifica-se que a vazão por unidade de área definida como velocidade de Darcy de um fluido é diretamente proporcional à permeabilidade do meio e ao gradiente de pressão e inversamente proporcional à viscosidade do fluido. A Figura 9 apresenta um esquema de fluxo linear através de um meio poroso.

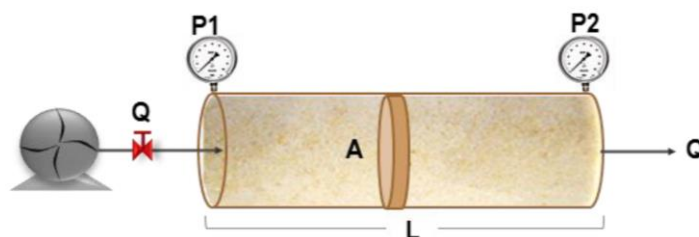


Figura 9: Fluxo linear em meio poroso horizontal (Salas, 2014).

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

(2.14)

Em que:

$\frac{q}{A}$ é a velocidade de Darcy, vazão por unidade de área;

k é a permeabilidade absoluta do meio poroso;

μ é a viscosidade do fluido injetado;

$\frac{dp}{dx}$ é o gradiente de pressão.

Por seu turno, define-se a permeabilidade efetiva k_{ef} a certo fluido quando o reservatório se encontra saturado por mais de um fluido. Assim, num reservatório saturado, por exemplo, com a fase aquosa e com a fase oleosa, podemos falar em permeabilidade efetiva à água e permeabilidade efetiva ao óleo. É importante ressaltar que essas grandezas têm íntima relação com a saturação de cada fase, de maneira que, à medida que sua saturação aumenta, sua permeabilidade efetiva aumenta.

A partir das duas definições acima, obtém-se o conceito de permeabilidade relativa k_{rel} . Trata-se de uma maneira de normalizar a permeabilidade efetiva. Geralmente o valor de permeabilidade utilizado para tal é a própria permeabilidade absoluta. Donde, define-se permeabilidade relativa como a relação entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta.

$$k_{rel} = \frac{k_{ef}}{k}$$

(2.15)

2.2.9.

Mobilidade e Razão de Mobilidade

Define-se mobilidade λ de um fluido como a razão entre sua permeabilidade efetiva e sua viscosidade dinâmica, como se segue.

$$\lambda_i = \frac{k_{efi}}{\mu_i} \quad ; \quad (i = A: \text{água}, O: \text{óleo}, G: \text{gás})$$

(2.16)

A razão de mobilidade M , por sua vez, relaciona as mobilidades do fluido deslocante (normalmente a água) e do fluido deslocado (aquele que se deseja deslocar, o óleo), como expresso na Equação 2.17.

$$M = \frac{\lambda_A}{\lambda_O} = \frac{\frac{k_A}{\mu_A}}{\frac{k_O}{\mu_O}} = \frac{k_A}{k_O} \frac{\mu_O}{\mu_A} \quad (2.17)$$

Onde:

M é a razão de mobilidade;

k_A é a permeabilidade efetiva à água;

k_O é a permeabilidade efetiva ao óleo;

μ_A é a viscosidade da água;

μ_O é a viscosidade do óleo.

Para razões de mobilidade maiores que 1, entende-se, pela própria definição, que o fluido deslocante tem maior mobilidade em relação ao óleo. Essa razão de mobilidade entre os fluidos leva a uma frente de deslocamento não uniforme.

2.2.10.

Eficiência de varrido e Eficiência de deslocamento

A eficiência de varrido é a razão entre o volume deslocado e o volume total. O conceito de eficiência de varrido está diretamente ligado ao de razão de mobilidade, de modo que razões de mobilidade próximas do valor 1, ditas favoráveis, levam à uma maior uniformização da interface entre os fluidos deslocantes e aquele que se pretende deslocar, melhorando, portanto, a eficiências de varrido.

Por outro lado, altos valores para razão de mobilidade implicam num maior deslocamento da fase aquosa em relação ao deslocamento da fase oleosa, isto é, nessa situação tem-se frentes de avanço não estáveis reduzindo a região varrida do reservatório e diminuindo a eficiência desse processo de deslocamento.

A respeito da eficiência de deslocamento, também chamada de eficiência microscópica, configura-se com a mobilização e consecutiva redução da saturação de óleo na escala de poro na região invadida pelo fluido deslocante.

A eficiência de recuperação é dada pelo produto das eficiências de varrido e de deslocamento (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2006).

2.3. Recuperação de Óleo

Tradicionalmente, a recuperação de petróleo é dividida em três etapas: recuperação primária, secundária e terciária. A chamada recuperação primária resulta do deslocamento de óleo apenas pela própria energia do reservatório, energia esta, manifesta principalmente sob a forma de pressão.

A eficiência deste método é função do mecanismo de produção do reservatório, cujos principais exemplos são gás em solução, capa de gás, influxo de água e/ou uma combinação de mais de um destes. Havendo queda da pressão, por consequência, tem-se redução da produção do óleo. Neste momento aplica-se a recuperação secundária. Nesta etapa, injeta-se um fluido comum ao reservatório, água ou gás, com a finalidade de manter ou mesmo a de aumentar a pressão do reservatório e desloca o óleo em direção aos poços produtores.

Contudo, observa-se que esse método apresenta baixa eficiência. Um volume significativo de óleo não é removido do reservatório. E dessa forma, a recuperação terciária é implementada. Esta denominação se deu tão somente pela ordem cronológica a que os procedimentos eram aplicados. Este tipo de recuperação utiliza métodos mais sofisticados e, portanto, mais caros para recuperação de petróleo.

2.4. Recuperação Avançada de Óleo

A recuperação avançada de óleo se dá pela injeção no reservatório de fluidos que interagem com o sistema rocha-óleo do reservatório, criando condições necessárias à recuperação. Antes chamada de recuperação terciária, o objetivo da recuperação avançada é incrementar o fator de recuperação em relação aos valores advindos da recuperação primária e/ou secundária. Atualmente, a recuperação terciária é conhecida como recuperação avançada ou Enhanced Oil Recovery – EOR. De acordo com Rosa, Carvalho, & Xavier (2006), a conceituação deste método como recuperação terciária é hoje equivocada se

tivermos em vista que a ordem cronológica dos métodos de recuperação já não é tão rigorosa. Disso decorre que métodos ditos terciários, a depender do projeto, podem ser implementados antes daqueles ditos secundários.

De maneira geral, tais métodos agem com a finalidade de aumentar a viscosidade do fluido deslocante, diminuir a viscosidade do óleo, alterar propriedades do sistema poroso, como por exemplo alteração da permeabilidade ou tamponamento de determinados poros, diminuição da tensão interfacial, dentre outros. É possível destacar quatro principais divisões: métodos térmicos, métodos miscíveis, métodos químicos e métodos microbiológicos.

Os métodos térmicos visam ceder calor ao reservatório para redução da viscosidade do óleo com o propósito de facilitar seu deslocamento em direção aos poços produtores. Divide-se em duas vertentes: Injeção de fluidos aquecidos e combustão *in situ*. Normalmente aplica-se este método em reservatórios com óleos de viscosidade elevada. Além disso, a razão da aplicação desta técnica reside no fato de que apenas a injeção de água ou gás não será efetiva visto que possuem alta mobilidade.

Os métodos miscíveis, por seu turno, são adotados em reservatórios onde há altas tensões interfaciais, o que reduz a eficiência de deslocamento do óleo. Para esse caso, a proposta é a injeção de fluidos miscíveis à fase oleosa para que, reduzindo as tensões interfaciais, haja diminuição da saturação residual. Exemplos de fluidos injetados com tal propósito são dióxido de carbono, gás natural e dióxido de nitrogênio.

A adição de bactérias na água de injeção configura o método microbiológico. Seu emprego se fundamenta no fato de que em contato com o óleo, os microrganismos, via reações químicas, fragmentam as cadeias mais longas do hidrocarboneto resultando num óleo mais leve e menos viscoso, e logo, com maior facilidade de ser deslocado.

Os métodos químicos, de maneira geral, consistem na aplicação de fluidos de injeção visando redução da tensão interfacial entre os fluidos deslocante e deslocado aumentando a eficiência de deslocamento. Outro objetivo deste método é a redução da razão de mobilidade, obtendo assim, aumento da eficiência de varrido. Destacam-se: a injeção de solução polimérica, a injeção de tensoativos, a injeção de emulsões e a injeção de soluções alcalinas.

Esta dissertação tem como foco a análise do processo de injeção de soluções poliméricas como método de recuperação avançada de óleo.

2.5. Injeção de Soluções Poliméricas

Polímeros são compostos de origem natural ou sintética com massa molar da ordem de 10^4 a 10^6 g/mol, formados pela repetição de um grande número de unidades químicas. São entidades químicas referidas como macromoléculas resultantes da reação de polimerização, isto é, quando um grande número de repetidas moléculas conhecidas como monômeros se ligam para formar uma macromolécula. Seja natural ou artificial, os polímeros têm larga aplicação em nossa sociedade moderna, indústria de alimentos, têxteis, borrachas, etc.

Alguns tipos de polímeros podem ser dissolvidos em água. Nisso reside o interesse para o processo de recuperação de petróleo. Como dito outrora, a adição de polímero à água de injeção tem como finalidade o aumento da viscosidade desta e redução da permeabilidade relativa da fase aquosa.

A injeção de soluções poliméricas é um dos métodos de recuperação avançada de petróleo – EOR, classificado como método químico, onde um dos objetivos é, através da viscosificação da água de injeção, diminuir a mobilidade da fase deslocante no meio poroso e, portanto, diminuir também o valor da razão de mobilidade. Tem-se com isso aumento na recuperação de petróleo visto que aumenta a eficiência de varrido. Além do componente viscoso, contudo, outro ponto a ser estudado neste trabalho será o efeito da viscoelasticidade do polímero no processo de deslocamento de óleo.

A injeção de polímeros se mostrou econômica e tecnologicamente viável em vários projetos de recuperação avançada de petróleo, pois se trata de um método cujos custos de implementação e operação são relativamente baixos, se comparado com outros métodos de recuperação avançada.

A injeção de soluções poliméricas estabiliza a frente de deslocamento de óleo, tornando-a mais uniforme, melhorando a eficiência de varrido do meio poroso como esquematizado na Figura 10.

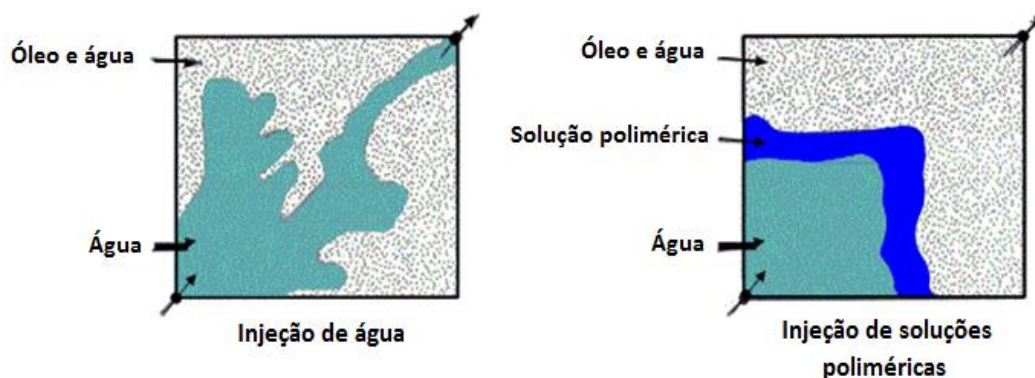


Figura 10: Comparação entre a injeção de água e a injeção de soluções poliméricas (Green, Willhite 1998).

É importante destacar da literatura alguns trabalhos que buscaram estudar e compreender a injeção de soluções poliméricas e seu comportamento no interior dos reservatórios de petróleo.

Sandiford (1964) realizou estudos em laboratório com Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada – HPAM para comprovar sua eficiência em aumentar a viscosidade da água de injeção no intuito de elevar o fator de recuperação do óleo.

Smith (1970) estudou o comportamento de soluções poliméricas escoando em meios porosos. Foram investigados dentre outros efeitos, aqueles concernentes a retenção do polímero, redução da mobilidade com a salinidade e degradação mecânica. Soluções poliméricas de alto peso molecular, além de simplesmente promover aumento da viscosidade da água de injeção podem apresentar um comportamento viscoelástico, o qual pode contribuir no processo de deslocamento de óleo pela fase aquosa, tanto em escala macroscópica quanto em escala microscópica.

Em 1992, Ranjbar fez estudos em amostras naturais e artificiais observando que existe certa taxa de injeção crítica acima da qual era possível observar efeitos viscoelásticos no escoamento de soluções poliméricas através de meios porosos.

Wang (1994), realizando experimentos com soluções poliméricas em meios porosos, observou efeitos viscoelásticos. Este comportamento é fortemente dependente da taxa de deformação sofrida pelo fluido em meios porosos.

Em 2000, Wang e colaboradores realizaram estudos que correlacionam o aumento da recuperação de óleo em escala microscópica à elasticidade das soluções poliméricas. Foram feitos testes em laboratório com fluidos Newtonianos (água e glicerina) e soluções poliméricas (HPAM). Eles observaram a redução do volume de óleo no meio poroso com a injeção de soluções poliméricas

viscoelásticas de acordo com a Figura 11, na qual vemos os resultados obtidos por Wang.

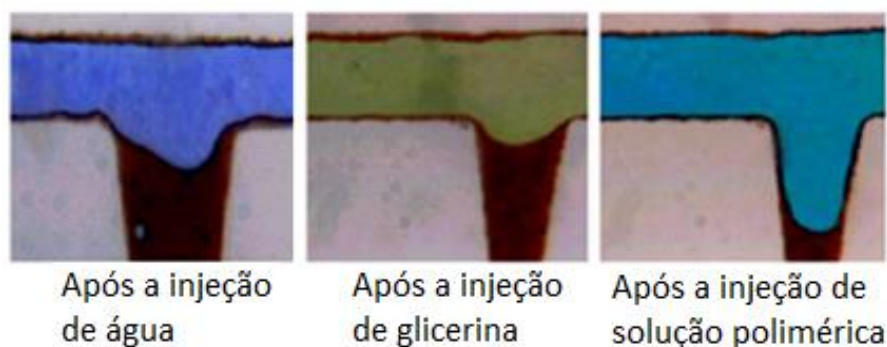


Figura 11: Comparação entre as injeções de água, glicerina e solução polimérica (Wang, 2000).

De acordo com Afsharpoor (2012), o comportamento elástico de soluções poliméricas é relevante, não apenas para reduzir a razão de mobilidade, mas também para melhorar o deslocamento de óleo em escala de poro, resultando no aumento da queda de pressão da fase aquosa no escoamento pelas gargantas, e seguidamente, mobilizando gânglios de óleo e reduzindo a saturação de óleo residual.

Conforme estudos recentes, como aqueles feitos por Lima (2015), após uma região do reservatório ser varrida pela fase aquosa, um determinado volume de óleo fica retido nos poros por forças capilares, representando a saturação residual de óleo S_{or} . Um gânglio de óleo aprisionado poderá ser mobilizado se a diferença de pressão nas extremidades do gânglio for maior do que a pressão capilar. Forças viscoelásticas podem levar a um aumento dessa diferença de pressão e consequentemente, reduzir a saturação residual de óleo.

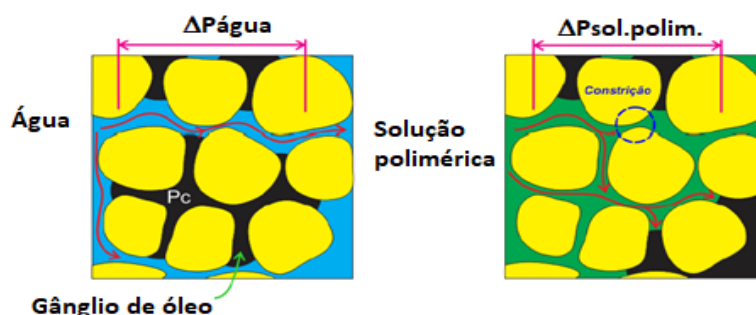


Figura 12: Deslocamento de gânglio de óleo por injeção de solução polimérica (Lima, 2015).

2.6. Objetivos

O conhecimento dos efeitos micro e macroscópico do processo de injeção de solução polimérica é essencial para o correto gerenciamento de reservatórios de petróleo. Sabe-se, das experiências de campo e de laboratório, que soluções poliméricas empregadas como fluidos de injeção na recuperação de petróleo atuam macroscopicamente a partir de seu componente viscoso na eficiência de varrido. Contudo, os seus efeitos viscoelásticos não são totalmente compreendidos até o presente momento.

O objetivo deste trabalho é estudar experimentalmente os efeitos viscoelásticos da solução polimérica de HPAM 0,1% (p/p) no processo de deslocamento de óleo e a respectiva resposta do fator de recuperação em amostras de arenitos Bentheimer sob condições próximas daquelas de reservatório reais (temperatura de 40 °C e pressão confinante de 3000 psi).

Foram realizados experimentos de injeção de fluidos Newtonianos (água salina e solução de glicerina com viscosidade igual a viscosidade da solução polimérica) e fluidos não Newtonianos (solução de HPAM) para a análise do efeito da viscoelasticidade de soluções poliméricas na redução da saturação de óleo residual e aumento do fator de recuperação.

Os resultados obtidos permitirão uma compreensão mais profunda dos mecanismos relacionados com a injeção de polímeros como método que busca melhorar a recuperação de óleo.

3 Metodologia Experimental

A etapa experimental foi realizada no Laboratório de Microhidrodinâmica e Escoamentos em Meios Porosos da PUC – Rio. O “Core Flooding System – CFS”, modelo CFS-830-SS, fabricado pela TEMCO, foi utilizado nos testes de deslocamentos de fluidos através do meio poroso, como mostra a Figura 13.

Faz-se aqui uma descrição dos equipamentos e dos procedimentos adotados neste trabalho a fim de investigar o comportamento da injeção de solução polimérica no processo de deslocamento de óleo.

Os testes de deslocamento foram realizados utilizando amostras de arenito Bentheimer, soluções de água salina, solução de HPAM 0,1% (p/p), soluções de glicerina, óleo mineral Drakeol 7 e óleo Shell Morlina 150, sob condições de temperatura e pressão de confinamento constantes.

Ao todo, foram utilizadas 3 amostras de arenito, numa série de experimentos, sendo necessário um processo de limpeza após cada experimento para restaurar propriedades como porosidade e permeabilidade.



Figura 13: Esquema interno da estufa do CFS onde se encontram o core holder e três acumuladores tipo pistão.

3.1. Bancada Experimental

A bancada experimental utilizada neste trabalho é apresentada a seguir. A mesma tem por finalidade o estudo do deslocamento de óleo por outro fluido, tal como água salina, soluções poliméricas e soluções de glicerina, através de amostras de arenitos Bentheimer em condições que se aproximam daquelas de reservatórios, a saber, confinamento de aproximadamente 3000 psi e temperatura de 40 °C. Aqui, busca-se principalmente observar a alteração na curva de produção do óleo quando este é deslocado pelos diferentes fluidos citados anteriormente, tendo como caso base o deslocamento de óleo por água salina.

O dispositivo experimental utilizado nos testes é apresentado abaixo na Figura 14. A Figura 15 mostra a visão externa do Core Flooding System.

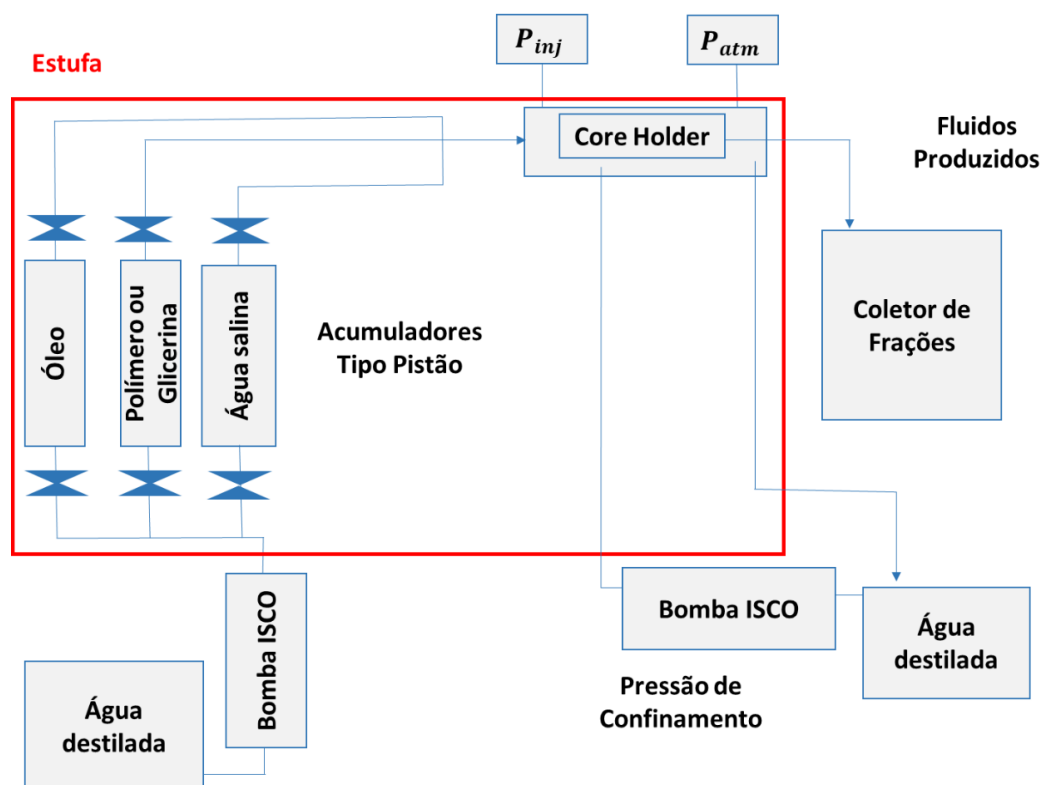


Figura 14: Esquema simplificado do arranjo experimental.



Figura 15: Sistema de válvulas do equipamento Core Flooding System (CFS).

A seguir, a Tabela 1 apresenta alguns detalhes técnicos dos equipamentos utilizados.

Tabela 1: Detalhes técnicos dos componentes da bancada experimental.

Dispositivo	Quantidade	Fabricante	Modelo
Bomba hidráulica	1	-	-
Bomba	1	Teledyne ISCO	500 – DX
Coletor de frações	1	Gilson	FC 204
Computador	1	Dell	Intel Pentium Dual 2.40
Transdutor de pressão	2	Validyne	DP363 – 40
Transdutor de pressão	2	Honeywell	TJE
Estufa	1	Despatch	LBB2 – 18 – 1

Assim se apresenta o aparato experimental utilizado:

- Core Holder:

Porta amostra onde se encerra o exemplar de rocha para realização dos testes, Figura 13. Neste equipamento é aplicado o confinamento da amostra rochosa. A montagem é de tal maneira que a linha de injeção culmina numa face portadora de “ranhuras” para melhor distribuição do fluido injetado, como mostrado na Figura 16, a qual é ajustada para encostar na face da amostra. Igualmente, a face de produção apresenta a mesma estrutura. Sua fabricação foi pela LABCONTE no Brasil.

- Acumuladores:

Como mostrado na Figura 13, referem-se a cilindros acumuladores do tipo pistão onde se armazenam os fluidos que serão injetados no meio poroso. Isto é, em cada rodada de experimentos, um cilindro armazenava óleo, um segundo tinha solução de polímero (ou solução de glicerina) e o terceiro era preenchido com água salina. Injetando água destilada na parte inferior de cada acumulador, um pistão é acionado de modo a deslocar o fluido no interior do acumulador para cima e então saturar a linha indo em direção a face de injeção da amostra. Todos eles são feitos de aço inox a fim de evitar contaminação do fluido contido ali pela eventual oxidação do cilindro acumulador.

- Bombas ISCO:

A injeção de água destilada nos acumuladores era realizada por duas bombas do fabricante ISCO.

- Bomba hidráulica:

Foi usada uma bomba hidráulica, cuja função era a de injetar água destilada na parte anular entre o core holder e uma borracha cilíndrica comprimindo esta contra a amostra de rocha em seu interior e aplicando, dessa forma, a pressão de confinamento desejada. Seu funcionamento se dá com ar comprimido e tem capacidade de exercer uma pressão confinante de até 6100 psi.

- Transdutores de pressão Validyne:

De um total de cinco transdutores de pressão do fabricante Validyne, apenas dois foram utilizados para obtenção de diferenciais de pressão, um para altas pressões (até 1500 psi) e outro para baixas pressões (até 125 psi).

- Transdutores de pressão Honeywell:

Originalmente, há três transdutores desse tipo. São responsáveis pela medição da pressão de confinamento, a pressão de entrada do fluido no core holder e a pressão de saída do fluido do core holder. Sendo utilizado apenas o primeiro destes.

- Sensor de temperatura:

Utilizou-se um sensor para medição da temperatura no interior da estufa.

- Linhas de 1/8 de polegadas:
São linhas por onde se realiza o transporte dos vários fluidos no sistema.
- Filtro 0,5 μm :
Localizado na saída do acumulador da água salina, tem por finalidade impedir a passagem de óxido de ferro.
- Estufa:
Equipamento onde estão vários componentes como o core holder e acumuladores. Sua funcionalidade está no controle de temperatura dos experimentos.
- Coletor de Frações:
Dispositivo que sob certa programação coletava certos volumes dos fluidos produzidos em determinados intervalos de tempo. Foram usados tubos de vidro de 15 mL.
- Um computador:
Utilizado na aquisição e processamento de dados.

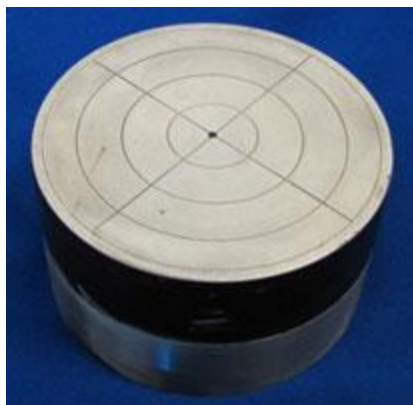


Figura 16: Face de injeção do core holder indicando as ranhuras.

3.1.1. Procedimento Experimental

Para análise do deslocamento de óleo através da injeção das soluções poliméricas e soluções de glicerina em amostras de arenito, foi utilizado o dispositivo de Core Flooding descrito acima. A amostra rochosa saturada com água salina era colocada no core holder com o cuidado de evitar bolhas de ar na linha de injeção. Imediatamente havia aplicação de confinamento até aproximadamente 1500 a 1600 psi. Para se chegar ao valor de pressão de confinamento para realização dos testes, de aproximadamente 3000 psi, ligava-se a estufa a 40 °C. Durante cada teste, se necessário, através da abertura ou fechamento de determinadas válvulas no sistema de confinamento, injetava-se mais água ou aliviava-se a pressão para manter a pressão confinante.

O preenchimento dos cilindros acumuladores normalmente era realizado antes do confinamento da amostra de rocha reservatório. Em todo caso, como a capacidade volumétrica de cada um destes era em torno de 500 mL, certas vezes se fazia necessário novo preenchimento, que era realizado diligentemente para evitar o aparecimento de ar nas linhas. Tal cuidado era, inclusive, estendido para a maneira como era realizado o preenchimento dos cilindros, fosse com água, solução polimérica, solução de glicerina ou óleo. O cilindro era apoiado na bancada inclinado para o fluido ser vertido e escoar pelas paredes a fim de impedir certa turbulência e aprisionamentos de bolhas de ar nas paredes do cilindro, como pôde ser percebido quando o fluido era despejado no cilindro apoiado verticalmente e sem certa prudência.

Após selecionada a amostra a ser utilizada, media-se sua massa na balança (fabricante OHAUS), como indicado na Figura 17.



Figura 17: Foto da medição da massa da amostra na balança OHAUS.

A amostra de rocha era, em seguida, colocada em um béquer com a solução salina e então levada ao dessecador, que se constitui de um recipiente capaz de vedar a entrada de ar, dado que em sua tampa era aplicado graxa de silicone, fechando o recipiente hermeticamente. Subsequentemente, a amostra era saturada com a solução salina através de uma bomba de vácuo.

Quando se conecta a bomba de vácuo ao dessecador, o último será despressurizado. O objetivo é forçar a saída de ar do meio poroso que terá, assim, seus poros ocupados pela solução salina. A pressão no interior do dessecador era reduzida até um valor aproximado de -760 mmHg. A Figura 18 apresenta uma amostra de rocha dentro deste recipiente com a bomba de vácuo ligada. Na Figura 19, verifica-se saída do ar da parte de baixo da amostra através da formação de bolhas ao redor da amostra.

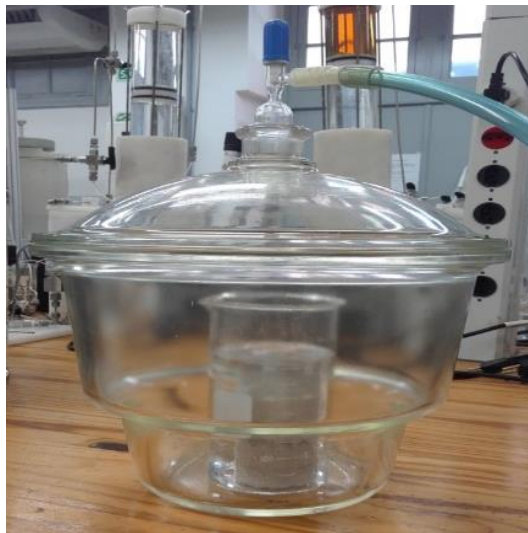


Figura 18: Amostra de rocha a ser saturada no dessecador.

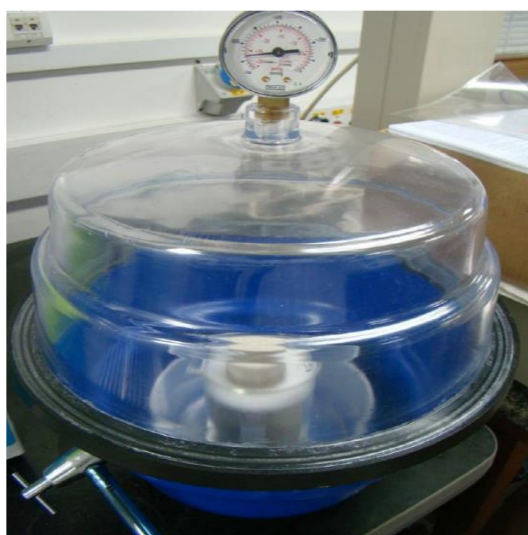


Figura 19: Formação de bolhas de ar no início da saturação da amostra.

A amostra era deixada no dessecador com a bomba ligada por cerca de 30 minutos. Feito isso, por meio de uma válvula, fechava-se o recipiente de forma a mantê-lo despressurizado durante 5 a 6 horas. Em certos intervalos, religava-se a bomba para verificar a presença de ar na amostra. Posto que já não se constatava mais a presença de ar na amostra, entendia-se ela saturada.

Seguidamente, a amostra era novamente pesada. Ao retirá-la do béquer com solução salina, eliminava-se o excesso de fluido usando papel toalha para assim ser medida sua massa. Calculava-se, portanto, seu volume poroso tendo em vista a massa específica da solução salina. A diferença entre as medidas, seca e molhada, da amostra de arenito fornece a massa de solução salina no interior do meio poroso e pela densidade do fluido tem-se o volume entendido como

volume poroso. A Figura 20 exibe a medição da massa da amostra após ter sido saturada (molhada).



Figura 20: Foto da medição da massa da amostra após saturação com a solução salina.

Uma vez saturada, a amostra era disposta no core holder, o qual seria logo conectado ao sistema de injeção. Contudo, era essencial ter as linhas já saturadas anteriormente. A saturação das linhas se dava com água destilada (para as linhas antes de todos os cilindros acumuladores), com solução salina (para a linha na saída do acumulador de água salina), solução polimérica ou solução de glicerina (linha seguinte ao acumulador de polímero ou glicerina) ou óleo (linha de saída do acumulador de óleo). Todas as linhas de saída dos acumuladores culminavam numa válvula que controlava a injeção de determinado fluido na amostra de arenito. Tal procedimento objetivava evitar, além de bolha de ar, algum outro fluido indesejado nas linhas, o que certamente comprometeria o experimento e suas medições.

Em todos os testes, as permeabilidades absolutas das amostras foram medidas em regime permanente. Solução de água salina era injetada a diferentes vazões até se atingir estabilidade do diferencial de pressão. Com os valores das vazões impostas e os valores de diferencial de pressão medidos determinava-se a permeabilidade absoluta da rocha. Para isso, calcula-se a inclinação da reta no gráfico esquematizado abaixo, onde se apresenta a curva do diferencial de pressão em função da vazão. Através da formulação de Darcy e dada a geometria da rocha chega-se à permeabilidade absoluta da amostra de arenito. A seguir, a Figura 21 destaca, qualitativamente, o modo de se obter graficamente a permeabilidade absoluta.

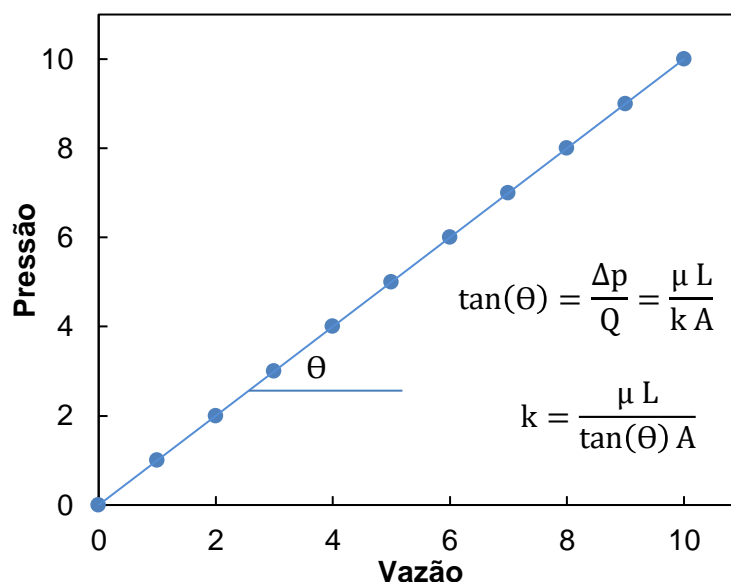


Figura 21: Esquema qualitativo do cálculo da permeabilidade absoluta.

O passo seguinte à medida da permeabilidade absoluta do arenito consistia em saturá-lo com a fase óleo até atingir a saturação irreduzível de solução salina, S_{AC} . A drenagem ou injeção de óleo (dado que a amostra rochosa é molhável à água) era realizada a taxa de injeção de 0,246 cm³/min. Valor de vazão correspondente, para a geometria usada neste trabalho, à velocidade de deslocamento de fluidos em reservatórios, cujo valor é de 1 pé/d aproximadamente. Normalmente, injetava-se 4 volumes porosos de óleo para garantir que a saturação irreduzível de água era atingida.

Dado que as linhas de injeção e o meio poroso estavam saturados com água salina, sua drenagem levava à produção da água salina e do próprio óleo. A produção era coletada em provetas e contabilizando os volumes, calculava-se as saturações de cada fase no meio poroso. Obtinha-se então os valores de saturação inicial tanto do óleo quanto da água salgada.

O experimento propriamente dito inicia-se com o deslocamento do óleo no meio poroso pela injeção de fluidos de deslocamento, seja água salina, solução polimérica ou solução de glicerina. Em geral, havia primeiramente a injeção de água salgada, com vazões constantes ou variável, a depender do propósito do teste. Em paralelo, era realizada a aquisição dos dados de pressão para análise de seu comportamento. Para efetuar o estudo do fator de recuperação da fase oleosa e de sua saturação residual se fez necessário a utilização do coletor de frações (Figura 22), no qual programando-se o tempo para coleta por tubo obtinha-se um volume de fluido por tubo para dado valor de vazão.



Figura 22: Coletor de frações usado para coleta da produção dos fluidos em tubos graduados.

Uma vez realizados os estudos do fator de recuperação e saturação residual de óleo a partir da injeção da água salgada, o mesmo procedimento era executado para solução polimérica ou solução de glicerina, fluidos que possuem viscosidade superior àquela apresentada pela água salina. O principal objetivo, em última análise, expressa-se em comparar os resultados gerados pelos deslocamentos da fase oleosa pela água salgada e pelo polímero (ou solução de glicerina) para visualização dos efeitos viscoelásticos da solução polimérica.

3.2. Amostras de Rocha

Para este trabalho o arenito selecionado foi o Bentheimer. Foram utilizadas três amostras deste arenito. Com o objetivo de garantir que as características da amostra não influenciem os resultados, uma amostra comercial de Bentheimer com cerca de 30 cm foi dividida em três amostras para testes, sendo assim, propriedades como heterogeneidade, porosidade e permeabilidade absoluta devem ter variações mínimas entre as mesmas.

A Figura 23 apresenta a medição com o paquímetro do diâmetro de um exemplar desse arenito.



Figura 23: Medição do diâmetro da amostra de Bentheimer.

Na Tabela 2 apresenta-se a composição mineral de amostras do arenito Bentheimer (Salas, 2014).

Tabela 2: Composição mineral do arenito Bentheimer.

Mineral	Fórmula Molecular	Conteúdo ($\pm 1\%$)
Ilita + Mica	$(K, H_3O)(Al, Mg, Fe)_2(Si, Al)_4O_{10}[(OH)_2, (H_2O)]$	3,2
Caulinita	$Al_2Si_2O_5(OH)_4$	0,0
Clorite	ClO_2^-	0,0
Quartzo	SiO_2	90,6
Feldspato Potássico	$KAlSi_3O_8$	4,6
Plagioclase	$NaAlSi_3O_8 - CaAl_2Si_2O_8$	0,0
Calcita	$CaCO_3$	0,6
Dolomite	$CaMg(CO_3)_2$	0,0
Siderite	$FeCO_3$	1,0

3.2.1. Limpeza das Amostras

Ao término de cada teste, a rocha que havia sofrido alguma injeção dos fluidos de trabalho, encontrava-se suja e para uso futuro passava por um processo de limpeza. Isso era feito empregando o Extrator Soxhlet, mostrado na Figura 24. A extração do óleo e resíduos de sais nas amostras era realizada com solventes, lavando continuamente as amostras, até que visualmente não se percebesse óleo no efluente coletado. Os solventes utilizados foram acetona além de uma solução com fração 35%/65% em volume de metanol e clorofórmio, nesta ordem de uso.

As três amostras rochosas usadas nos testes de injeção foram reutilizadas. Seguidamente ao processo de limpeza, cada amostra era novamente

caracterizada, isto é, determinava-se suas propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade.



Figura 24: Extrator Soxhlet para limpeza das amostras de rocha.

3.3. Fluidos

Para realização deste trabalho fez-se uso dos seguintes fluidos: óleo mineral (Drakeol® 7 – Agecom), Óleo Shell Morlina 150, água salina (Norma ASTM), solução de glicerina além da solução polimérica HPAM 0,1% (p/p). Ressalta-se que tanto os óleos quanto a água salina foram devidamente filtrados antes de serem usados. A fim de evitar que experimentos fossem afetados pela presença de impurezas, os fluidos utilizados foram filtrados com uma bomba de vácuo, uma membrana de 45 μm e o sistema de filtração Nalgene. A solução polimérica e a solução de glicerina não foram filtradas para evitar alteração de suas propriedades, mas foram preparadas a partir da água salgada previamente filtrada.

3.3.1. Fase Aquosa – Solução Salina

A solução de água salina foi preparada de acordo com a norma ASTM D1141 – 98. A importância do caráter salino na fase aquosa a ser injetada é para evitar o inchamento da argila presente na amostra de arenito. De forma geral, as

amostras de arenitos possuem em sua composição minerais como a illita (como mostrado na Tabela 2) que é classificada como pertencente a um grupo conhecido por causarem danos de permeabilidade a formação. Estas argilas são constituídas de partículas que absorvem a água. Uma redução na concentração de íons no fluido em contato com a argila provoca uma migração da água para as camadas de argila, provocando seu inchamento (Engelke, 2012).

3.3.2. Óleo Shell Morlina 150

Um dos óleos utilizados foi o Shell Morlina 150. Sendo exemplo de fluido Newtoniano, esse óleo tem viscosidade constante para dado valor de temperatura.

Sua viscosidade foi medida usando um viscosímetro Cannon – Fenske que se manteve mergulhado em um banho térmico na temperatura de trabalho, 40 °C. Sua massa específica foi medida através da técnica de picnometria, usando um picnômetro de 10 mL, como mostrado na Figura 25.



Figura 25: Picnômetro.

Para a temperatura de 40 °C a massa específica do Shell Morlina vale 0,8788 g/mL (Grau API° de 21,6) e sua viscosidade dinâmica é igual a 133 cP.

A Tabela 3 apresenta a viscosidade e a densidade do óleo Shell Morlina 150 para diferentes temperaturas. A Figura 26 apresenta o gráfico do comportamento da viscosidade em função da temperatura para esse óleo e a função de ajuste de dados. A razão de viscosidade entre o Shell Morlina e a água salina a 40 °C é aproximadamente de $\frac{\mu_{\text{Morlina}}}{\mu_{\text{A}}} = 180,5$.

Tabela 3: Propriedades Shell Morlina 150.

Temperatura (C°)	Viscosidade Dinâmica (cP)	Massa específica (g/mL)
20	491,5	0,8896
30	244,77	0,8846
40	133	0,8788
50	78,64	0,8729

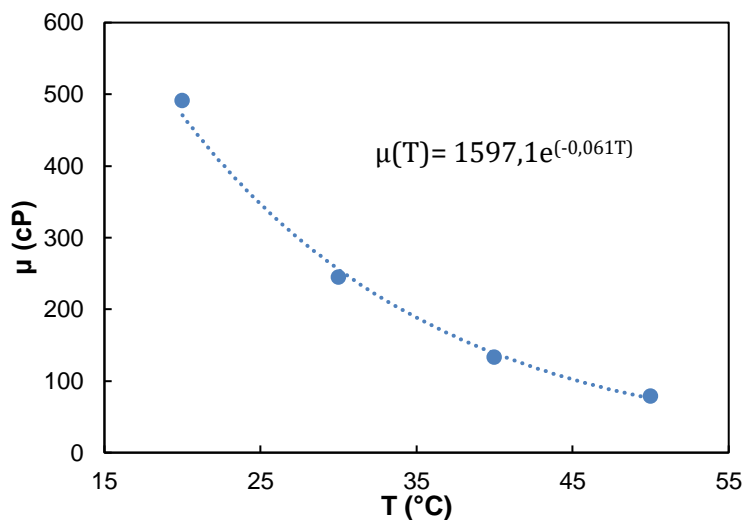


Figura 26: Curva de viscosidade em função da temperatura do óleo Morlina150.

3.3.3. Óleo Drakeol 7

O Drakeol® 7 é um óleo mineral branco de base parafínica com baixa viscosidade e isento de carbonos aromáticos. Caracteriza-se pela cor clara, por ser inodoro e não tóxico. Para efeito de diferenciação dos fluidos durante a observação na coleta de frações na produção foi utilizado corante amarelo. A densidade e a viscosidade deste óleo a 40 °C, foram medidas no Laboratório de Caracterização de Fluidos.

Para obtenção de sua viscosidade foi utilizada a mesma técnica de medição citada acima.

A Tabela 4 apresenta a viscosidade e a densidade do óleo Drakeol 7 para diferentes temperaturas, para 40 °C sua viscosidade vale 10,02 cP e massa específica de 0,8338 g/mL (Grau API° 32,5). A Figura 27 apresenta o comportamento da viscosidade em função da temperatura e a função de ajuste de

dados para o Drakeol 7. A razão de viscosidade $\frac{\mu_{\text{Drakeol}}}{\mu_A}$ para 40 °C, foi de aproximadamente 13,6.

Tabela 4: Propriedades Drakeol 7.

Temperatura (C°)	Viscosidade dinâmica (cP)	Massa específica (g/mL)
20	22,2	0,8467
30	14,5	0,8413
40	10,02	0,8338
50	7,22	0,8227

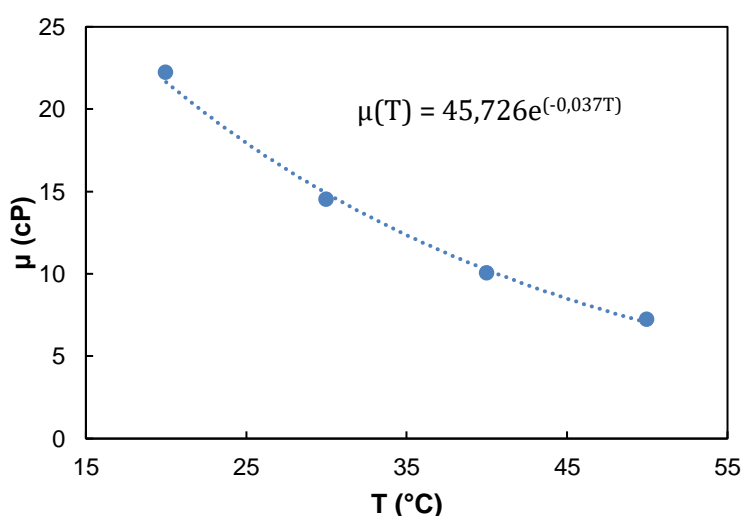


Figura 27: Curva de viscosidade em função da temperatura do óleo Drakeol 7.

A utilização de dois óleos diferentes se deve ao propósito de avaliar a relação entre a variação da razão de viscosidade e o fator de recuperação de cada óleo.

3.3.4. Solução Polimérica – HPAM 0,1% (p/p)

O polímero utilizado foi a Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada – HPAM (Flopaam 3630S). Trata-se de um polímero solúvel em água à temperatura ambiente, incolor e não tóxico. É um derivado iônico da PAM (Poliacrilamida), que é um composto sintético neutro, possui alta afinidade com água e totalmente solúvel nela, além de baixa toxicidade. Através do processo químico de hidrólise, há formação de grupos carboxilatos a partir de grupos amidas. Dado que somente

parte das amidas sofre essa alteração, o processo é chamado de hidrólise parcial originando assim a macromolécula HPAM, configurando então um copolímero constituído pelos monômeros protonáveis amida e carboxilato.

Sua estrutura química é mostrada na Figura 28 abaixo, indicando os monômeros amida e carboxilato.

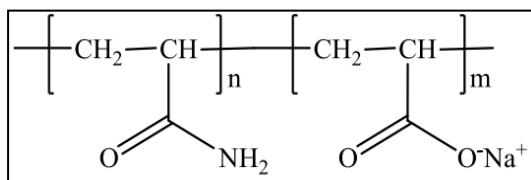


Figura 28: Fórmula estrutural do HPAM.

A fração em peso usada para preparo da solução polimérica foi de 0,1% (p/p). Após pesagem da água salgada e do polímero, estes eram misturados por meio do agitador mecânico IKA RW 20 Digital, como indicado na sequência abaixo, Figura 29.



Figura 29: Preparo da solução polimérica HPAM 0,1% (p/p).

A densidade da solução polimérica foi determinada através da picnometria. As medidas foram feitas a uma temperatura de 24 °C. Atingiu-se o valor de 1,2 g/mL para a solução de HPAM com uma concentração de 0,1% (p/p).

Fez-se ainda necessário realizar testes reológicos para determinação do comportamento mecânico da solução polimérica. A caracterização reológica se deu através da curva de viscosidade em função da taxa de cisalhamento, mostrada na Figura 30. Para tal, utilizou-se o reômetro rotacional Physica MCR 501 (Anton Paar), fazendo uso da geometria double gap, Figura 31.

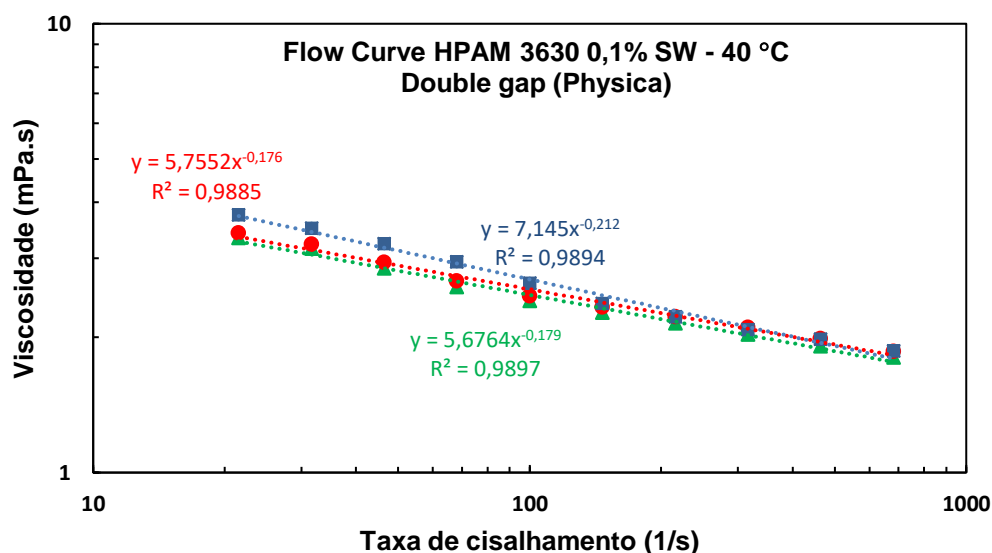


Figura 30: Gráfico da viscosidade do HPAM 0,1% (p/p) em função da taxa de cisalhamento.



Figura 31: Reômetro rotacional Physica MCR 501.

A solução de HPAM 0,1% (p/p) é um fluido viscoelástico, possui, portanto, tanto comportamento elástico quanto viscoso. O gráfico da Figura 30 apresenta o comportamento afinante (*shear thinning*) desse fluido, em que sua viscosidade decresce com aumento a taxa de cisalhamento.

A curva de viscosidade em função da taxa de cisalhamento pode ser bem aproximada pelo modelo de potência (Equação 3.1) na faixa de taxa de cisalhamento testada.

$$\eta(\dot{\gamma}) = H\dot{\gamma}^{n-1} \quad (3.1)$$

Onde H (índice de consistência) e n (expoente do modelo de potência) são parâmetros reológicos obtidos pelo ajuste de dados da curva da Figura 30. O expoente n mede o grau de desvio do comportamento Newtoniano. Quando o expoente é menor que 1, o fluido assume comportamento pseudoplástico, maior que 1, o fluido é do tipo dilatante, e se for igual a 1, o fluido é Newtoniano.

A viscosidade efetiva do fluido no meio poroso depende da taxa de cisalhamento. Neste trabalho, isto foi representado através da relação de Christopher and Middleman (1965), Equação 3.2, que aproxima a taxa de cisalhamento média em um meio poroso em função da velocidade de Darcy e das características do meio poroso.

$$\dot{\gamma}_{av} = \left(\frac{3n + 1}{4n} \right) \frac{12v}{(150 k \phi)^{0.5}} \quad (3.2)$$

Em que:

$\dot{\gamma}_{av}$ é a taxa de cisalhamento;

n é o expoente do modelo de potência;

v é a velocidade de Darcy;

k é a permeabilidade absoluta da rocha;

ϕ é a porosidade do meio poroso.

O parâmetro n é retirado da curva obtida no ensaio reológico (Figura 30), a velocidade v é imposta através da vazão na bomba de injeção, já a permeabilidade k e a porosidade ϕ são resultados da caracterização do meio poroso.

A tensão interfacial entre a fase oleosa e a solução polimérica foi determinada utilizando o tensiômetro Tracker do fabricante TECLIS a partir do método da gota ascendente. O esquema indicado na Figura 32 é constituído por uma câmara experimental onde a gota é formada, cuja temperatura é controlada por um banho térmico, um sistema óptico para iluminar e capturar a imagem da gota e um sistema de aquisição e processamento de imagem para calcular a tensão interfacial a partir da geometria da gota. O valor encontrado para a tensão interfacial entre a solução polimérica HPAM 0,1% (p/p) e o óleo Shell Morlina foi de 2,27 mN/m a 40 °C, utilizando uma gota com volume de 5 microlitros.

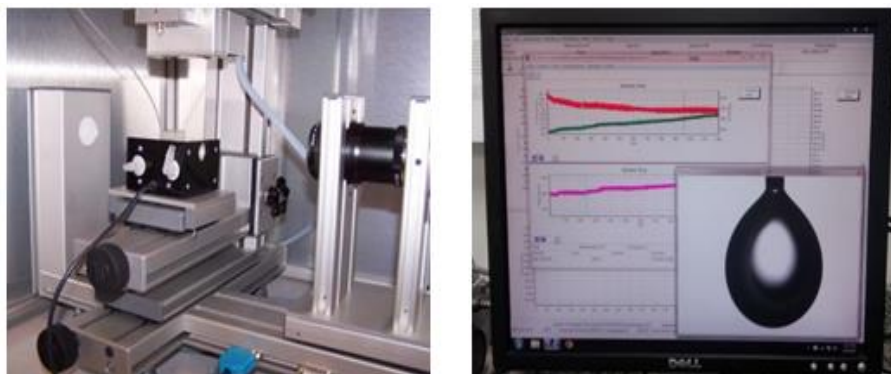


Figura 32: Tensiômetro Tracker TECLIS.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5. Nos dois casos a fase deslocada foi o óleo Shell Morlina 150.

Tabela 5: Tensão interfacial.

Fluido deslocante	Tensão interfacial (mN/m)
Água Salina	2,45
HPAM 0,1% (p/p)	2,27

3.3.5. Solução de Glicerina

A fim de isolar o efeito elástico da solução polimérica nos testes de deslocamento de óleo, fez-se a injeção de solução de glicerina, com o cuidado de preparar uma solução com viscosidade próxima àquela apresentada pela solução de HPAM 0,1% (p/p).

Igualmente àquele realizado com a solução polimérica, este experimento consiste na injeção da solução de glicerina na amostra de rocha para deslocar a fase oleosa após a amostra rochosa ter sido varrida pela injeção da água salina. Os testes envolvendo a injeção de solução de glicerina aconteceram apenas para vazão constante, devido ao fato da impossibilidade do mesmo ser realizado para vazões variadas sem perda do efeito comparativo ao teste realizado com a solução polimérica, dado que a solução de glicerina, diferentemente da solução polimérica, não tem sua viscosidade alterada com a variação da taxa de injeção.

Foram realizados dois testes de deslocamento com solução de glicerina. As vazões estabelecidas foram duas: 0,246 cm³/min (1 pé/d) e 2,46 cm³/min (10 pé/d).

Houve, portanto, a necessidade de preparo de duas diferentes soluções de glicerina objetivando dois valores de viscosidades próximos àqueles apresentados pela solução de polímero para as referidas vazões.

As viscosidades das soluções foram medidas a 40 °C no viscosímetro Ubbelohde utilizando o banho LAUDA Viscotemp 15, apresentados na Figura 33. Usando diferentes frações em volume de glicerina e água salina procurou-se alcançar os valores de viscosidade da solução polimérica em cada vazão citada acima. Para baixa velocidade (vazão de 0,246 cm³/min), obteve-se a viscosidade dinâmica de 3,71 cP com 43,58% (v/v) de glicerina em água salina. Para alta velocidade (vazão de 2,46 cm³/min), o teste resultou na viscosidade dinâmica de 2,95 cP com 39,3% (v/v) de glicerina em água salina. Maiores detalhes são apresentados nas Tabelas 20 e 23 (capítulo 4).



Figura 33: Banho LAUDA Viscotemp 15 e viscosímetro Ubbelohde.

4 Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta os resultados dos experimentos de escoamento de água salina e solução polimérica em amostras de arenito Bentheimer, além dos resultados do deslocamento de óleo por injeção sequencial de água salina e solução polimérica e injeção sequencial de água salina e solução de glicerina. Os resultados serão apresentados na seguinte ordem: teste de retenção, teste de deslocamento de um óleo de alta viscosidade (Shell Morlina), teste de deslocamento de óleo de baixa viscosidade (Drakeol 7) e deslocamento de óleo por glicerina.

4.1. Porosidade

Como já discutido anteriormente, o volume poroso e seguidamente a porosidade são medidos através de um processo de saturação. As medidas de comprimento e diâmetro das amostras de arenito foram realizadas em cada uma delas seis vezes com orientação alterada para aproximadamente 60° correspondente a cada medida. O valor utilizado é resultado da média das seis medições como mostrado adiante nas Tabelas 6, 7 e 8.

Tabela 6: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4A.

	Valores medidos em cm						Média (cm)
Diâmetro	3,81	3,82	3,83	3,80	3,81	3,81	3,81
Comprimento	10,17	10,15	10,15	10,16	10,15	10,15	10,16

Tabela 7: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4B.

	Valores medidos em cm						Média (cm)
Diâmetro	3,81	3,81	3,80	3,81	3,80	3,79	3,80
Comprimento	10,15	10,16	10,15	10,16	10,16	10,16	10,16

Tabela 8: Medidas de diâmetro e comprimento da amostra BH4C.

Valores medidos em cm							Média (cm)
Diâmetro	3,79	3,81	3,82	3,82	3,80	3,80	3,81
Comprimento	9,54	9,53	9,53	9,54	9,53	9,53	9,53

A partir desses dados obtém-se o volume total de cada amostra, assim respectivamente para as amostras, BH4A, BH4B e BH4C, tem-se: 115,92 cm³, 115,3 cm³ e 108,49 cm³.

A saturação das amostras foi realizada com água salina à temperatura de 23 °C, cuja massa específica era de 1,08 g/mL. É importante destacar que se admitiu que a compressibilidade da amostra de rocha estudada não varia entre as temperaturas de 23 °C, em que foi realizada a medição da porosidade, e 40 °C, temperatura na qual foram realizados os testes de deslocamentos de óleo. As Tabelas 9 e 10, a seguir, mostram os valores necessários para calcular os volumes porosos e respectivas porosidades de cada exemplar do arenito.

Tabela 9: Dados da massa da amostra seca e saturada para obtenção da porosidade.

Massa específica da água salina (23 °C)		1,08 g/ML	
Massa da amostra seca	BH4A	229,5 g	
	BH4B	231,1 g	
	BH4C	217,2 g	
Massa da amostra saturada	BH4A	257,1 g	
	BH4B	257,7 g	
	BH4C	242,2 g	

Tabela 10: Dados de volume poroso e de porosidade das amostras.

	BH4A	BH4B	BH4C
Volume Poroso (mL)	25,6	24,6	23,2
Porosidade (%)	22,1	21,4	21,3

É importante salientar que além de todos os testes de deslocamento terem sido realizados a temperatura de 40 °C, o processo de drenagem foi realizado a vazão constante e a produção a pressão atmosférica, de maneira que o gradiente de pressão registrado em todos os testes corresponde unicamente a pressão de injeção. Igualmente, após cada teste de deslocamento, as amostras de rochas foram recuperadas em experimentos posteriores mediante a injeção de solventes, a saber, acetona e uma solução com fração 35%/65% em volume de metanol e clorofórmio, nesta ordem de uso.

4.2.

Teste de Retenção

Para avaliar o efeito da retenção de moléculas poliméricas na matriz rochosa realizaram-se três injeções com diferentes vazões para cada injeção. Primeiramente, injetou-se água salina para a medição da permeabilidade absoluta na amostra BH4A. Em seguida houve injeção, na mesma amostra, da solução de HPAM 0,1% (p/p). Neste caso, por se tratar de um fluido não Newtoniano, como se observou, não há um comportamento linear do diferencial de pressão em relação a vazão correspondente. Finalmente, foi realizada uma terceira injeção, novamente água salina foi injetada e mediu-se a permeabilidade absoluta da rocha após ter sofrido injeção da solução polimérica.

4.2.1.

Primeira Injeção – Água Salina

A seguir, na Tabela 11 são apresentados os valores de vazão e diferencial de pressão obtidos em regime permanente para a primeira injeção de água salina. Os valores foram correlacionados no gráfico dP x Q (Figura 34) para o cálculo de permeabilidade absoluta. Através da formulação de Darcy (Equação 2.12) e de acordo com a geometria da rocha e a viscosidade da água salina a 40 °C, a permeabilidade absoluta da rocha foi calculada, obtendo o valor de 774,5 mD.

Tabela 11: Dados de vazão e pressão para a primeira injeção de água salina.

Q (cm ³ /min)	dP (psi)
0	0,00
4	0,65
5	0,95
6	1,25
7	1,60

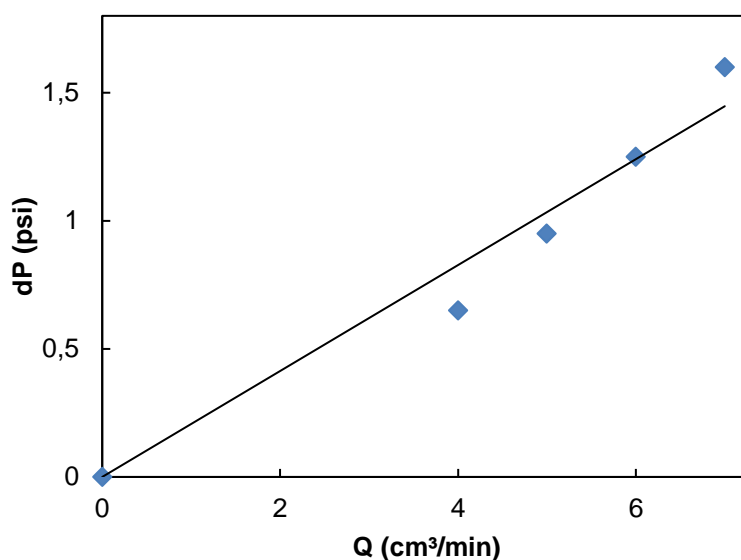


Figura 34: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: primeira injeção de água salina.

4.2.2.

Segunda Injeção – Solução Polimérica de HPAM

O polímero utilizado neste trabalho foi o HPAM (Flopaam 3630S). A concentração era de 0,1% (p/p). A seguir, na Tabela 12, são listados os valores de pressão de injeção no regime permanente para cada taxa de injeção imposta neste teste. Os valores de vazões escolhidos para a injeção da solução polimérica são propositalmente inferiores àqueles referentes à primeira injeção da solução salina, apenas por uma razão técnica, uma vez que a viscosidade da solução polimérica é superior à da água salina se atingiria altos valores de pressão.

Tabela 12: Dados de vazão e pressão para a injeção de solução polimérica.

Q (cm³/min)	dP (psi)
0	0,00
0,3	0,56
0,6	0,76
1,5	2,57
3	7,97

No gráfico da Figura 35 percebe-se o comportamento não linear da pressão em função da taxa de injeção por se tratar de um fluido não Newtoniano. Além disso, nota-se que mesmo para valores de vazões inferiores aos da injeção de água, a variação de pressão medida neste experimento é superior àquele medido no teste anterior devido a maior viscosidade da solução polimérica.

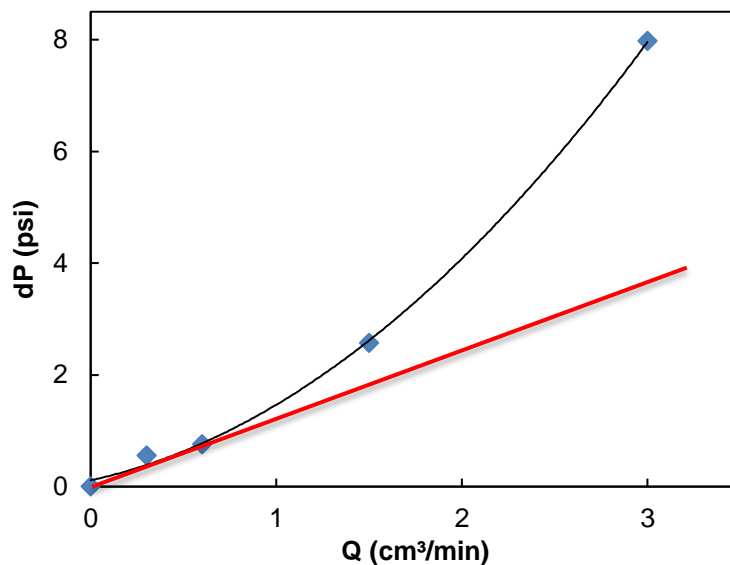


Figura 35: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: injeção de solução polimérica.

É importante apontar que à medida que a vazão da solução polimérica é aumentada, e consequentemente tem-se aumento da taxa cisalhante, e devido ao fato deste fluido ter comportamento afinante, sua viscosidade diminui. Diante disto seria normal inferir que o gradiente de pressão deveria diminuir, contudo, o experimento nos mostra o contrário. Nota-se aqui, portanto, um indicativo da ação do efeito elástico da solução polimérica ao ser injetada no meio poroso.

4.2.3.

Terceira Injeção – Segunda Injeção de Água Salina

Finalmente, como terceiro passo, foi realizada a segunda injeção de água salina a fim de se obter novo valor da permeabilidade absoluta da rocha para efeito de comparação com o primeiro valor encontrado.

A Tabela 13 apresenta os valores de vazão e diferencial de pressão em regime permanente para a segunda injeção de água salina e a Figura 36 mostra o seu respectivo comportamento. A permeabilidade absoluta do meio poroso calculada para esta injeção foi de 154 mD.

Tabela 13: Dados de vazão e pressão para a segunda injeção de água salina.

Q (cm ³ /min)	dP (psi)
0	0,00
4	4,18
5	5,20
6	6,22

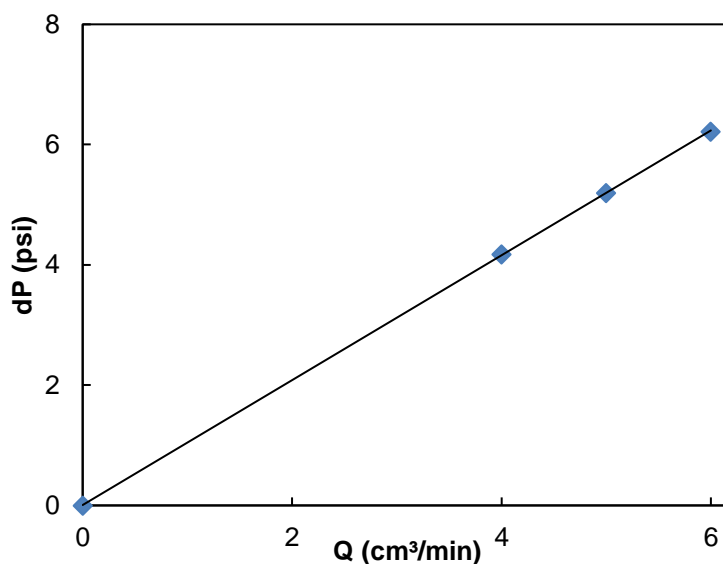


Figura 36: Diferencial de pressão em função da vazão – teste de retenção: segunda injeção de água salina.

A comparação dos resultados entre a primeira e a segunda injeção de água salgada revelam que para as mesmas vazões, as pressões atingidas no último teste são superiores às aquelas do primeiro.

A grande diferença entre as permeabilidades obtidas devido à retenção de polímero (774,5 mD versus 154 mD) aponta uma redução da permeabilidade para 19,9% após a injeção de solução polimérica. Dito de outro modo, a relação entre a permeabilidade absoluta antes da injeção polimérica e a permeabilidade absoluta logo após, também conhecida como Fator de Resistência Residual R_{rf} , foi de 5,03. Houve, portanto, redução da permeabilidade absoluta em praticamente 5 vezes após realizada a injeção de solução polimérica.

O teste de retenção realizado comprova a tese de que a injeção de polímero contribui para a diminuição da permeabilidade absoluta da rocha e por consequência, da permeabilidade relativa da água, corroborando assim para reduzir a razão de mobilidade, como explicado na seção 2.2.9.

4.3.

Teste de Deslocamento de Óleo de Alta Viscosidade

Nestes testes o óleo utilizado foi o Shell Morlina, de Grau API° 21,6 e viscosidade 133 cP, ambos para 40 °C, temperatura na qual o teste foi realizado. Mais detalhes deste fluido encontra-se na seção 3.3.2.

4.3.1.

Primeiro Teste: Óleo Morlina – Injeção sequencial de água e HPAM 0,1% (p/p) a vazão constante (amostra de arenito BH4B)

O preparo da amostra BH4B para este teste consistiu na saturação da mesma mediante a injeção contínua de solução salina, medida da permeabilidade absoluta, que resultou em 650 mD, e saturação com óleo Shell Morlina até não se observar mais a produção de água. A partir deste ponto, também conhecido como saturação de óleo na condição de água conata, iniciou-se o teste mediante a injeção sequencial de água salina e de solução polimérica.

Iniciada a injeção de água salina para deslocamento de óleo e observado que já não se produzia mais óleo pelo deslocamento com a fase aquosa, iniciou-se a injeção da solução polimérica de HPAM 0,1% (p/p). Tanto a injeção de água salina quanto a de solução polimérica se deu através de um único valor para a taxa de injeção. A vazão utilizada foi de 0,246 cm³/min, correspondente a velocidade de Darcy de 1 pé/d.

O principal objetivo deste teste era o levantamento da curva de fator de recuperação FR de óleo em função dos volumes porosos injetados dos fluidos deslocantes (água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p)) a fim de examinar as diferenças observadas em cada caso.

Os gráficos da Figura 37 e da Figura 38 exibem, nesta ordem, a curva de fator de recuperação, além da pressão de injeção P_{inj} , ambos em função do volume poroso injetado VP para as duas injeções e a curva de saturação de óleo S_o pelo volume poroso injetado VP.

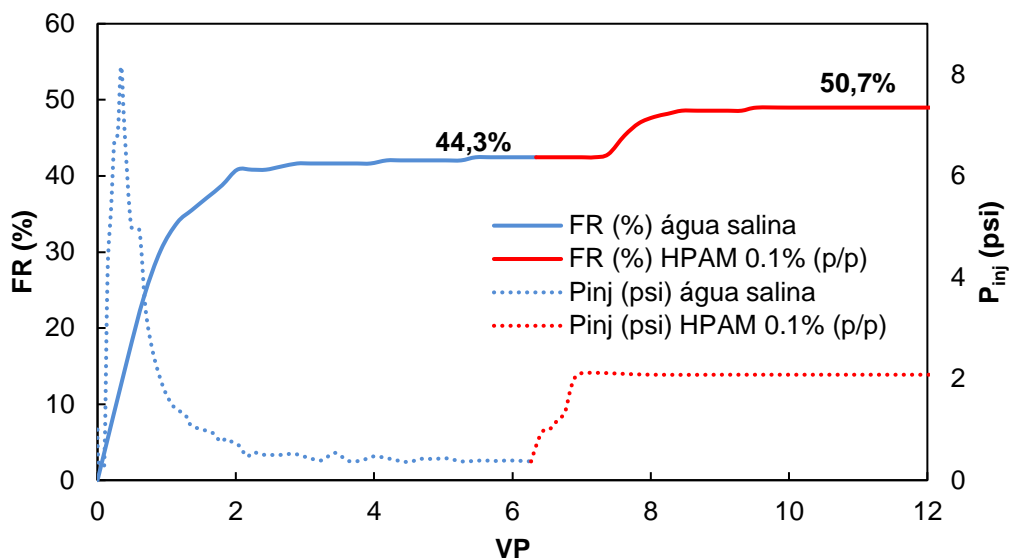


Figura 37: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução polimérica a vazão constante de 0,246 cm³/min (amostra BH4B).

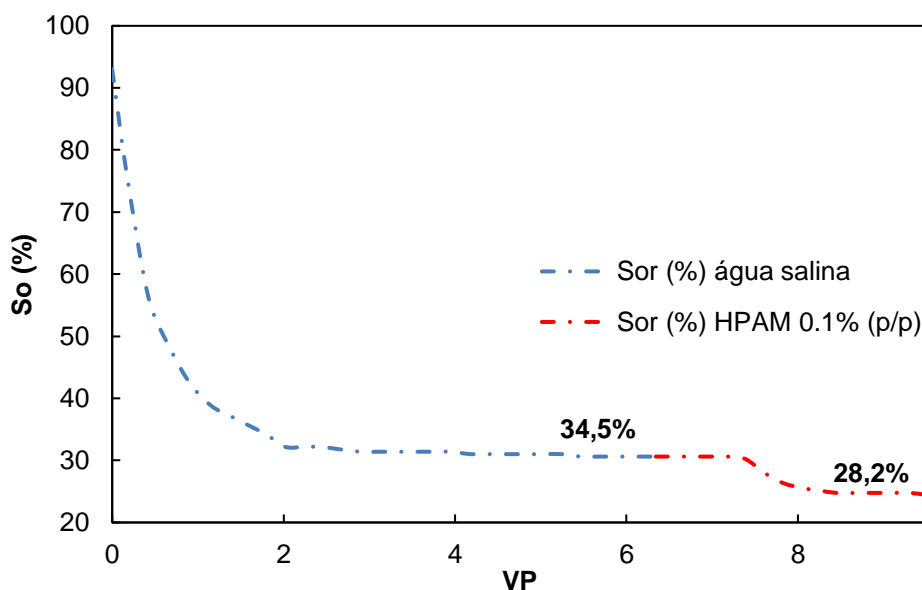


Figura 38: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução polimérica a vazão constante de 0,246 cm³/min (amostra BH4B).

Nota-se, pela Figura 37 que, a partir da injeção de água salina, chegou-se a um fator de recuperação de óleo de 44,3% enquanto que para a injeção da solução polimérica, atingiu-se o valor de 50,7%. Significa que a injeção de água salgada realizou deslocamento de óleo recuperando 44,3% do volume de óleo que inicialmente saturava a rocha reservatório. Por outro lado, a injeção da solução

polimérica atinge o patamar de 50,7% do volume de óleo inicial ao fim deste teste. O que implica na afirmação de que, de fato, houve uma melhora na eficiência de deslocamento, com incremento de 6,4% do fator de recuperação de óleo.

Ainda através da Figura 37, percebe-se que o valor do fator de recuperação de óleo não variou muito a partir de 2 volumes porosos injetados de água salina, e que similarmente, o fator de recuperação de óleo atinge seu valor máximo com aproximadamente 2 volumes porosos de solução de HPAM 0,1% (p/p) injetados.

É importante apontar o efeito da elevação de pressão após a injeção de polímero, associada não somente ao deslocamento do óleo pela solução polimérica, mas também ao escoamento de um fluido 5 vezes mais viscoso que a água salina (para a referida vazão e 40 °C). A pressão de injeção de água praticamente já se apresentava estável, inferior a 1 psi, após 2 volumes porosos injetados, ao passo que para a injeção polimérica se estabilizou rapidamente em torno de 2 psi, de acordo com a Figura 37.

A análise realizada acima pode ser vista também através do comportamento da saturação de óleo residual na Figura 38. Tal parâmetro indica que após a varredura com a água salina restava 34,5% do volume inicial de óleo, ao passo que, após a rocha ser varrida pela solução de HPAM 0,1% (p/p) a saturação de óleo chegou a 28,2%, indicando, portanto, uma redução de 6,3% em relação ao primeiro processo de deslocamento.

4.3.2.

Segundo Teste: Óleo Morlina – Injeção contínua de água e de HPAM 0,1% (p/p) a vazão variável (amostras de arenito BH4C e BH4A)

Para este teste, a taxa de injeção dos fluidos deslocantes foi variada com o intuito de se estudar seu efeito na variação do fator de recuperação FR. Para cada valor de vazão utilizado aguardou-se a estabilização da respectiva variação de pressão de injeção. A partir do instante em que não havia variação de pressão (indicativo de que havia cessado o deslocamento de óleo pelo fluido deslocante) alterava-se para o valor seguinte predeterminado de vazão.

Diferente do anterior, a intenção deste teste era comparar a recuperação de óleo injetando-se apenas água salgada numa amostra rochosa e apenas solução polimérica noutra amostra do arenito. O efeito comparativo não se perde visto que as amostras de arenito usadas são partes de uma mesma matriz de rocha. Portanto, este experimento foi realizado em duas etapas. Na primeira etapa, montou-se o equipamento para realizar a injeção de água salgada deslocando

óleo na amostra BH4C. Na segunda parte, o aparato experimental foi montado para realizar o processo de deslocamento de óleo por meio da injeção de solução polimérica na amostra BH4A.

4.3.2.1.

Injeção de Água Salina (Amostra BH4C)

Como em todos os testes de deslocamento de óleo, a amostra de rocha, necessariamente, já se apresentava saturada com o óleo Shell Morlina na condição de água conata antes da injeção do fluido deslocante. Esta injeção foi realizada na amostra BH4C, cuja porosidade valia aproximadamente 21,34%.

A Tabela 14 exibe os dados de vazões Q , velocidades v , tempo de injeção t_{inj} e volumes porosos injetados VP durante o deslocamento de óleo com a solução salina na amostra BH4C. A escolha da distribuição das vazões se deu de modo que o menor valor correspondesse a um valor próximo da velocidade média de escoamento de 1 pé/d.

Tabela 14: Dados de injeção de água salina utilizados na amostra BH4C.

Q (cm³/min)	v (pé/d)	t_{inj} (min)	VP
0,35	1,453	288	4,12
0,98	4,068	105	4,21
1,61	6,684	65	4,28
2,24	9,299	39	3,57
2,87	11,915	32	3,75

O gráfico da Figura 39 mostra o crescimento da curva do fator de recuperação e o comportamento da pressão para as vazões referidas na Tabela 14 em função dos volumes porosos injetados. Já a Figura 40 apresenta a curva da saturação de óleo residual em função do número de capilaridade Ca .

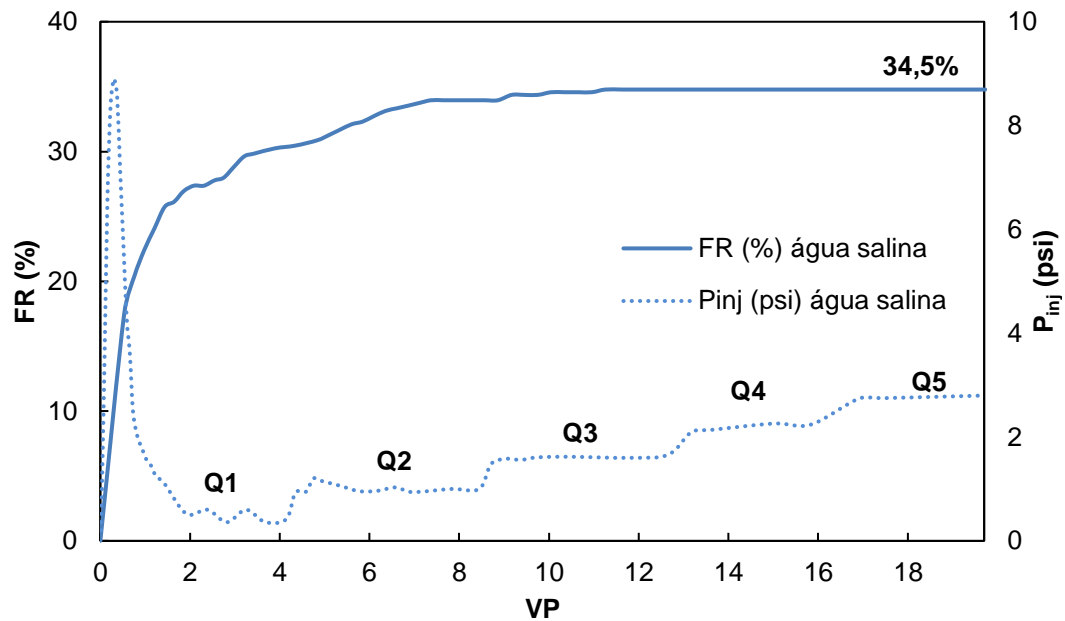


Figura 39: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção monofásica de água salina a vazão variável (amostra BH4C).

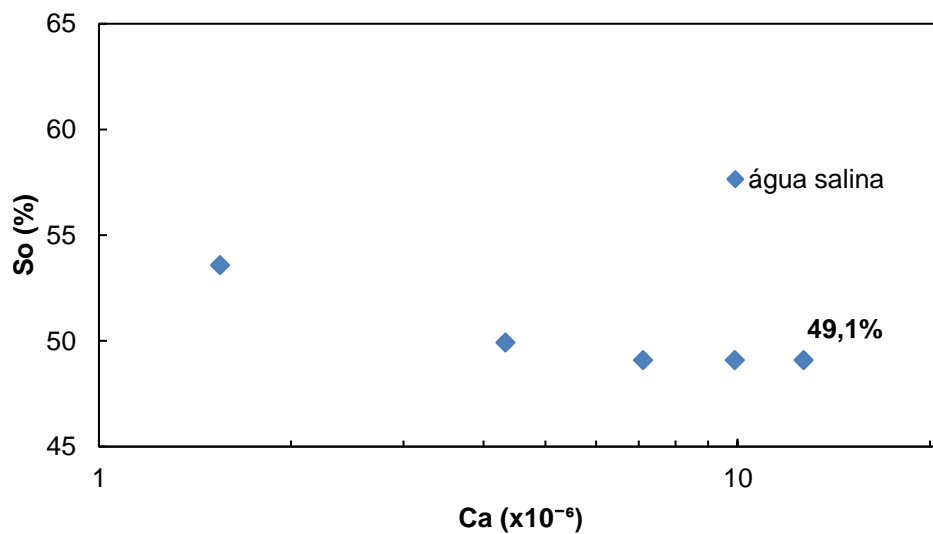


Figura 40: Saturação de óleo para o Morlina em função do número de capilaridade: injeção monofásica de água salina a vazão variável (amostra BH4C).

Para cada valor de vazão aguardou-se a estabilização da respectiva variação de pressão, conforme mostrado no gráfico da Figura 39 pela curva de pressão de injeção aproximadamente constata-se para cada taxa de injeção. A partir do instante em que não havia variação de pressão para dada vazão era o

indicativo de que tinha cessado o deslocamento de óleo pela água salina que varria o meio poroso.

O fator de recuperação, como visto na Figura 39, cresce até chegar a 34,5% logo para a terceira taxa de injeção, isto é, mesmo quando houve aumento no valor da vazão para 2,24 cm³/min e 2,87 cm³/min não se observou aumento da produção de óleo. Como previsto, há um incremento de pressão de injeção à medida que se aumenta a vazão chegando a quase 3 psi para a última taxa de injeção imposta, porém isso não se reflete na produção de óleo visto que o comportamento da curva de fator de recuperação não se altera após a terceira taxa de injeção.

O mesmo comportamento é observado na curva de saturação de óleo residual em função do número de capilaridade (Figura 40). Verifica-se uma queda da saturação de óleo inicial S_{oi} de 83,6 % até atingir o valor de saturação de óleo de 49,1% após a terceira vazão utilizada.

4.3.2.2. Injeção de Solução Polimérica (BH4A)

Este experimento foi realizado com utilização da amostra BH4A. Após saturado pelo óleo Shell Morlina até a condição de água conata, iniciou-se a injeção de solução polimérica para deslocamento da fase oleosa. A Tabela 15 apresenta os dados de vazões e velocidades bem como os tempos e volumes porosos injetados para o deslocamento de óleo com a solução de HPAM 0,1% (p/p) na amostra BH4A.

Tabela 15: Dados de injeção da solução polimérica na amostra BH4A.

Q (cm ³ /min)	v (pé/d)	t _{inj} (min)	VP	$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	η_{app} (mPa.s)
0,35	1,453	217	2,84	13,32	3,68
0,98	4,068	106	3,89	37,29	3,07
1,61	6,684	49	2,95	61,27	2,81
2,24	9,299	36	3,02	85,25	2,65

O gráfico da Figura 41 relaciona o fator de recuperação de óleo com o volume poroso injetado, além da curva de pressão de injeção, ao passo que o gráfico da Figura 42 apresenta a saturação de óleo residual em função do número de capilaridade Ca para o teste realizado.

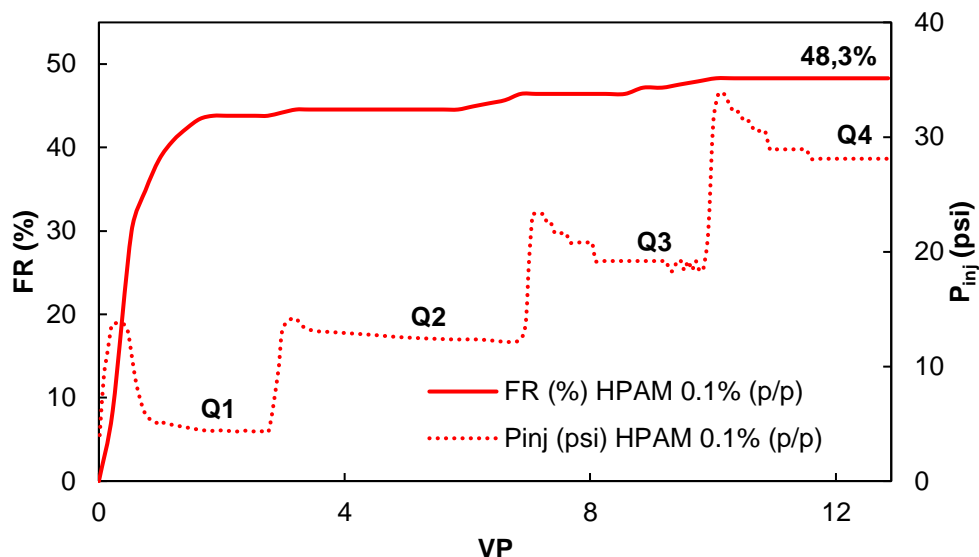


Figura 41: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção monofásica de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4A).

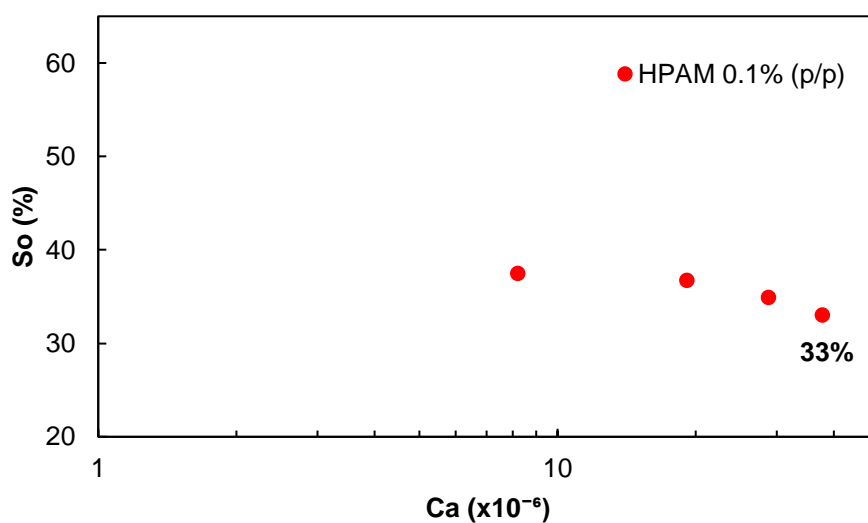


Figura 42: Saturações de óleo residual do óleo Morlina em função do número de capilaridade. Injeção monofásica de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4A).

Da Figura 41, notamos que neste experimento, bem como no caso anterior (injeção monofásica de solução salina), tem-se o aumento da pressão conforme se eleva o valor da taxa de injeção. Por outro lado, diferentemente do que se observou para a injeção de água na amostra BH4C, o aumento de pressão promove pequenos incrementos no fator de recuperação da fase oleosa, comportamento que não se estabiliza, como se percebe nessa figura.

Na Figura 42, a análise da curva de saturação de óleo para a injeção de polímero aponta para o que foi discutido acima, dado que a curva apresenta queda para cada valor de taxa de injeção até atingir a S_{or} de 33%, indicando assim, aumento da produção de óleo.

As Figuras 43 e 44 apresentam as comparações entre os fatores de recuperação de óleo e as saturações de óleo residual entre as injeções monofásicas de água salina (na amostra BH4C) e solução de polímero (na amostra BH4A).

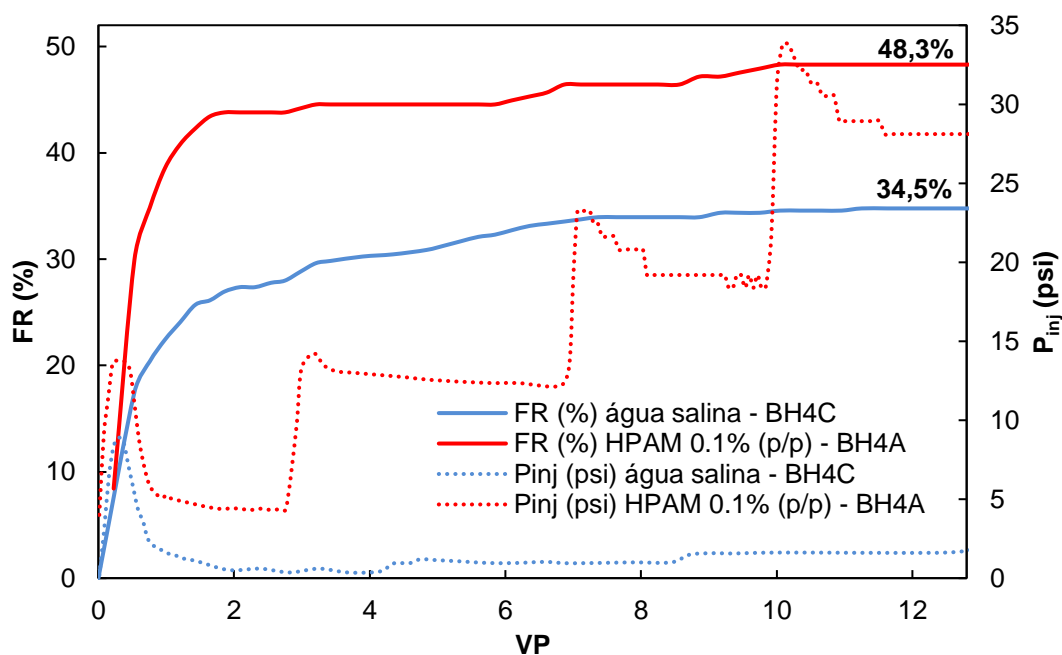


Figura 43: Comparação dos resultados de fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção para as injeções monofásicas de água salina e de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4C e BH4A, respectivamente.

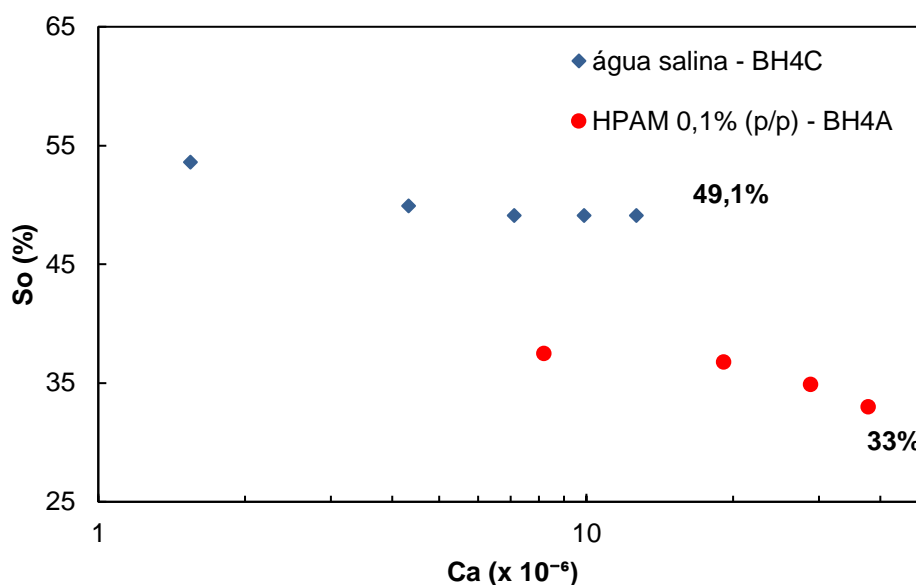


Figura 44: Comparação dos resultados de saturação de óleo do óleo Morlina em função do número de capilaridade para a injeção de água salina e solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4C e BH4A, respectivamente.

No gráfico da Figura 43, ficam mais evidentes as diferenças previamente discutidas sobre o comportamento do fator de recuperação e da pressão da injeção em cada processo de injeção assim como a diferença de 13,8% no fator de recuperação de óleo quando comparamos ambos os processos de injeção, ou seja, tem-se uma melhora na eficiência de varrido após injeção do polímero.

Na figura 44, a diferença de altura dos patamares finais de saturação de óleo residual para ambas injeções reflete a maior recuperação a partir da injeção de solução polimérica. O deslocamento para a direita da curva de saturação de óleo obtida pela injeção de solução polimérica é resultado da maior viscosidade desta solução em comparação à da água salina. Visto que os valores de vazão são idênticos e os valores de tensão interfacial entre água salgada – óleo (σ_{A-O}) e solução polimérica – óleo (σ_{P-O}) estão muito próximos (2,45 mN/m e 2,27 mN/m, respectivamente – Tabela 5).

4.4. Teste de Deslocamento de Óleo de Baixa Viscosidade

Nesta parte dos experimentos utilizou-se como fluido a ser deslocado no meio poroso um óleo de baixa viscosidade, Agecom Drakeol 7, que à 40 °C, possui

Grau API° igual a 32,5 e viscosidade dinâmica de 10,02 cP. Mais detalhes deste fluido podem ser encontrados na seção 3.3.3.

Inicialmente foi realizado em duas etapas de injeção, o teste de injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) com vazão variável utilizando a amostra BH4A.

Após essa etapa, montou-se novamente a bancada para realizar a injeção contínua de HPAM 0,1% (p/p) a vazão variável na amostra BH4B com os mesmos valores de vazão objetivando comparar os resultados da etapa de injeção de água salina (na amostra BH4A) com os dados da injeção de HPAM 0,1% (p/p) (na amostra BH4B) e estes últimos com aqueles obtidos nas mesmas condições para o óleo pesado Shell Morlina na seção 4.3.2.

Para se avaliar a injeção sequencial de água salina e HPAM 0,1% (p/p) a vazões variadas, após a saturação da amostra com o óleo Drakeol 7 na condição de água conata, iniciou-se a injeção de água salina seguida de solução polimérica na mesma amostra (BH4A) mantendo cada valor de vazão até não se observar mais produção de óleo ou até se atingir 3 volumes porosos injetados sem produção de óleo adicional. Igualmente, avaliou-se o efeito da vazão de injeção durante a injeção contínua de solução polimérica na amostra BH4B.

4.4.1.

Primeiro Teste: Óleo Drakeol 7 – Injeção contínua de água salina a vazão variável (amostra de arenito – BH4A)

A efeito de comparação, foram utilizadas as mesmas taxas de injeções dos testes realizados com o óleo Shell Morlina para a injeção de água salina, de maneira que o menor valor estivesse próximo àquele da velocidade de 1 pé/d e a maior fosse aproximadamente 10 vezes esse valor. Na Tabela 16 estão listados os valores de vazões deste experimento.

Tabela 16: Dados de injeção de água salina utilizados na amostra BH4A.

Q (cm³/min)	v (pé/d)	t_{inj} (min)	VP
0,35	1,45	220	3,01
0,98	4,06	80	3,07
1,61	6,66	48	3,02
2,24	9,27	35	3,07
2,87	11,88	27	3,03
3,5	14,48	22	3,01

A Figura 45 apresenta os resultados do fator de recuperação e pressão de injeção em função do volume poroso injetado de água salina para este teste. A Figura 46 mostra os valores de saturação de óleo em função do volume poroso injetado.

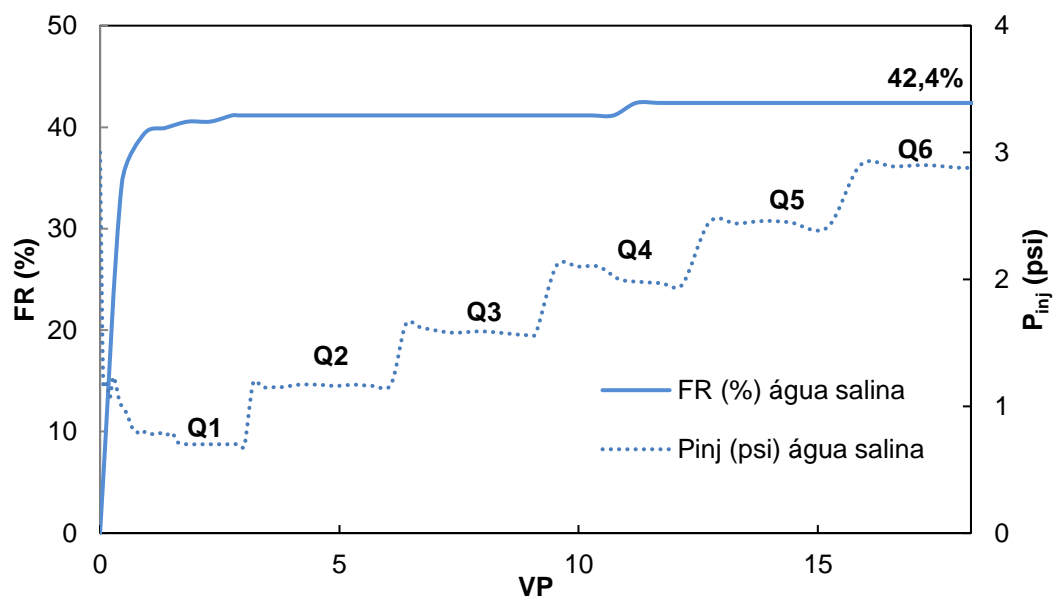


Figura 45: Fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção de água salina a vazão variável (amostra BH4A).

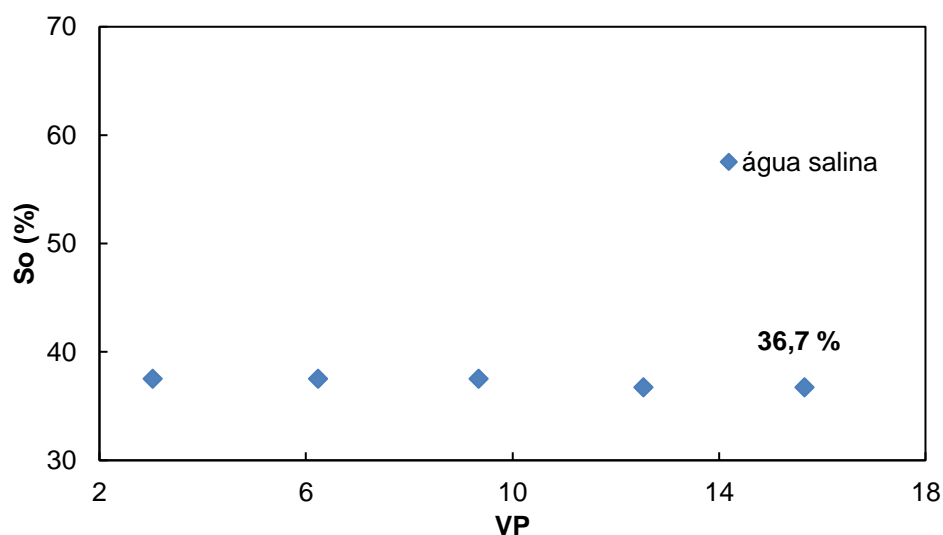


Figura 46: Saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado. Injeção de água salina a vazão variável (amostra BH4A).

4.4.2.

Segundo Teste: Óleo Drakeol 7 – Injeção contínua de HPAM 0,1% (p/p) a vazão variável (amostra de arenito BH4B)

Para este experimento foi realizada a injeção de solução de HPAM 0,1% (p/p) na amostra de arenito BH4B. A Tabela 18 exibe os dados dessa injeção.

Tabela 17: Dados de injeção da solução polimérica – arenito BH4B.

Q (cm ³ /min)	v (pé/dia)	t (min)	VP	$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	η_{app} (mPa.s)
0,35	1,45	220	2,75	13,32	3,68
0,98	4,06	90	3,15	37,29	3,07
1,61	6,66	52	2,99	61,27	2,81
2,24	9,27	37	2,96	85,25	2,65
2,87	11,88	36	3,69	109,22	2,54
3,5	14,48	22,5	2,81	133,2	2,45

A Figura 47 mostra o fator de recuperação de óleo e a pressão de injeção em função do volume poroso injetado para este teste. Na Figura 48 é apresentada a saturação de óleo em função do volume poroso injetado.

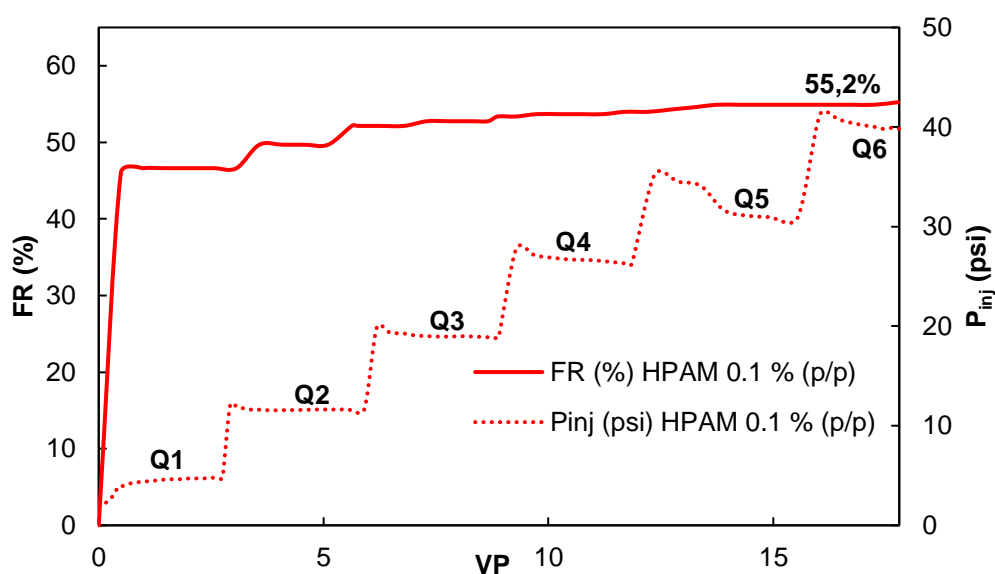


Figura 47: Fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4B).

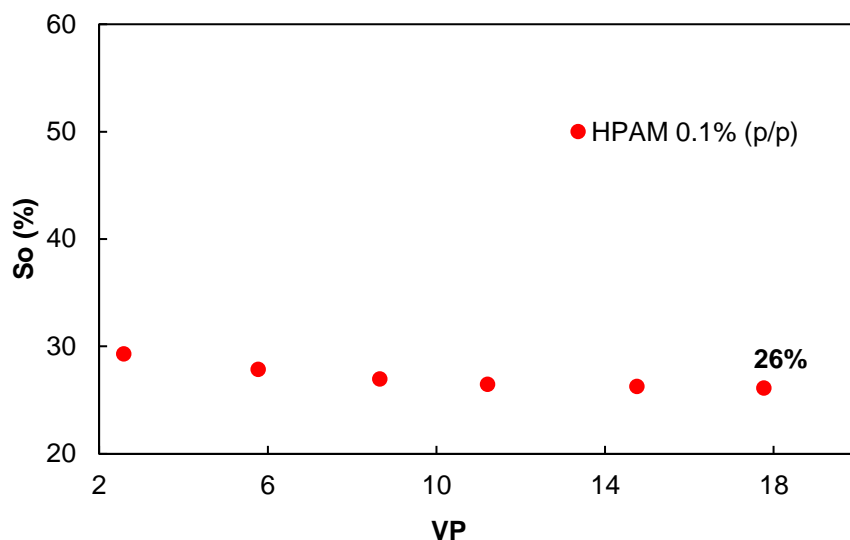


Figura 48: Saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado. Injeção de solução polimérica a vazão variável (amostra BH4B).

A seguir, as Figuras 49 e 50 apresentam as comparações das injeções de água salina (na amostra BH4A) e solução de polímeros (na amostra BH4A) no deslocamento de óleo de baixa viscosidade.

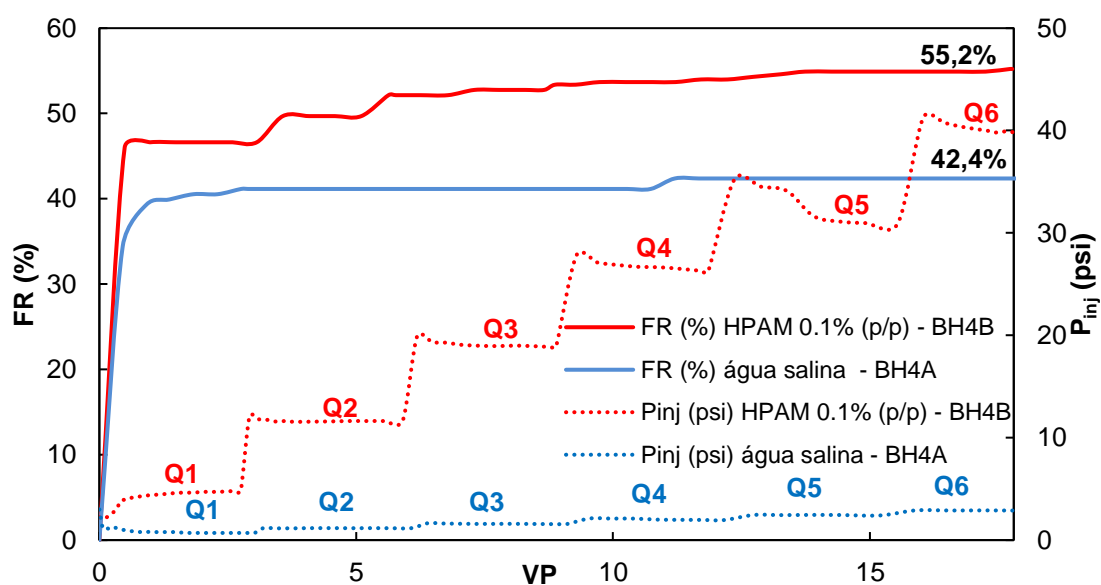


Figura 49: Comparação dos resultados do fator de recuperação do óleo Drakeol 7 e pressão de injeção para a injeção de água salina e injeção de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4A e BH4B, respectivamente.

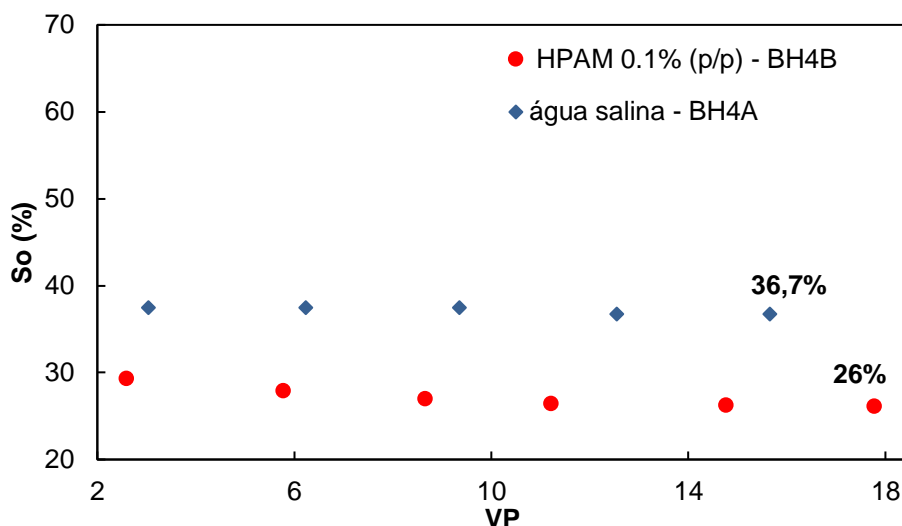


Figura 50: Comparação dos resultados de saturação de óleo para o Drakeol 7 em função do volume poroso injetado para a injeção de água salina e injeção de solução polimérica a vazão variável nas amostras BH4B e BH4A, respectivamente.

A Figura 49 mostra uma diferença de 12,8% para o fator de recuperação de óleo Drakeol 7 entre as injeções de água salina e de solução polimérica a vazão variável a partir do quinto valor de vazão (2,87 cm³/min). De acordo com a Figura 50, a saturação de óleo residual foi menor para a injeção de HPAM 0,1% (p/p) com S_{or} de 26% em relação a injeção de água salina com S_{or} de 36,7%.

As pressões para a injeção de polímero foram superiores às aquelas para a injeção de água, para cada vazão, pelo fato de apresentar maior viscosidade.

Com os resultados até aqui apresentados pode-se comparar os testes de deslocamento, tanto de óleo de alta viscosidade (Shell Morlina – viscosidade de 133 cP a 40° C) quanto de óleo de baixa viscosidade (Drakeol 7 – viscosidade 10,02 cP a 40 °C). Para tanto, na Tabela 19 apresenta-se o resumo dos resultados obtidos para cada processo de injeção. Vale ressaltar que pelo fato de a viscosidade da solução polimérica sofrer alterações com a taxa de cisalhamento, diferentemente da água salina que tem viscosidade constante, as razões de viscosidade óleo – polímero mostradas nesta tabela foram calculadas com as viscosidades do polímero para a maior vazão imposta em cada teste. Desse modo, a razão de viscosidade óleo – polímero utilizada foi a maior possível para a faixa de vazões estabelecida. Em função disso, a diferença entre os valores das razões de viscosidade óleo – água e óleo – solução polimérica terá o menor valor para análise de seu efeito.

Tabela 18: Resultados obtidos durante os processos de injeções monofásicas de água salina e solução polimérica a vazão variável no deslocamento dos óleos Shell Morlina e Drakeol 7.

Fluido deslocante	Fluido deslocado	$\frac{\mu_o}{\mu_A}$	FR (%)	S _{or} (%)
Água salina	Óleo Morlina	180,5	34,5	49,1
	Óleo Drakeol 7	13,6	42,4	36,7
HPAM 0,1% (p/p)	Óleo Morlina	54,3	48,3	33
	Óleo Drakeol 7	4,1	55,2	26

Ao analisarmos os testes de deslocamento dos óleos com taxa de injeção variável para a injeção monofásica de água salina como fluido de deslocamento, a razão de viscosidade $\frac{\mu_{Morlina}}{\mu_A}$ era de 180,5 para o caso de óleo alta viscosidade (Shell Morlina) atingindo um FR de 34,5% e S_{or} de 49,1% (Figuras 43 e 44), ao passo que para o caso de óleo de baixa viscosidade (Drakeol 7), a razão de viscosidade $\frac{\mu_{Drakeol}}{\mu_A}$ valia 13,6 chegando-se a um FR igual a 42,4% e S_{or} de 36,7% (Figuras 49 e 50).

Analizando agora os testes de deslocamento de ambos os óleos com vazão variável para a injeção monofásica da solução polimérica, a razão de viscosidade no caso de deslocamento do óleo Shell Morlina era igual a 54,3, tendo FR de 48,3% e S_{or} de 33% (Figuras 43 e 44). Por outro lado, o deslocamento do óleo Drakeol, com razão de viscosidade igual a 4,1, forneceu FR de 55,2% e S_{or} de 26% (Figuras 49 e 50).

4.5. Deslocamento de Óleo por Solução de Glicerina

Para investigar o efeito elástico do polímero no fator de recuperação de óleo foi necessário fazer testes com soluções Newtonianas que tivessem viscosidades iguais às do polímero a determinadas vazão de injeção. Por se enquadrar nestes requerimentos foi selecionada a glicerina como fluido de comparação. Para comparar o deslocamento de óleo por solução polimérica e solução de glicerina foi selecionado o óleo Shell Morlina (óleo alta viscosidade) e foram realizados testes de injeção sequencial de água salina e o fluido de estudo (solução polimérica ou de glicerina) em amostras diferentes saturadas com óleo na condição de água conata. A configuração se deu com injeção de polímero imediatamente após injeção de água salina numa amostra de rocha. O

experimento foi então desmontado para ser reiniciado agora com outra amostra, a qual sofreu a injeção de solução de glicerina logo depois da injeção de água salina.

Além do mais, como a solução polimérica tem comportamento pseudoplástico e a solução de glicerina é um fluido Newtoniano, apenas foi possível realizar os testes com a condição de vazão constante, uma vez que do contrário seria impraticável a comparação entre os dois mecanismos. A fim de avaliar o efeito elástico do polímero a baixa e alta taxas de cisalhamento foram escolhidos dois valores de vazões: 0,246 cm³/min e 2,46 cm³/min.

4.5.1.

Baixa Velocidade – Vazão de 0,246 cm³/min

Para esse teste foi realizada a injeção sequencial de água salina e de solução de glicerina a uma taxa de 0,246 cm³/min. A injeção de polímero para esta mesma taxa de injeção já havia sido realizada nos primeiros testes, conforme sessão 4.3.1.

A solução polimérica tem sua viscosidade aparente diminuída com o aumento da taxa cisalhante manifesta pela vazão imposta na injeção, ao passo que para a glicerina a viscosidade é constante para certas condições de temperatura e pressão.

A Tabela 20 indica as porcentagens em volume das misturas de água salina e glicerina para se obter a viscosidade dinâmica igual àquela da solução polimérica para a vazão de 0,246 cm³/min, ou seja, 3,70 cP. Observa-se que um valor de viscosidade próximo daquele buscado foi obtido com 43,58% em volume da solução de glicerina com água salina, em que se conseguiu o valor de viscosidade de 3,71 cP. A Tabela 21 apresenta os dados da injeção sequencial de água salina e solução de glicerina para a vazão acima.

Tabela 19: Viscosidades dinâmicas das soluções de glicerina.

Porcentagem de glicerina (%) (v/v)	Viscosidade dinâmica (cP)
50	4,37
48	4,21
46	3,87
44	3,59
43,58	3,71

Tabela 20: Dados da injeção sequencial água salina–glicerina na vazão de 0,246 cm³/min.

	Água salina	Solução de glicerina
Vazão (cm ³ /min)	0,246	0,246
Tempo (min)	366	426
Volume poroso injetado	3,55	4,13

A Figura 51 mostra o comportamento da curva de fator de recuperação de óleo Shell Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado após injeção de água salina seguida da injeção da solução de glicerina para a vazão de 0,246 cm³/min. Na Figura 52 é possível comparar as curvas de saturação de óleo em função do volume poroso injetado.

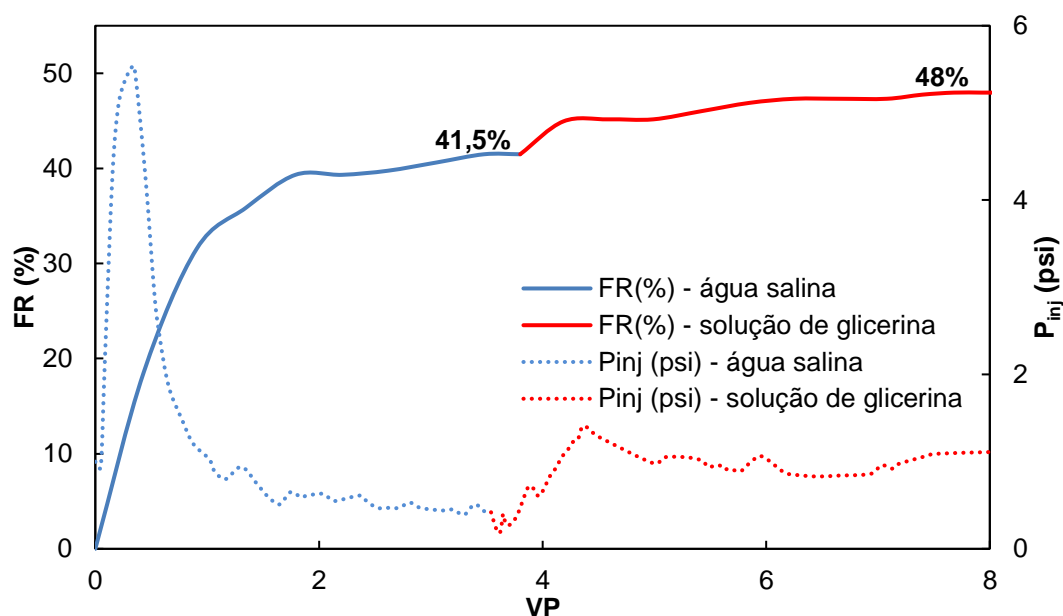


Figura 51: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a baixa velocidade ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$).

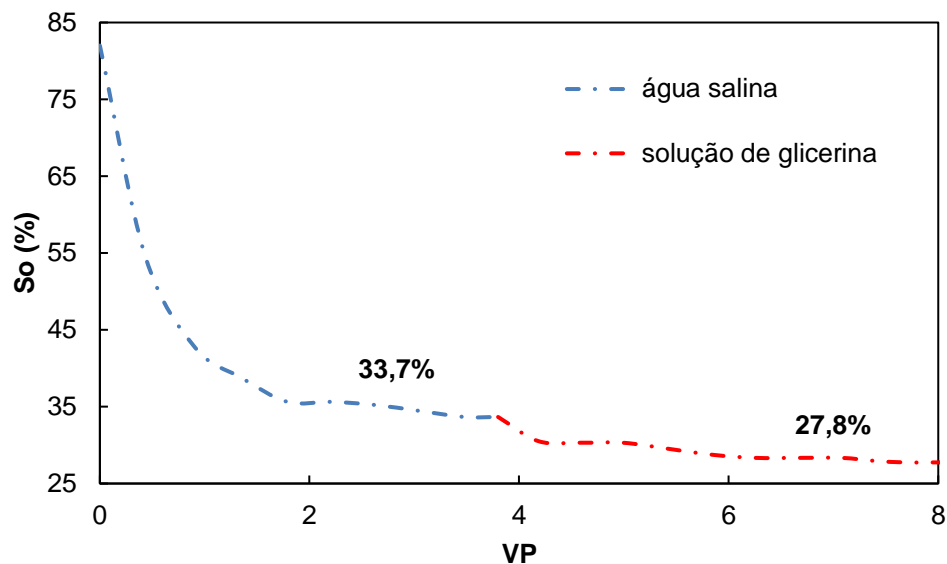


Figura 52: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a baixa velocidade ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$).

Como observado na Figura 51, no experimento realizado, a injeção de água recuperou 41,5% do óleo enquanto que com a injeção de solução de glicerina esse fator chegou a 48%.

Da análise da Figura 52, percebe-se que a saturação residual de óleo passa de 33,7% com a injeção de água salina para 27,8% após a injeção da solução de glicerina.

Os resultados da injeção sequencial de água salina – solução de glicerina foram comparados com os da injeção sequencial de água salina – solução polimérica (ambas a baixa velocidade) obtidos na seção 4.3.1. Na Tabela 22 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos para cada processo de injeção. Em razão dos fatores de recuperação para a injeção de água salina terem sido diferentes para cada rocha, e para se ter uma verdadeira noção do óleo efetivamente recuperado com a injeção das soluções de glicerina e de polímero, no lugar de se calcular a diferença absoluta, foram calculadas as diferenças dos fatores de recuperação da glicerina (ΔFR_g) e do polímero (ΔFR_p) relativos à injeção de água salina (FR_w), de tal modo que:

$$\Delta FR_i = \frac{FR_i - FR_w}{FR_w} \times 100\% \quad ; \quad (i = g: \text{glicerina}, p: \text{polímero}) \quad (4.1)$$

Analogamente, a diferença da saturação de óleo residual da glicerina (ΔS_{or_g}) e do polímero (ΔS_{or_p}) relativos à injeção de água salina (S_{or_w}) é dada pela equação abaixo.

$$\Delta S_{or_i} = \frac{S_{or_w} - S_{or_i}}{S_{or_w}} \times 100\% \quad ; \quad (i = g: \text{glicerina}, p: \text{polímero}) \quad (4.2)$$

Tabela 21: Resultados obtidos durante os processos para as injeções sequenciais de água salina – glicerina e de água salina – polímero a baixa velocidade ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$).

Fluido deslocante	FR (%)	S_{or} (%)	ΔFR_i (%)	ΔS_{or_i} (%)
Água salina – glicerina 43,58% (v/v)	41,5 – 48	33,7 – 27,8	15,66	17,51
Água salina – HPAM 0,1% (p/p)	44,3 – 50,7	34,5 – 28,2	14,45	18,26

Da comparação das curvas de recuperação de óleo para a injeção sequencial de água salina – solução polimérica e da injeção sequencial de água salina – solução de glicerina para $Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$, (Figuras 37 e 51), percebe-se que o acréscimo no fator de recuperação são valores muito próximos, sugerindo em ambos os casos, atuações de natureza viscosa no processo de recuperação (no primeiro caso tem-se variação absoluta do fator de recuperação de 6,5% e para o segundo caso, chega-se a 6,4%. Comparando os valores dos fatores de recuperação de cada fluido (solução de glicerina ou de polímero) relativos à injeção de água (Tabela 22) nota-se que a recuperação com a solução polimérica foi, de fato, 1,21% menor.

Igualmente, se comparadas as Figuras 38 e 52, tem-se que as variações na saturação residual de óleo não são muito diferentes nos dois casos de injeções sequenciais (água salina – solução polimérica e água salina – solução de glicerina), sendo a variação de saturação residual de óleo igual a 6,3% para aquele caso e 5,9% para este caso. Pelo fato de ambos os fluidos terem a mesma viscosidade (aproximadamente 3,7 cP), este resultado indica que não houve ação de efeitos elásticos na solução polimérica, e que em ambos os casos o óleo adicional recuperado é decorrente do aumento da viscosidade. Este resultado é verificado pelos valores próximos da diferença de saturação de óleo residual relativos à injeção de água, cuja diferença foi de 0,75%.

4.5.2.

Alta Velocidade – Vazão de 2,46 cm³/min

Para este teste foram realizados dois experimentos. Uma injeção sequencial de água salina – glicerina e uma injeção sequencial de água salina – polímero, ambas com vazão de 2,46 cm³/min. A injeção sequencial de água salina–solução de glicerina foi realizada utilizando a amostra BH4A, enquanto que a injeção sequencial de água – HPAM 0,1% (p/p) foi realizada na amostra BH4B.

4.5.2.1.

Injeção Sequencial Água Salina – Solução de Glicerina

A seguir, a Tabela 23 apresenta os valores para as misturas de água e glicerina para se obter a viscosidade dinâmica igual àquela da solução polimérica para a vazão de 2,46 cm³/min que era de 2,94 cP. Destaca-se o valor de 39,3% em volume da solução de glicerina em água salina para o qual se obteve a viscosidade de 2,95 cP. A Tabela 24 apresenta os dados da injeção deste processo de injeção para a vazão correspondente a dez vezes aquela do experimento descrito em 4.5.1.

Tabela 22: Viscosidade das misturas de água com glicerina.

Porcentagem de glicerina (%)	Viscosidade dinâmica (cP)
30	2,11
35	2,46
37,5	2,73
39	2,88
39,5	2,97
39,3	2,95

Tabela 23: Dados da injeção sequencial (vazão de 2,46 cm³/min).

Propriedade	Água salina	Solução de glicerina 39,3% (v/v)
Vazão (cm ³ /min)	2,46	2,46
Tempo (min)	130	120
Volume poroso injetado	11,44	10,56

A Figura 53 mostra o comportamento da curva de fator de recuperação de óleo e pressão de injeção por volume poroso injetado após injeção de água salina seguida da injeção da solução de glicerina para a vazão referida acima. Na Figura 54 tem-se as curvas de saturação de óleo residual em função do volume poroso injetado.

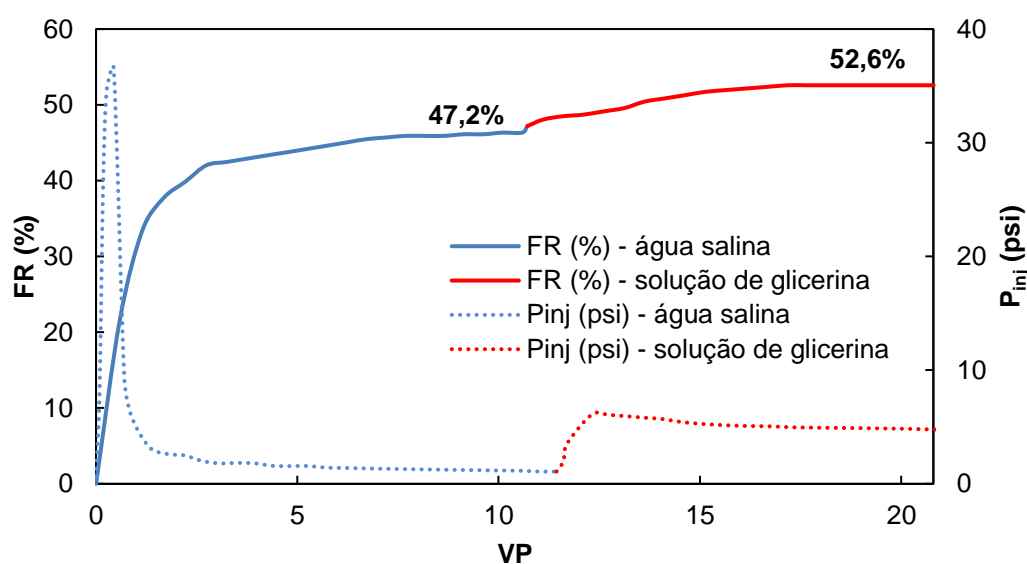


Figura 53: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).

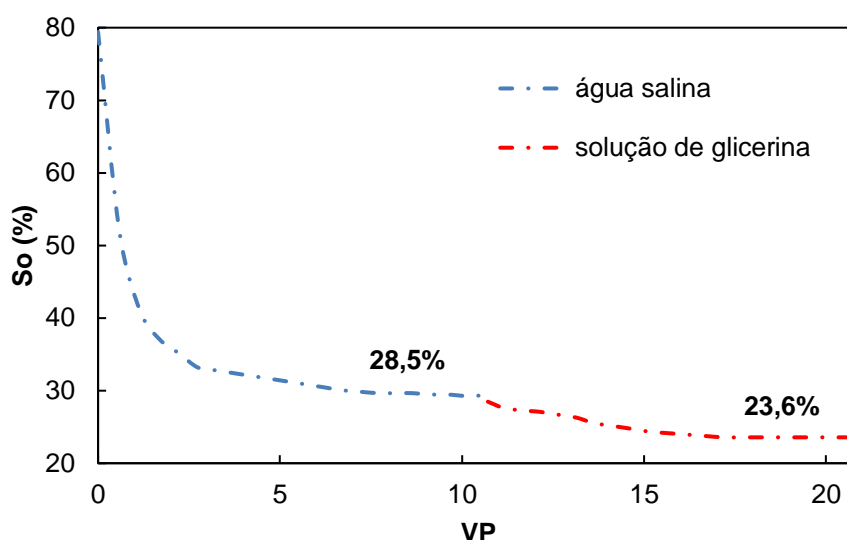


Figura 54: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de glicerina a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).

Analisando a Figura 53, nota-se que a injeção de água recuperou 47,2% do óleo e a injeção de solução de glicerina, por sua vez, recuperou 52,8% da fase oleosa.

A Figura 54, mostra que a saturação residual de óleo sofre uma queda de 4,9%, ou seja, de uma S_{or} de 28,5% com a injeção de água salina para S_{or} de 23,6% após a injeção da solução de glicerina.

4.5.2.2.

Injeção sequencial água salina – solução de HPAM 0,1% (p/p)

A segunda etapa se deu com injeção sequencial de água salina e solução polimérica para a vazão de $2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$. A Tabela 25 apresenta os dados dessa injeção.

Tabela 24: Dados de injeção sequencial de água salina – HPAM 0,1% (p/p) na vazão de $2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Propriedade	Água salina	HPAM 0,1% (p/p)
Vazão (cm^3/min)	2,46	2,46
Tempo (min)	101	101
Volume poroso injetado	8,66	8,66

A injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) para a vazão de 2,46 cm³/min fornece o comportamento da curva de fator de recuperação de óleo e pressão de injeção em função do volume poroso injetado apresentado na Figura 55. A curva de saturação de óleo em função do volume poroso injetado é apresentada na Figura 56.

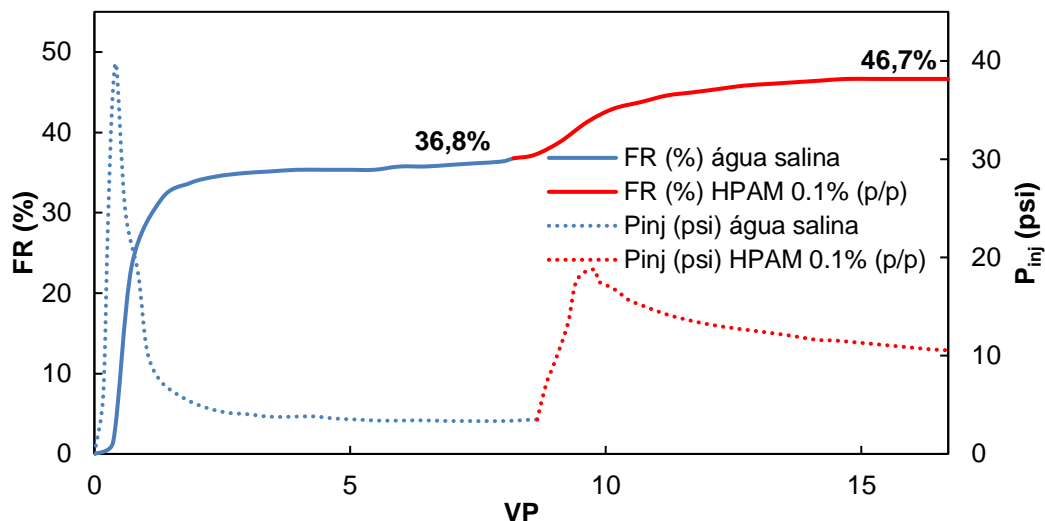


Figura 55: Fator de recuperação do óleo Morlina e pressão de injeção em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) a alta velocidade ($Q = 2,46\text{cm}^3/\text{min}$).

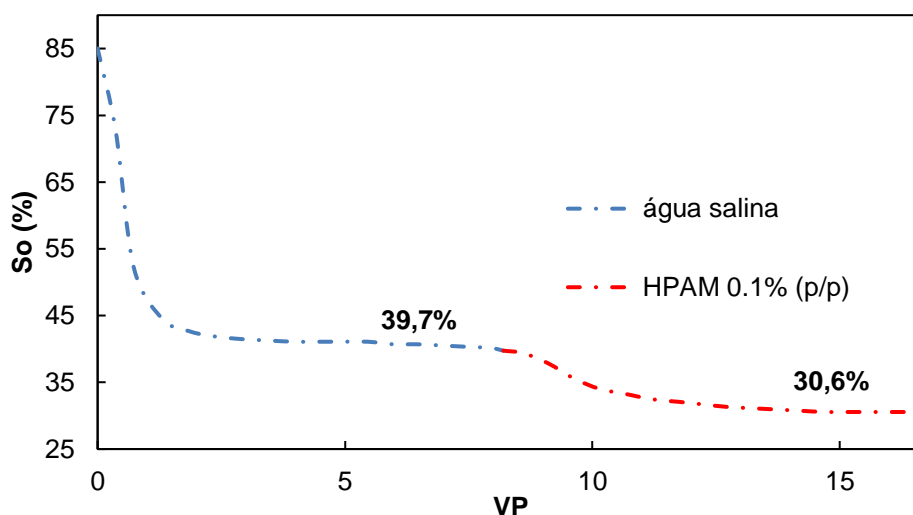


Figura 56: Saturação de óleo para o Morlina em função do volume poroso injetado. Injeção sequencial de água salina e solução de HPAM 0,1% (p/p) a alta velocidade ($Q = 2,46\text{ cm}^3/\text{min}$).

Analogamente aos casos de baixa velocidade, para comparar os resultados da injeção sequencial de água – solução de glicerina e água – solução de polímero a alta velocidade, foi realizada uma tabela resumo, Tabela 26, com os resultados obtidos em cada processo de injeção.

Tabela 25: Resultados obtidos durante os processos de injeções sequenciais de água salina–glicerina e de água salina–polímero a alta velocidade ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$).

Fluido deslocante	FR (%)	S_{or} (%)	ΔFR_i (%)	ΔSor_i (%)
Água salina – glicerina 39,3% (v/v)	47,2 – 52,6	28,5 – 23,6	11,44	17,19
Água salina – HPAM 0,1% (p/p)	36,8 – 46,7	39,7 – 30,6	26,90	22,92

Comparando os fatores de recuperação obtidos pela injeção sequencial de água salina – solução de glicerina observa-se uma variação absoluta de fator de recuperação de 5,4%, ao passo que para a injeção sequencial de água salina – solução polimérica obteve-se 9,9%. Porém, comparando os valores dos fatores de recuperação de cada fluido (soluções de glicerina ou de polímero) relativos à injeção de água, obtém-se um fator de recuperação relativo 2,35 vezes maior para a injeção polimérica em comparação a injeção de solução de glicerina. Como é sabido, neste teste, a solução polimérica e a solução de glicerina tinham aproximadamente o mesmo valor para a viscosidade dinâmica, em torno de 2,94 cP, disso podemos inferir que a recuperação de 15,46% de óleo adicional é atribuída à atuação dos efeitos elásticos da solução polimérica. O aumento da taxa de injeção altera a configuração das cadeias poliméricas que sofrem maiores taxas de alongação ao se contrair e alongar durante sua passagem pelas gargantas dos poros. O estiramento das cadeias gera uma resistência ao escoamento. Essa resistência ao escoamento é evidenciada pelo aumento da componente extensional da viscosidade do polímero que atua de duas formas: aumento da eficiência de deslocamento pela estabilização da frente de avanço e diminuição da saturação de óleo residual através do aumento do diferencial de pressão que atua nos gânglios de óleo presos por forças capilares. Os resultados da Tabela 26 evidenciam isso na diferença efetiva da saturação de óleo residual entre as injeções que é 33% maior para o caso da injeção de solução polimérica.

Comparando os resultados das Tabelas 22 e 26 para a injeção de água salina – solução polimérica a baixa ($Q = 0,246 \text{ cm}^3/\text{min}$; $\Delta FR_p = 14,45\%$; $\Delta Sor_p = 18,26\%$) e alta vazão ($Q = 2,46 \text{ cm}^3/\text{min}$; $\Delta FR_p = 26,90\%$; $\Delta Sor_p = 22,92\%$) pode-se evidenciar novamente a atuação do efeito elástico do polímero a alta vazão,

observando-se um aumento efetivo no fator de recuperação de óleo de 12,45% e uma redução efetiva na saturação de óleo residual de 4,66%.

5 Comentários Finais

5.1. Conclusões

Neste trabalho, para avaliar a retenção do polímero, foram realizados testes de injeção alternada de água salina – solução polimérica – água salina, assim como testes bifásicos para o estudo do deslocamento de óleo por injeção de água salina, solução polimérica e solução de glicerina. Nos testes de deslocamento foi avaliado o efeito da razão de viscosidade óleo – fluido deslocante, bem como os efeitos elásticos da solução polimérica.

A água salina utilizada nos testes consistiu-se de água salina sintética preparada de acordo com a norma ASTM D1141 – 98 e para a solução de polímero foi utilizada a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM, Flopaam 3630S) na concentração de 0,1% (p/p).

O efeito da razão de viscosidade óleo – fluido deslocante foi avaliado mediante testes de injeção contínua de água salina e injeção contínua de polímero a vazão variável. Para tanto, foram utilizados dois óleos minerais: o óleo de alta viscosidade Shell Morlina (Grau API° 21,6 e 133 cP, ambos para 40 °C) e o óleo de baixa viscosidade Drakeol 7 (Grau API° 32,5 e 10,02 cP, ambos para 40 °C).

O estudo dos efeitos elásticos foi realizado através de testes de deslocamento do óleo de alta viscosidade Shell Morlina pela injeção sequencial de água salina – polímero e água salina – glicerina a vazões constantes correspondentes a velocidades próximas a 1 e 10 pé/d em ambos os testes.

Todos os testes foram realizados em amostras de arenito Bentheimer com permeabilidades absolutas em torno de 750 mD. Para avaliar a retenção do polímero, calculou-se nos testes monofásicos a permeabilidade absoluta antes e após a injeção de solução polimérica, enquanto que nos testes bifásicos foram analisados os fatores de recuperação, pressões de injeção e as saturações residuais de óleo para avaliar os efeitos da viscosidade e viscoelasticidade na recuperação avançadas de óleo (EOR).

No teste de injeção alternada de água salina e solução polimérica verificou-se uma redução da permeabilidade absoluta em aproximadamente 5 vezes devido ao fenômeno da retenção do polímero.

Tanto os testes de deslocamento de óleo de alta viscosidade como aqueles para óleo de baixa viscosidade apresentaram melhores resultados para a situação na qual a fase oleosa foi deslocada pela solução polimérica, caracterizada por uma viscosidade maior que a apresentada pela água salina. Quando, por exemplo, deslocou-se o óleo de alta viscosidade Morlina por água salina $\left(\frac{\mu_{\text{Morlina}}}{\mu_A} = 180,5\right)$ chegou-se a um FR de 34,5% e S_{or} de 49,1%. Para o deslocamento do óleo de baixa viscosidade Drakeol por solução polimérica $\left(\frac{\mu_{\text{Drakeol}}}{\mu_{\text{HPAM}}} = 4,1\right)$, obteve-se FR de 55,2% e S_{or} de 26%.

Mostra-se assim, que quanto menor a razão de viscosidade maiores os valores de fator de recuperação de óleo e, conseqüentemente, menores os valores de saturação de óleo residual.

O efeito puramente viscoso da solução polimérica foi evidenciado pela similaridade dos resultados da injeção sequencial de água salina – glicerina e injeção sequencial de água salina – polímero para baixa vazão que apresentaram respectivamente diferenças de fatores de recuperação relativos á injeção de água para a glicerina $\Delta FR_g = 15,66 \%$ e para a solução polimérica $\Delta FR_p = 14,45 \%$, isto é, os valores muito próximos apontam que o efeito elástico é imperceptível.

O efeito elástico da solução polimérica foi evidenciado a alta taxa de injeção. Para maiores taxas de cisalhamento as diferenças de fatores de recuperação relativos á injeção de água para a glicerina $\Delta FR_g = 11,44 \%$ e e para a solução polimérica $\Delta FR_p = 26,90 \%$.

5.2. Sugestões

Seguem algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Usar técnicas de visualização, como microtomografia, para visualizar a distribuição das fases no meio poroso após cada processo de deslocamento;
- Analisar diferentes concentrações da solução polimérica;
- Realizar teste com soluções poliméricas com fortes características elásticas.

Além do mais, para se obter um trabalho mais completo se faz necessário vários testes para se observar a consistência dos resultados.

6 Referências Bibliográficas

- Afsharpoor, A. et al. (2012). *CFD modeling of the effect of polymer elasticity on residual oil saturation at the pore-scale. Journal of Petroleum Science and Engineering.*
- ANP. (2019). *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.*
- Bret-Rouzaut, N., Favennec, J. (2011). *Petróleo e Gás Natural* (2° ed.). Rio de Janeiro: Synergia Editora.
- Christopher, R. H., Middleman, S. (1965). *Powe-law flow through a packed tube. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals.*
- de Farias, M. L. R. . (2013). *Recuperação Avançada de Óleos Pesados por Injeção de Emulsões Diluídas de Óleo em Água (Tese de Doutorado, PUC-Rio).*
- de Lima, N. M. (2015). *Análise do Deslocamento de Óleo por Soluções Poliméricas em Microescala (Dissertação de Mestrado, PUC-Rio).*
- Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia. (2019). *Balanco Energético Nacional.*
- Engelk, B. S. (2012). *Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo (Dissertação de Mestrado, PUC-Rio).*
- Fernández, E. F., Junior, O. A. P., de Pinho, A. C. . (2009). *Dicionário do Petróleo.* Rio de Janeiro: Lexikon Editora.
- Green, D. W., Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook.*
- Ranjbar, M. e. (1992). *Quantification and optimization of viscoelastic effects of polymer solutions for enhanced oil recovery.*
- Rosa A. J., Carvalho, R. d., & Xavier, J. A. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo.* Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- Salas, M. K. S. (2014). *Estudo da Injeção de Água na Recuperação Melhorada de Petróleo: Efeito da Salinidade e Surfactante (Dissertação de Mestrado, PUC-Rio).*
- Sandiford, B. B. (1964). *Laboratory and Field Studies of Water Floods Using Polymer Solutions to Increase Oil Recoveries. Journal of Petroleum Technology.*
- Santos, P. É. et al. (2010). *Métodos de Recueração Secundária Convencionais. Cadernos de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas.*

- Smith, F. (1970). *The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media*. *Journal of Petroleum Technology*.
- Thomas, J. E., Triggia, A. A., Correia, C. A., Filho, C. V., Xavier, J. A., Machado, J. C., et al. (2004). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo* (2° ed.). Rio de Janeiro: Editora Interciência.
- Wang, D. et al. (2000). *Viscous-Elastic Polymer Can Increase Micro-Scale Displacement Efficiency in Cores*. *Acta Petrol*.
- Wang, W. (1994). *Viscoelasticity and Rheological Property of Polymer Solution in Porous Media*. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*.
- Zsklo, A., Uller V. C. (2008). *Fundamentos do Refino de Petróleo: Tecnologia e Economia* (2° ed.). Rio de Janeiro: Editora Interciência.