

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

CRISTIANO SEVERO AIOLFI

ABORDAGEM EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR INJEÇÃO DE  
SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

SÃO MATEUS - ES

2020

CRISTIANO SEVERO AIOLFI

ABORDAGEM EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR INJEÇÃO DE  
SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Dissertação apresentada ao programa de  
Pós-Graduação em Energia da  
Universidade Federal do Espírito Santo,  
como requisito para obtenção do título de  
Mestre em Energia

Orientador: Dr. Oldrich Joel Romero  
Guzmán

SÃO MATEUS - ES

2020

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

A288a Aiolfi, Cristiano Severo, 1990-  
Abordagem experimental da recuperação de óleo por injeção de soluções poliméricas / Cristiano Severo Aiolfi. - 2020.  
168 f. : il.

Orientador: Oldrich Joel Romero Guzmán.  
Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Universitário Norte do Espírito Santo.

1. Petróleo. 2. Polímeros. I. Guzmán, Oldrich Joel Romero.  
II. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Universitário Norte do Espírito Santo. III. Título.

CDU: 620.9

---

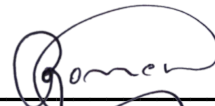
**CRISTIANO SEVERO AIOLFI**

**ABORDAGEM EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO POR  
INJEÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Energia.

Aprovada em 29 de setembro de 2020.

**COMISSÃO EXAMINADORA**



---

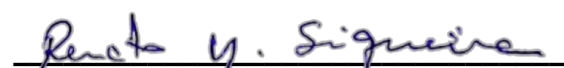
**Prof. Dr. Oldrich Joel Romero**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador

---

**Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Paula Meneguelo**  
Universidade Federal do Espírito Santo

---

**Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jesuína Cássia Santiago de Araújo**  
Universidade Federal do Espírito Santo



---

**Prof. Dr. Renato do Nascimento Siqueira**  
Instituto Federal do Espírito Santo



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

**PROTOCOLO DE ASSINATURA**



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por  
JESUINA CASSIA SANTIAGO DE ARAUJO - SIAPE 1832450  
Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES  
Em 01/12/2020 às 17:23

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:  
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/101925?tipoArquivo=O>



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

**PROTOCOLO DE ASSINATURA**



O documento acima foi assinado digitalmente com senha eletrônica através do Protocolo Web, conforme Portaria UFES nº 1.269 de 30/08/2018, por  
ANA PAULA MENEGUELO - SIAPE 1754588  
Departamento de Engenharia e Tecnologia - DET/CEUNES  
Em 07/12/2020 às 09:50

Para verificar as assinaturas e visualizar o documento original acesse o link:  
<https://api.lepisma.ufes.br/arquivos-assinados/104624?tipoArquivo=O>

*“A lição é a seguinte: nunca desista, nunca, nunca, nunca. Em nada. Grande ou pequeno, importante ou não. Nunca desista. Nunca se renda à força, nunca se renda ao poder aparentemente esmagador do inimigo.”*

*(Winston Churchill)*

*A Deus Pai todo poderoso pela vida.*

*Aos meus pais, Antônio e Inês, pelo incentivo, amor e carinho.*

*À Fernanda pela paciência, amor e companheirismo.*



## AGRADECIMENTOS

A Deus Pai Todo Poderoso, por me conceder força, me guiar e me manter firme durante todo caminho, me sustentando nas dificuldades.

À toda a minha família, em especial meu pai e minha mãe, pelo apoio, incentivo, paciência e confiança.

À Fernanda, pelo carinho, companheirismo, por suportar todas as minhas reclamações, por todos os dias em que não pude estar totalmente presente e por ser essa pessoa maravilhosa para mim.

Ao meu orientador, professor Prof. Dr. Oldrich Joel Romero Guzmán, pela orientação, dicas, conversas, e sobretudo pela confiança de que eu seria capaz de realizar este trabalho.

Aos professores do PPGEN, DETEC e aos membros da banca, Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Paula Meneguelo, Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Jesuína Cássia Santiago de Araújo, Prof. Dr. Renato do Nascimento Siqueira e Prof. Dr. Daniel da Cunha Ribeiro, pela disposição, humildade, boa vontade, orientação, sugestões e conversas que me ajudaram na execução deste trabalho.

Aos novos amigos que compartilharam comigo a caminhada do mestrado: Thales Rodrigues Barboza, Vitória Felício Dornelas, Valéria Silva dos Santos, Letícia Silveira Dias de Assunção e Pedro Ribeiro Figueiredo Couto. Pelo apoio na execução dos experimentos, pelo compartilhamento de experiências, pelas conversas e pelo aprendizado.

Aos amigos antigos, principalmente os do GASPE, por serem fundamentais em toda a minha trajetória de vida.

Aos colegas servidores do Instituto Federal do Espírito Santo, *campus* São Mateus, pelo apoio, suporte, troca de experiências e gentileza.

Ao campus CEUNES/UFES, em especial à equipe da SUPGRAD, por viabilizar a execução dos experimentos e desenvolvimento do trabalho.

## RESUMO

A injeção de soluções poliméricas é um dos métodos químicos mais aplicados para a recuperação avançada de petróleo. A técnica permite aumentar o fator de recuperação de óleo em campos maduros, ou seja, retirar mais petróleo dos reservatórios explorados. Em decorrência disso, considerando os vários tipos de polímeros disponíveis e as diferentes condições de reservatório, se faz necessário estudar como esses fatores impactam a produção de óleo. Assim, o presente trabalho teve como objetivo avaliar o impacto da injeção de soluções poliméricas no fator de recuperação de óleo em meios porosos em condição de confinamento sob alta pressão. Para isso, foram preparadas soluções poliméricas utilizando poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (HPAM's) com diferentes pesos moleculares. As soluções foram caracterizadas reologicamente, apresentando um comportamento pseudoplástico e um aumento da viscosidade aparente com o aumento do peso molecular do polímero. Foram realizados quatro experimentos de injeção com testemunhos areníticos sintéticos de alta permeabilidade. O fluido deslocado foi o óleo sintético Petronas Selenia 5W30 API SN, com viscosidade de 126 cP. Os resultados dos experimentos de recuperação mostram que a injeção de água resulta em um fator de recuperação médio de 40,25%. Quando a injeção de soluções poliméricas é realizada, após a injeção de água, o fator de recuperação médio é de 70,33%. Os experimentos também mostram que uma maior permeabilidade do meio poroso combinada a uma maior viscosidade aparente da solução polimérica favorece a recuperação de óleo.

**Palavras chaves:** Petróleo. HPAM. Recuperação avançada. Fator de recuperação. Análise experimental.

## ABSTRACT

Polymer flooding is one of the most applied chemical methods for enhanced oil recovery. The technique allows to increase the oil recovery factor in mature fields, so to produce more oil from the explored reservoirs. Therefore, considering the variety of polymers available and the different reservoir conditions, it is necessary to study how these factors impact oil production. Thus, the present work aimed to evaluate the impact of the polymer flooding on the oil recovery factor in porous media under high pressure confinement. For it, polymeric solutions were prepared using partially hydrolyzed polyacrylamides (HPAM) with different molecular weights. Solutions were rheologically characterized, showing a pseudoplastic behavior and a viscosity increase with the polymer molecular weight increasing. Were performed four flooding experiments with high-permeability synthetic sandstone cores. The displaced fluid was the synthetic oil Petronas Selenia 5W30 API SN, with 126 cP viscosity. The results showed that the water flooding results in an average recovery factor of 40,25%. When the polymer flooding is performed, after the water flooding, the average recovery factor is 70,33%. The experiments also show that porous media higher permeability combined with polymer solutions higher viscosity favors the oil recovery.

**Keywords:** Oil. HPAM. Enhanced oil recovery. Recovery factor. Experimental analysis.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamento da produção em poço de petróleo. Fonte: Adaptado de Höök <i>et al.</i> (2014). .....	26
Figura 2. a) Esquema do meio poroso durante experimento. b) Ilustração do procedimento de determinação da permeabilidade de um meio poroso. Fonte: Adaptado de Tiab e Donaldson (2012).....	31
Figura 3. Ilustração de um sistema água, óleo e rocha para observação das fases molhante e não molhante. Fonte: Adaptado de Tiab e Donaldson (2016). .....	32
Figura 4. Comportamento da injeção em (a) razão de mobilidade desfavorável e em (b) razão de mobilidade favorável. Fonte: Adaptado de Green e Willhite (1998). .....	35
Figura 5. Estrutura molecular da poliacrilamida e da poliacrilamida parcialmente hidrolisada. Fonte: Lake (1989).....	38
Figura 6. Estrutura molecular da goma xantana. Fonte: Lake (1989). .....	40
Figura 7. Esquema dos mecanismos de retenção polimérica no meio poroso. Fonte: Sorbie (1991).....	42
Figura 8. Esquema de fluxo de solução polimérica viscoelástica através dos poros do meio poroso. Fonte: Urbissinova, Trivedi e Kuru (2010). .....	47
Figura 9. Esquema de resultado de teste oscilatório com módulos elástico e viscoso. Fonte: Barnes (2000). .....	48
Figura 10. Bancada de testes para injeção em meios porosos. Fonte: Autor .....	54
Figura 11. <i>Core holder</i> sobre base. Fonte: Autor. ....	55
Figura 12. Componentes internos do <i>core holder</i> . Fonte: Autor.....	56
Figura 13. Tampas roscadas do <i>core holder</i> . Fonte: Autor. ....	56
Figura 14. Esquema da bancada de testes para injeção em meios porosos. Fonte: Autor.....	57
Figura 15. Detalhe dos canais de distribuição na tampa de entrada do <i>core holder</i> . Fonte: Autor.....	58
Figura 16. Tampas laterais do <i>core holder</i> posicionadas junto ao testemunho. Fonte: Autor.....	58
Figura 17. <i>Core holder</i> montado, com sentido de fluxo. Fonte: Autor .....	59
Figura 18. Reômetro Anton Paar MCR72 do laboratório de Petróleo e Gás do PPGEN. Dimensões: 54 cm x 34 cm x 65 cm. Fonte: Autor. ....	62

Figura 19. Testemunho rochoso utilizado nos testes. Detalhe do comprimento aproximado da amostra (a) e do diâmetro aproximado (b). Fonte: Autor .....	63
Figura 20. Testemunho rochoso no béquer com solução de saturação. Fonte: Autor .....	64
Figura 21. Testemunho rochoso no dessecador para saturação com solução de KCl. Fonte: Autor.....	65
Figura 22. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN905SH ( $11 - 13 \times 10^6$ Dalton) nas concentrações indicadas.....	74
Figura 23. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN923VHM ( $14 - 18 \times 10^6$ Dalton) nas concentrações indicadas.....	74
Figura 24. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN945VHM ( $16 - 23 \times 10^6$ Dalton) nas concentrações indicadas.....	75
Figura 25. Viscosidade aparente das soluções preparadas com os polímeros AN905SH ( $11 - 13 \times 10^6$ Dalton), AN923VHM ( $14 - 18 \times 10^6$ Dalton) e AN945VHM ( $16 - 23 \times 10^6$ Dalton) com concentração de 500 ppm.....	78
Figura 26. Diferencial de pressão x Vazão para os testes de permeabilidade das rochas: (a) BN1; (b) BN2; (c) BN3 e (d) BN4. Fonte: Autor.....	81
Figura 27. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 01. Fonte: Autor.....	85
Figura 28. Tubos com os fluidos coletados no primeiro experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 72 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (72 a 144 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (144 a 216 minutos de experimento); (d) Quarto volume poroso injetado (216 a 288 minutos de experimento). Fonte: Autor.....	87
Figura 29. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 01. Fonte: Autor. ....	88
Figura 30. Fator de recuperação para experimento de injeção de água. Fonte: Autor. ....	88
Figura 31. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 02. Fonte: Autor.....	91
Figura 32. Tubos com os fluidos coletados no segundo experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 67,7 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (66,7 a 133,5 minutos de experimento); (c) Terceiro	

volume poroso injetado (133,5 a 200,2 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor. ....	92
Figura 33. Tubos com os fluidos coletados no segundo experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (200,2 a 266,9 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (266,9 a 333,67 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (266,9 a 400,4 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (400,4 a 468 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.....	93
Figura 34. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 02. Fonte: Autor. ....	94
Figura 35. Fator de recuperação para experimento 02 (Injeção de água e solução polimérica AN905SH). Fonte: Autor. ....	95
Figura 36. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 03. Fonte: Autor. ....	98
Figura 37. Tubos com os fluidos coletados no terceiro experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 69,7 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (69,7 a 139,3 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (139,3 a 209 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor.....	99
Figura 38. Tubos com os fluidos coletados no terceiro experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (209 a 278,67 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (278,67 a 348,3 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (348,3 a 418 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (418 a 488 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.....	100
Figura 39. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 03. Fonte: Autor. ....	101
Figura 40. Fator de recuperação para experimento 03 (Injeção de água e solução polimérica AN923VHM). Fonte: Autor. ....	102
Figura 41. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 04. Fonte: Autor.....	105
Figura 42. Tubos com os fluidos coletados no quarto experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 66,3 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (66,3 a 132,7 minutos de experimento); (c) Terceiro	

volume poroso injetado (132,7 a 199 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor.....	107
Figura 43. Tubos com os fluidos coletados no quarto experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (199 a 265,3 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (265,3 a 331,7 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (331,7 a 398 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (398 a 466 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.....	108
Figura 44. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 04. Fonte: Autor. ....	109
Figura 45. Fator de recuperação para experimento 04 (Injeção de água e solução polimérica AN945VHM). Fonte: Autor. ....	110
Figura 46. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) para os quatro experimentos de injeção. Fonte: Autor.....	112
Figura 47. Evolução para o fator de recuperação para os experimentos 01 e 02. Fonte: Autor.....	114
Figura 48. Evolução para o fator de recuperação para os experimentos 03 e 04. Fonte: Autor.....	114
Figura G01 - Válvula de agulha HOKE® utilizada na bancada. Fonte: Autor. ....	156
Figura G02 - Bomba de microvazão Waters 515 HPLC. Fonte: Autor. ....	157
Figura G03 – Detalhe do interior da bomba. Fonte: Autor.....	158
Figura G04 - Desmontagem das tubulações da bomba. Fonte: WATERS, [s. d.]...	158
Figura G05 - Detalhe da bomba com indicação da posição das <i>check valves</i> . Fonte: Autor.....	159
Figura G06 - Desmontagem dos cabeçotes da bomba. Fonte: Autor. ....	159
Figura G07 - Esquema do cabeçote da bomba com posição do selo. Fonte: WATERS, [s. d.].....	160
Figura G08 - Cabeçote da bomba sem selo (esquerda) e com o selo posicionado (direita). Fonte: Autor. ....	160
Figura G09 - Detalhe da bomba sem os cabeçotes. Fonte: Autor.....	161
Figura G10 - Ilustração da retirada das seringas da bomba. Fonte: WATERS, [s. d.].....	161
Figura G11 - Ilustração das seringas com seus componentes. Fonte: WATERS, [s. d.].....	161

Figura G12 - <i>Core holder</i> desmontado com indicação das roscas. Fonte: Autor. ...	163
Figura G13 - <i>Core holder</i> desmontado com indicação da posição das vedações. Fonte: Autor.....	164
Figura G14 - Tampas roscadas com indicação da posição das vedações. Fonte: Autor. ....	164
Figura G15 - Componentes internos do <i>core holder</i> com indicação das posições das vedações. Fonte: Autor. ....	165
Figura H01. Diagrama de incertezas envolvidas na execução do presente estudo. Fonte: Autor.....	167



## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> – Critérios de aplicação para as soluções poliméricas.....	43
<b>Tabela 2</b> - Dados das soluções poliméricas preparadas (Aproximadamente 400 mL para cada solução).....	61
<b>Tabela 3</b> - Dimensões dos testemunhos rochosos aplicados nos testes. ....	63
<b>Tabela 4</b> - Coeficientes da lei de potência para as soluções preparadas .....	76
<b>Tabela 5</b> – Viscosidade aparente das soluções poliméricas em uma taxa de cisalhamento de $10\text{ s}^{-1}$ .....	77
<b>Tabela 6</b> - Dados dos fluidos injetados para os experimentos de deslocamento de óleo. ....	78
<b>Tabela 7</b> - Porosidade dos testemunhos utilizados nos experimentos. ....	79
<b>Tabela 8</b> - Dados de vazão e diferencial de pressão para os testemunhos utilizados. ....	80
<b>Tabela 9</b> - Principais dados dos testemunhos rochosos aplicados nos testes .....	82
<b>Tabela 10</b> - Dados para realização dos experimentos de recuperação. ....	83
<b>Tabela 11</b> - Dados finais dos experimentos de recuperação .....	116
<b>Tabela A.0.1</b> - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN905SH para cada uma das concentrações.....	125
<b>Tabela A.0.2</b> - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN923VHM para cada uma das concentrações.....	126
<b>Tabela A.0.3</b> - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN945VHM para cada uma das concentrações.....	127
<b>Tabela B.0.1</b> - Dados do testemunho BN1 .....	128
<b>Tabela B.0.2</b> - Dados do testemunho BN2 .....	128
<b>Tabela B.0.3</b> - Dados do testemunho BN3 .....	128
<b>Tabela B.0.4</b> - Dados do testemunho BN4 .....	128
<b>Tabela C.0.1</b> - Dados da saturação com óleo: testemunho BN1 .....	129
<b>Tabela C.0.2</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 01 – Injeção de água (Parte 1). ....	130

<b>Tabela C.0.3</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 01 – Injeção de água (Parte 2). .....	131
<b>Tabela C.0.4</b> - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 01 – Injeção de água. ....	132
<b>Tabela C.0.5</b> - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 01 – Injeção de água. ....	132
<b>Tabela C.0.6</b> - Fator de recuperação para experimento 01 – Injeção de água. ....	133
<b>Tabela D.0.1</b> - Dados da saturação com óleo: testemunho BN2. ....	134
<b>Tabela D.0.2</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 1). ..	135
<b>Tabela D.0.3</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 2). ..	136
<b>Tabela D.0.4</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 3). ..	137
<b>Tabela D.0.5</b> - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 02 .....	138
<b>Tabela D.0.6</b> - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 02 .....	139
<b>Tabela D.0.7</b> - Fator de recuperação para experimento 02 .....	140
<b>Tabela E.0.1</b> - Dados da saturação com óleo: testemunho BN3 .....	141
<b>Tabela E.0.2</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 1). ..	142
<b>Tabela E.0.3</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 2). ..	143
<b>Tabela E.0.4</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 3). ..	144
<b>Tabela E.0.5</b> - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 03 .....	145
<b>Tabela E.0.6</b> - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 03 .....	146
<b>Tabela E.0.7</b> - Fator de recuperação para experimento 03 .....	147
<b>Tabela F.0.1</b> - Dados da saturação com óleo: testemunho BN4.....	148
<b>Tabela F.0.2</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 1). ..	149
<b>Tabela F.0.3</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 2). ..	150
<b>Tabela F.0.4</b> - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 3). ..	151
<b>Tabela F.0.5</b> - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 04 .....	152
<b>Tabela F.0.6</b> - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 04 .....	153
<b>Tabela F.0.7</b> - Fator de recuperação para experimento 04.....	154

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Símbolos Gregos

$\alpha$	Coefic. angular da reta vazão x diferencial de pressão	[--]
$\dot{\gamma}$	Taxa de cisalhamento	[s <sup>-1</sup> ]
$\Delta P$	Diferencial de pressão	[Pa]
$\eta_0$	Viscosidade aparente em baixas taxas de cisalhamento	[cP]
$\eta_\infty$	Viscosidade aparente em altas taxas de cisalhamento	[cP]
$\kappa$	Permeabilidade	[mD]
$\kappa_o$	Permeabilidade efetiva ao óleo	[mD]
$\kappa_w$	Permeabilidade efetiva à água	[mD]
$\kappa_{rp}$	Permeabilidade relativa à solução polimérica	[mD]
$\kappa_{rw}$	Permeabilidade relativa à água	[mD]
$\lambda$	Mobilidade	[mD/Pa.s]
$\lambda_o$	Mobilidade ao óleo	[mD/Pa.s]
$\lambda_p$	Mobilidade à solução polimérica	[mD/Pa.s]
$\lambda_w$	Mobilidade à água	[mD/Pa.s]
$\lambda_{wp}$	Mobilidade à água após a injeção de solução polimérica	[mD/Pa.s]
$\mu$	Viscosidade	[cP]
$\mu_{KCl}$	Viscosidade da solução de KCl	[cP]
$\mu_o$	Viscosidade do óleo	[cP]
$\mu_p$	Viscosidade da solução polimérica	[cP]
$\mu_w$	Viscosidade da água	[cP]
$\pi$	Pi	[--]
$\rho_{\text{óleo}}$	Massa específica do óleo	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\rho_{sol}$	Massa específica da solução de KCl	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\rho_w$	Massa específica da água / solução polimérica	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\tau$	Tensão de cisalhamento	[N/m <sup>2</sup> ]
$\phi$	Porosidade	[--]

### Letras Latinas

A	Área da seção transversal do testemunho	[m <sup>2</sup> ]
d	Diâmetro do testemunho	[m]

$f_R$	Fator de recuperação	[--]
$G'$	Módulo elástico	[--]
$G''$	Módulo viscoso	[--]
$K$	Índice de consistência	[--]
$L$	Comprimento do testemunho	[m]
$M$	Razão de mobilidades	[--]
$m_{\acute{o}leo1}$	Massa do testemunho antes da saturação com óleo	[g]
$m_{\acute{o}leo2}$	Massa do testemunho após a saturação com óleo	[g]
$m_{\acute{o}leosat}$	Massa de óleo que satura o testemunho	[g]
$m_{to}$	Massa de óleo coletada em um tubo	[g]
$m_{tubo}$	Massa de fluidos coletados em um tubo	[g]
$m_{tw}$	Massa de água ou sol. polimérica coletada em um tubo	[g]
$m_{sat}$	Massa do testemunho saturado com solução de KCl	[g]
$m_{sec}$	Massa seca do testemunho	[g]
$m_w$	Massa da amostra de água / solução polimérica	[g]
$m_{p1}$	Massa do picnômetro vazio	[g]
$m_{p2}$	Massa do picnômetro cheio	[g]
$n$	Índice da lei de potência	[--]
$q$	Vazão	[m <sup>3</sup> /s]
$q_{inj}$	Vazão dos experimentos	[mL/min]
$R_f$	Fator de resistência	[--]
$R_{rf}$	Fator de resistência residual	[--]
$Sat_{\acute{o}leo}$	Saturação do testemunho	[--]
$T_{res}$	Temperatura do reservatório	[°C]
$v$	Volume do picnômetro	[cm <sup>3</sup> ]
$V_{\acute{o}leo}$	Volume de óleo que satura o testemunho	[cm <sup>3</sup> ]
$V_o$	Volume acumulado de óleo coletado	[cm <sup>3</sup> ]
$V_p$	Volume poroso	[cm <sup>3</sup> ]
$V_T$	Volume total	[cm <sup>3</sup> ]
$V_{to}$	Volume de óleo coletado em um tubo	[cm <sup>3</sup> ]
$V_{tubo}$	Volume de fluidos coletados em um tubo	[cm <sup>3</sup> ]
$V_{tw}$	Volume de água ou sol. polimérica coletada em um tubo	[cm <sup>3</sup> ]

## LISTA DE ABREVIações

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
EOR	Enhanced oil recovery
HEC	Hidroxil etilcelulose
HPAM	Partially hydrolyzed polyacrylamide
IOR	Improved oil recovery
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>22</b>
1.1	OBJETIVOS .....	25
1.1.1	Objetivo geral.....	25
1.1.2	Objetivos específicos.....	25
<b>2</b>	<b>ABORDAGEM TEÓRICA E REVISÃO DE LITERATURA.....</b>	<b>26</b>
2.1	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO .....	26
2.2	CONCEITOS TEÓRICOS .....	29
2.2.1	Porosidade .....	29
2.2.2	Permeabilidade.....	30
2.2.3	Molhabilidade.....	32
2.2.4	Razão de mobilidade .....	33
2.3	CONTROLE DA MOBILIDADE MEDIANTE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS	34
2.3.1	Polímeros mais utilizados .....	37
2.3.2	Critérios de aplicação das soluções poliméricas .....	43
2.3.3	Comportamento não-Newtoniano das soluções poliméricas .....	43
2.4	ESTADO DA ARTE SOBRE INJEÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS	48
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>53</b>
3.1	DESCRIÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL .....	54
3.2	FUNCIONAMENTO DA BANCADA EXPERIMENTAL.....	56
3.2.1	Preparo da bancada experimental.....	59
3.3	PREPARO E CARACTERIZAÇÃO DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS....	59
3.4	CARACTERIZAÇÃO DOS TESTEMUNHOS ROCHOSOS .....	63
3.4.1	Procedimento de medição da porosidade .....	64
3.4.2	Procedimento de medição da permeabilidade.....	66
3.5	PROCEDIMENTO DE SATURAÇÃO DO TESTEMUNHO COM ÓLEO ..	67

3.6	COLETA DE DADOS .....	69
3.7	PROCEDIMENTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA .....	70
3.8	PROCEDIMENTO DE INJEÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS .....	70
3.9	CÁLCULO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO .....	71
<b>4</b>	<b>RESULTADOS: PROPRIEDADES DO SISTEMA ROCHA-FLUIDO.....</b>	<b>73</b>
4.1	CARACTERIZAÇÃO DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS.....	73
4.2	POROSIDADE .....	79
4.3	PERMEABILIDADE.....	79
<b>5</b>	<b>RESULTADOS: RECUPERAÇÃO DE ÓLEO.....</b>	<b>83</b>
5.1	EXPERIMENTO 01 – INJEÇÃO DE ÁGUA.....	84
5.2	EXPERIMENTO 02 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN905SH (11 a $13 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM.....	89
5.3	EXPERIMENTO 03 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN923VHM (14 a $18 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM.....	96
5.4	EXPERIMENTO 04 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN945VHM (16 a $23 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM.....	103
5.5	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	110
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>117</b>
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	119
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>120</b>
<b>APÊNDICE A – DADOS DA CARACTERIZAÇÃO DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS .....</b>		<b>125</b>
<b>APÊNDICE B – DADOS PARA O CÁLCULO DE POROSIDADE DOS TESTEMUNHOS.....</b>		<b>128</b>
<b>APÊNDICE C – DADOS DO EXPERIMENTO 01 – INJEÇÃO DE ÁGUA.....</b>		<b>129</b>
<b>APÊNDICE D – DADOS DO EXPERIMENTO 02 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA (11 A <math>13 \times 10^6</math> Dalton) .....</b>		<b>134</b>
<b>APÊNDICE E – DADOS DO EXPERIMENTO 03 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA (14 A <math>18 \times 10^6</math> Dalton) .....</b>		<b>141</b>

<b>APÊNDICE F – DADOS DO EXPERIMENTO 04 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA (16 A <math>23 \times 10^6</math> Dalton) .....</b>	<b>148</b>
<b>APÊNDICE G – BANCADA DE TESTES: PROBLEMAS E ALTERNATIVAS PARA EXECUÇÃO DOS EXPERIMENTOS.....</b>	<b>155</b>
<b>APÊNDICE H – INCERTEZAS DE MEDIÇÃO.....</b>	<b>166</b>



# 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é a fonte primária de energia mais utilizada pelo homem. Derivados do petróleo têm sido usados como combustíveis para aquecimento, iluminação residencial ou industrial, combustíveis para transporte ou como matéria-prima para a indústria petroquímica. A humanidade ainda é muito dependente dos hidrocarbonetos para manter o estilo de vida atual. Associada a essa dependência, está a preocupação quanto ao esgotamento das fontes petrolíferas, já que, embora em grandes quantidades, é um recurso natural finito.

Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) mostram que em 2017 a produção total mundial de petróleo aumentou 0,7% em relação a 2016, chegando a 92,6 milhões de barris/dia. Essa tendência tem se mantido nos últimos 10 anos, apresentando um crescimento acumulado de cerca de 11% desde 2008 (ANP, 2018). Como produtor, o Brasil está na 10ª posição, extraindo cerca de 2,7 milhões de barris/dia (crescimento de 4,8% no volume produzido) o que corresponde a 3% da produção mundial (ANP, 2018).

Por outro lado, o consumo mundial do petróleo em 2017 alcançou o valor de 98,2 milhões de barris/dia, um crescimento de 1,8% em relação a 2016. Nos últimos 10 anos esse crescimento no consumo atingiu 13,5%. O Brasil situa-se como sétimo maior consumidor, com um consumo de 3 milhões de barris/dia (ANP, 2018).

É possível observar que existe uma disparidade entre o crescimento do consumo e da produção de petróleo. O primeiro ocorre em virtude do modo de vida atual onde produtos derivados do petróleo como plástico, tintas, combustíveis, entre outros, são altamente difundidos e sua utilização traz facilidades ao ser humano. Já o segundo, depende de vários fatores como descoberta de novos campos, evolução da tecnologia de exploração e até mesmo fatores políticos.

A produção de óleo um campo petrolífero possui um comportamento relativamente definido: no início uma produção de fluidos que cresce até um patamar de estabilidade sustentado por algum tempo. Quando o reservatório se torna maduro ocorre um declínio da produção de óleo até atingir um valor em que o limite econômico obriga ao abandono do poço ou grupo de poços.

Para suprir um nível de consumo elevado, novos campos produtores devem ser explorados (MILLER; SORRELL, 2014). O problema nessa situação, segundo Muggeridge *et al.* (2014), é que a descoberta de novos campos petrolíferos que permitam compensar a diminuição da produção dos campos maduros é cada vez mais difícil. Além disso, as bacias encontradas podem estar em locais remotos ou ambientalmente sensíveis como biomas marinhos específicos.

Outra estratégia é a exploração de hidrocarbonetos não convencionais. Esses recursos existem em volumes consideráveis, mas sua exploração exige tecnologia específica, demanda muita energia, depende de questões políticas e ambientais e, conseqüentemente, requer alto investimento inicial.

Assim, até que haja uma solução que mitigue o efeito desses fatores, para equilibrar a balança de produção e consumo de petróleo, é necessário aumentar o fator de recuperação dos campos atualmente ativos, ou seja, retirar maior quantidade de óleo dos reservatórios (MUGGERIDGE *et al.*, 2014). O período em que o poço permanece produzindo pode ser ampliado, dando uma sobrevida ao reservatório, mediante uso dos métodos convencionais ou especiais de recuperação.

Entre as alternativas para o aumento do fator de recuperação, está a aplicação de técnicas de recuperação avançada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*). Esses processos atuam nos fluidos injetados ou presentes no reservatório de petróleo, melhorando seu deslocamento e viabilizando um aumento da quantidade produzida. Os métodos EOR podem ser divididos em térmicos, químicos, miscíveis e outros (HÖÖK *et al.*, 2014). Entre os disponíveis, a injeção de soluções poliméricas (método químico) tem recebido bastante atenção. Nesta rota tecnológica, os polímeros são adicionados à água de injeção para elevar sua viscosidade (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989). Com uma maior viscosidade da solução injetada, a razão de mobilidades se torna mais favorável, quando comparada com a injeção de água, o que resulta em uma maior mobilização do óleo e uma maior eficiência de varrido.

Vários autores, como Sheng (2010) e Sorbie (1991), publicaram trabalhos sobre a aplicação de polímeros nas soluções em recuperação de petróleo, e sobre as características dos próprios polímeros, destacando propriedades, eficiência de utilização e possíveis problemas. Entre os vários tipos de polímeros que têm sido utilizados, os mais comuns são os polímeros sintéticos, tais como: a poliácridamida

parcialmente hidrolisada (HPAM – *Partially hydrolyzed polyacrylamide*), e os polissacarídeos, por exemplo, a goma xantana (GREEN; WILLHITE, 1998).

Com relação à aplicação de soluções poliméricas em recuperação avançada de petróleo, alguns fatores são objeto de estudo. Autores como Abidin, Puspasari e Nugroho (2012) e Xin *et al.* (2018), listam sucintamente alguns deles:

- A viscosidade da solução que influencia diretamente a razão de mobilidades;
- Os mecanismos de diminuição da viscosidade por meio de degradação (mecânica, química, térmica ou bacteriológica);
- As propriedades reológicas da solução, que apresenta comportamento não newtoniano, e sua influência na mobilidade do óleo;
- O estudo da relação entre o peso molecular do polímero e a permeabilidade do meio no acesso aos poros da rocha;
- Os mecanismos de retenção do polímero na rocha e como esses fenômenos afetam a técnica de injeção;
- Combinação de fatores que afetam a viabilidade econômica da técnica;

Apesar dos pontos mencionados alguns autores citam projetos que têm se apresentado ineficientes na recuperação de óleo devido a descrição inadequada dos reservatórios ou problemas com as soluções poliméricas aplicadas. Standnes e Skjevraak (2014), com base em dados de setenta e dois trabalhos publicados sobre injeção de soluções poliméricas, relatam resultados insatisfatórios e indicam que a baixa permeabilidade do meio, a injetividade da solução e com o volume injetado estão entre as principais causas. Já Abidin, Puspasari e Nugroho (2012) explicam que, além dos mecanismos de degradação, a reologia da solução polimérica também deve ser estudada para uma correta utilização para a recuperação de óleo.

Como existem diversos tipos de polímeros e uma grande quantidade de condições de reservatórios diferentes a serem analisadas, e dada a necessidade de uma melhor compreensão de como esses parâmetros potencializam o aumento do fator de recuperação de petróleo mediante uso de soluções poliméricas aquosas, este trabalho teve como objetivo investigar de forma experimental a recuperação de óleo

contido em testemunhos areníticos sintéticos através da injeção de água e de soluções poliméricas.

Para isso, soluções poliméricas foram preparadas com HPAM de diferentes pesos moleculares e, posteriormente, foram aplicadas como fluidos deslocantes para remover óleo dos testemunhos rochosos. Foram realizadas comparações dos resultados de recuperação entre a injeção de água e a de soluções poliméricas, buscando evidenciar como os parâmetros anteriormente citados favoreceram, ou não, o aumento do fator recuperação.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo geral

Avaliar o impacto da injeção de soluções poliméricas, com diferentes viscosidades aparentes, no fator de recuperação de óleo de rochas areníticas sintéticas com diferentes porosidades e permeabilidades.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- a) Obter os parâmetros das soluções poliméricas através de caracterização reológica.
- b) Determinar o fator de recuperação de óleo, mediante a injeção de água.
- c) Determinar o fator de recuperação de óleo, mediante a injeção de soluções poliméricas.
- d) Comparar os resultados dos métodos de recuperação.

## 2 ABORDAGEM TEÓRICA E REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Antes que haja a produção de petróleo, é necessário encontrar acumulações que sejam técnica e economicamente viáveis em ambientes geologicamente favoráveis, o que é função da etapa de prospecção. Após toda a investigação e confirmação da existência das reservas de hidrocarbonetos, sua produção é realizada através de poços perfurados no solo ou leito marinho. A produção de um campo petrolífero possui um comportamento relativamente definido conforme ilustra a Figura 1, entretanto, esse comportamento pode variar de acordo com o preço do petróleo, acidentes, políticas implementadas, entre outros. A produção pode durar anos ou até décadas, mas em algum momento vai chegar em um regime de declínio (HÖÖK *et al.*, 2014).

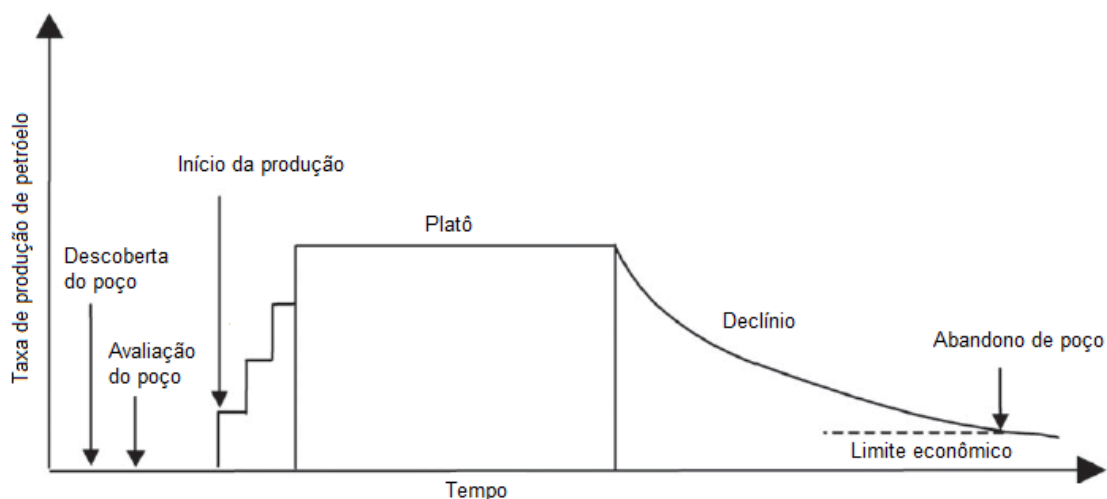


Figura 1. Comportamento da produção em poço de petróleo. Fonte: Adaptado de Höök *et al.* (2014).

A produção de petróleo em um poço ou campo tradicionalmente é dividida em três fases (HÖÖK *et al.*, 2014): recuperação primária, recuperação secundária – convencional ou avançada (EOR) – e, por fim, métodos de recuperação melhorada (*Improved oil recovery* – IOR).

A recuperação primária utiliza a energia natural do reservatório para conduzir os fluidos produzidos até a superfície (HÖÖK *et al.*, 2014). Na Figura 1, esse

comportamento é ilustrado através da região de crescimento de produção em degraus, representando o teste chamado “*build-up*.” Esse teste é realizado com o fechamento do poço (vazão de fluidos nula). Isso resulta em uma equalização da pressão em frente aos canhoneados com a do reservatório (AHMED; MCKINNEY, 2005). A recuperação primária permite atingir fatores de recuperação de óleo na casa de 10 a 30% (KJÄRSTAD; JOHNSON, 2009).

A produção avança e chega ao platô (Figura 1), fase em que maior quantidade de hidrocarbonetos é recuperada. À medida que o petróleo vai sendo explorado ocorre a diminuição da pressão do reservatório e, conseqüentemente, do fluxo de óleo. Para continuar com um nível de produção viável, aplica-se os métodos de recuperação secundária que visam manter a pressão do reservatório de forma artificial.

A técnica de recuperação secundária mais difundida é a injeção de água no reservatório, o que permite obter melhores fatores de recuperação em comparação aos poços onde não se utiliza este recurso. A injeção de água é relativamente mais barata, principalmente em campos *offshore*, onde a água do mar, após um processamento, é o fluido injetado. A água forma uma frente de varredura que se desloca pelos poros do reservatório direcionando o óleo até o poço produtor (MUGGERIDGE *et al.*, 2014). Outro método de recuperação secundária é a injeção imiscível de gás. Combinando os métodos de recuperação primária e secundária pode-se extrair entre 30 a 50% do óleo do reservatório (KJÄRSTAD; JOHNSON, 2009).

Eventualmente, durante a recuperação secundária, a água injetada começa a ser produzida junto ao petróleo. A esse instante se dá o nome de *breakthrough* (BT). Após o BT, o percentual de água ou corte de água nos fluidos produzidos aumenta. Essa diminuição é ilustrada na Figura 1 como a curva de declínio.

Segundo Miller e Sorrel (2014), a produção deixa de ser viável economicamente quando a vazão de óleo se torna muito pequena e a maior parte dos líquidos produzidos é água de injeção. A partir desse ponto, para otimizar os índices de recuperação, é possível aplicar os métodos EOR (*Enhanced oil recovery* – Recuperação avançada de petróleo). Esses métodos influenciam as propriedades das rochas, dos fluidos presentes no reservatório e dos fluidos injetados (HÖÖK *et al.*, 2014).

Um outro termo que surge na recuperação de petróleo é o IOR – *Improved oil recovery* (recuperação melhorada de petróleo). Essas técnicas incluem procedimentos de EOR juntamente a técnicas que visam o aumento da produção como perfuração de poços horizontais e fraturamento (HITE *et al.*, 2003).

Sheng (2010), propõe que IOR se refere a qualquer processo para melhorar a recuperação de óleo, ou seja, engloba todos os processos de recuperação, exceto os de recuperação primária. O autor ainda ressalta que dificilmente uma única classificação será satisfatória, o que pode exigir análises subsequentes.

Os métodos EOR podem ser divididos em métodos térmicos, químicos, miscíveis e microbiológicos. Cada um abrange técnicas diferentes, mas sempre atuando nos princípios já citados (HÖÖK *et al.*, 2014).

Os métodos térmicos de EOR são os mais empregados. Estes visam a redução da viscosidade do óleo no reservatório através da injeção de vapor, água quente ou combustão *in situ*. Os métodos miscíveis envolvem a injeção de um gás ou solvente que é miscível ao óleo. A miscibilidade amplia a mobilidade do óleo na rocha. A técnica mais comum é a injeção de CO<sub>2</sub>. A aplicação microbiana é pouco difundida (cerca de 0,6% dos projetos de EOR). Os microrganismos são injetados nos reservatórios e através deles pode haver geração de gás que causa um aumento da pressão e diminui a viscosidade do óleo (HÖÖK *et al.*, 2014).

Os métodos químicos de EOR envolvem a injeção de produtos químicos no reservatório, sendo os mais comuns os polímeros e os surfactantes (HÖÖK *et al.*, 2014). Essa classe representa cerca de 11% dos projetos de EOR utilizados atualmente (AL ADASANI; BAI, 2011). A técnica é uma variação da injeção de água. Os surfactantes são aplicados para melhorar a mobilidade e solubilidade do óleo, o que resulta um incremento na recuperação de petróleo. Os polímeros aumentam a viscosidade da água de injeção, o que afeta a razão de mobilidades dos fluidos, permitindo recuperar maior quantidade de óleo (HÖÖK *et al.*, 2014).

A viabilidade e o método adequado de EOR varia com o tipo de fluido presente no reservatório e as características geológicas do mesmo. Miller e Sorrell (2014) ressaltam que o fator de recuperação com as técnicas EOR pode aumentar de 5 a 15%.

A produção de um reservatório de petróleo emprega os termos primária, secundária e terciária, posteriormente os termos EOR e IOR foram introduzidos. Essa divisão pode levar a uma percepção de que as etapas descritas ocorrem cronologicamente em sequência, o que não é necessariamente verdadeiro. Como exemplo, pode-se citar a produção de óleos pesados que não possuem energia de surgência suficiente para fluir em vazões econômicas. Nesse caso, a chamada produção primária pode ser negligenciada (GREEN; WILLHITE, 1998).

Para melhor compreender os fatores que viabilizam a aplicação de técnicas EOR, é necessário apresentar algumas propriedades físicas do sistema rocha e fluidos.

## 2.2 CONCEITOS TEÓRICOS

### 2.2.1 Porosidade

O petróleo é encontrado armazenado em rochas reservatório. Essas rochas são formadas pela sedimentação de partículas ou grãos. Quando essas partículas encontram sua posição definitiva, seu formato irregular não permite que se encaixem perfeitamente, deixando entre si espaços vazios chamados poros. Estes são, posteriormente, preenchidos com os fluidos presentes no reservatório. A porosidade ( $\phi$ ) é o parâmetro das rochas que indica qual fração do seu volume é formado pelos poros, e é calculada pela Equação 1 (TIAB; DONALDSON, 2012):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}. \quad (1)$$

Onde:  $V_p$  é o volume dos poros, ao qual se denomina volume poroso; e  $V_t$  é o volume total da rocha.

Nas rochas reservatório, existem duas classes de porosidade: A porosidade efetiva, que se refere aos poros que são interconectados e permitem o deslocamento dos fluidos presentes em seu interior, e a porosidade residual, relacionada aos poros que não são conectados (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).



### 2.2.2 Permeabilidade

A permeabilidade ( $k$ ) do meio poroso é a medida de como um fluido se desloca através dos poros interconectados da rocha. Pode ser obtida através da Lei de Darcy, proposta por Henry Darcy em 1856, Equação 2:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}, \quad (2)$$

onde:  $q$  é vazão do fluido que atravessa o meio poroso ( $\text{m}^3/\text{s}$ );  $A$  é a área de seção transversal do meio atravessado pelo fluxo ( $\text{m}^2$ );  $\Delta P$  é o diferencial de pressão antes e após o meio poroso (Pa);  $\mu$  é a viscosidade do fluido que atravessa o meio poroso (Pa.s);  $L$  é o comprimento do meio poroso (m) e  $k$  é a permeabilidade do meio poroso ( $\text{m}^2$ ). Para encontrar a permeabilidade em milidarcy (mD), o fator de conversão é  $1 \text{ mD} = 9,87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$ .

A Equação 2 foi estabelecida sob certas condições: o fluxo é admitido isotérmico, laminar e permanente. O fluido que atravessa o meio é incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão e o meio poroso é homogêneo e não reage com o fluido (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

O valor fornecido pela Equação 2 é conhecido como *permeabilidade absoluta* que é avaliada quando apenas um fluido satura o meio poroso. Quando mais de um fluido está presente na saturação da rocha, a capacidade de escoamento de um desses fluidos é chamada *permeabilidade efetiva* do meio poroso a este fluido. O quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta é denominado *permeabilidade relativa* (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

A correlação de Darcy permite calcular a permeabilidade de uma rocha de meio poroso quando um fluido específico a atravessa. Na Figura 2 é apresentado o procedimento, no qual um testemunho com comprimento ( $L$ ) e área de seção transversal ( $A$ ), submetido a um fluxo unidimensional de vazão ( $q$ ) de um fluido de viscosidade ( $\mu$ ) está alojado em câmara conforme a Figura 2b. O diferencial de pressão antes e após o meio poroso ( $P_1 - P_2$ ) pode ser medido através dos

transdutores de pressão. Se o fluido for deslocado em diferentes vazões através do meio poroso, os diferenciais de pressão também serão variados. Ao construir um gráfico que correlacione estes parâmetros, o coeficiente angular da reta plotada, junto aos dados da rocha e do fluido, permite a determinação da permeabilidade. Este procedimento será mais bem detalhado na Seção 3.4.2.

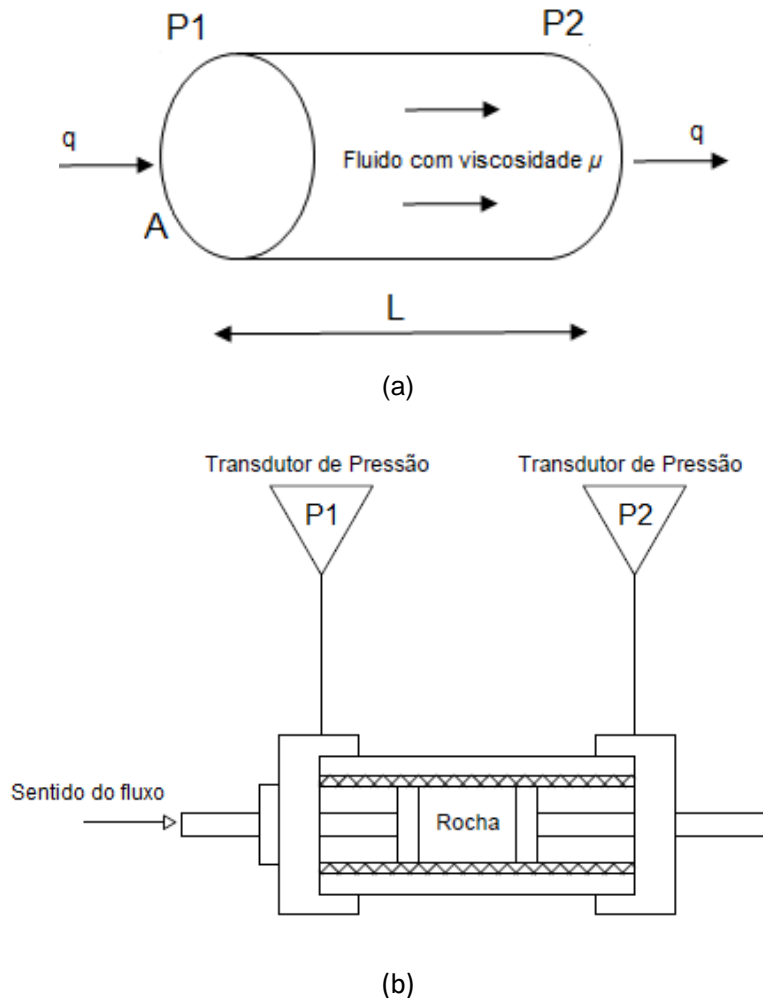


Figura 2. a) Esquema do meio poroso durante experimento. b) Ilustração do procedimento de determinação da permeabilidade de um meio poroso. Fonte: Adaptado de Tiab e Donaldson (2012).

A permeabilidade de reservatórios pode ser classificada como: pobre, se  $k < 1$  mD; regular se  $1 < k < 10$  mD; moderada se  $10 < k < 50$  mD; boa se  $50 < k < 250$  mD e muito boa se  $k > 250$  mD (TIAB; DONALDSON, 2012).

### 2.2.3 Molhabilidade

Molhabilidade é a tendência de um fluido se aderir à superfície sólida quando em presença de outro fluido (ou outros fluidos). Supondo que duas fases estejam em contato com uma rocha, uma delas possui maior atração à sua superfície. A essa substância se dá o nome de fase molhante. A fase que não está aderida ao sólido é chamada fase não molhante (GREEN; WILLHITE, 1998).

Para definir qual é a fase molhante em um sistema fluidos – rocha genérico, como o suposto anteriormente, é possível utilizar o ângulo de contato. Por exemplo, considera-se uma gota de um fluido mais denso (água) sobre uma superfície sólida em um meio com outro fluido menos denso (óleo). O ângulo de contato é medido entre a superfície sólida e a gota do fluido mais denso. Se o ângulo é menor que  $90^\circ$  (Figura 3a), entende-se que o fluido mais denso molha preferencialmente o sólido. Se é maior que  $90^\circ$  (Figura 3b) o fluido menos denso molha preferencialmente o sólido (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

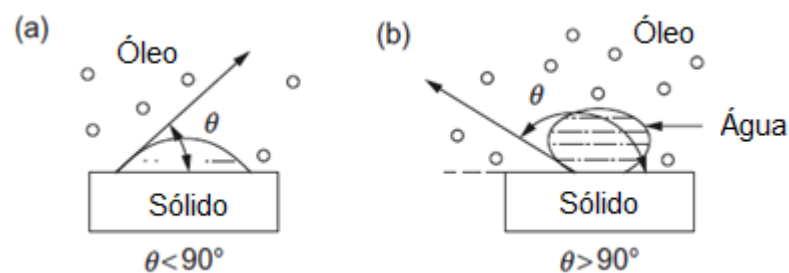


Figura 3. Ilustração de um sistema água, óleo e rocha para observação das fases molhante e não molhante. Fonte: Adaptado de Tiab e Donaldson (2016).

Em um sistema água-óleo-rocha que seja molhado preferencialmente pela água, esta ocupará os poros menores e estará na maior parte da superfície dos poros maiores. Se houver saturação de óleo nesse sistema, os hidrocarbonetos estarão sobre uma película de água que se espalha pela superfície. Além disso, nos poros menores, a água irá deslocar o óleo (TIAB; DONALDSON, 2016).

A molhabilidade do sistema rocha e fluidos influencia diretamente na permeabilidade relativa a uma das fases e, conseqüentemente, no desempenho de um procedimento de injeção (DONALDSON; ALAM, 2008). Segundo Tiab e

Donaldson (2016), a permeabilidade relativa é função da saturação dos fluidos no meio poroso, tamanho dos capilares e molhabilidade. Os autores citam que, em sistemas preferencialmente molhados à água, esta se encontra nos poros menores e aderida à superfície da rocha, enquanto a maior parte do fluxo ocorre nos poros maiores, onde o óleo está localizado. Já em um sistema preferencialmente molhado ao óleo, os fluidos estão em posições opostas ao caso anterior, e a permeabilidade efetiva ao óleo é menor, pois a água nos poros maiores bloqueia o fluxo.

#### 2.2.4 Razão de mobilidade

A mobilidade ( $\lambda$ ) de um fluido é a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido no reservatório ( $k$ ) e sua viscosidade ( $\mu$ ). (CARCOANA, 1992; ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). Observa-se para a água (Equação 3):

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}, \quad (3)$$

onde  $\lambda_w$  é a mobilidade da água;  $k_w$  é a permeabilidade efetiva da rocha à água e  $\mu_w$  é a viscosidade da água. De forma análoga a mobilidade do óleo pode ser calculada.

Outro parâmetro importante é a razão de mobilidade, definida como o quociente entre a mobilidade do fluido deslocante (nesse caso a água “w”) e a mobilidade do fluido deslocado (óleo “o”), conforme Equação 4 (CARCOANA, 1992; ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006):

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o}. \quad (4)$$

É desejável que a razão de mobilidade seja igual ou menor que 1, mas como o óleo normalmente é mais viscoso que a água, na prática, essas razões não são

alcançadas. A razão de mobilidade, portanto, apresenta valores maiores que a unidade, o que é dito desfavorável. No reservatório, a água escoará pelo caminho de menor resistência e chegará ao poço produtor mais rapidamente, com uma baixa eficiência de varredura. (CARCOANA, 1992).

Outro parâmetro observado é a razão de viscosidades óleo-água, definida como a relação entre a viscosidade do óleo deslocado ( $\mu_o$ ) e a viscosidade do fluido deslocante – água ou solução polimérica – ( $\mu_w$ ). De forma semelhante à razão de mobilidades, a razão de viscosidades óleo-água é favorável com valores mais próximos à unidade.

Craig (1971) cita que altas razões de viscosidades óleo-água criam instabilidades na interface do deslocamento o que é prejudicial para a eficiência de deslocamento e, conseqüentemente, para a recuperação de óleo.

Green e Willhite (1998) explicam que uma razão de viscosidades mais favorável (próxima à unidade) ajuda na diminuição da saturação de óleo residual e melhora a eficiência de deslocamento. Isso também permite avaliar que aumentar a viscosidade do fluido deslocante favorece a eficiência de varredura e, finalmente, melhora o fator de recuperação.

Apesar disso, um aumento indiscriminado na viscosidade de um fluido que será injetado no reservatório, pode trazer problemas operacionais. Um fluido de alta viscosidade, exige maior energia da instalação de bombeamento, portanto, determinar a viabilidade de uma técnica de injeção de soluções poliméricas exige a análise de mais do que um parâmetro.

### 2.3 CONTROLE DA MOBILIDADE MEDIANTE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

A aplicação da injeção de soluções poliméricas como técnica EOR parte do princípio de controle da mobilidade. A solução polimérica possui alta viscosidade quando comparada à água que usualmente é injetada na recuperação secundária. Essa solução é preparada para se obter uma razão de mobilidade favorável junto ao fluido deslocado do reservatório. Isso permitirá uma melhor eficiência de varrido, conforme ilustrado na Figura 4 (CARCOANA, 1992; GREEN; WILLHITE, 1998).

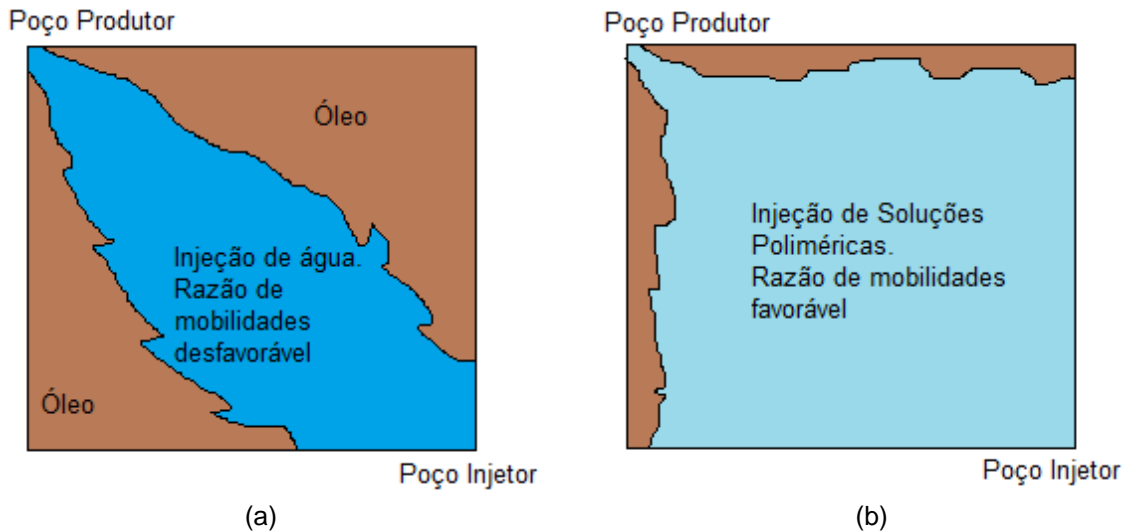


Figura 4. Comportamento da injeção em (a) razão de mobilidade desfavorável e em (b) razão de mobilidade favorável. Fonte: Adaptado de Green e Willhite (1998).

Observa-se na Figura 4a que no caso de um fluido deslocante com razão de mobilidades desfavorável, o deslocamento é instável e a água tende a mover-se através do reservatório pelo caminho preferencial. A injeção com razão de mobilidades favorável (Figura 4b) causa uma frente mais estável o que otimiza a varredura do reservatório, assim maior fração do óleo é recuperada do mesmo e, conseqüentemente, ocorre um acréscimo do fator de recuperação. Fenômeno análogo acontece no plano vertical do reservatório (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989).

Com o controle de mobilidade, as soluções poliméricas potencializam a recuperação do óleo, pois há um aumento na eficiência de varredura devido à diminuição da mobilidade do fluido injetado. Isso significa que mais petróleo será produzido com a injeção de um determinado volume de uma solução polimérica, quando comparado à injeção do mesmo volume de água, por exemplo (GREEN; WILLHITE, 1998).

Algumas soluções poliméricas injetadas em reservatórios passam por um processo de retenção causado pela adsorção na superfície da rocha. A retenção polimérica varia com o tipo de polímero, peso molecular, composição da rocha, salinidade e dureza da água, taxa de fluxo e temperatura. A retenção polimérica também pode resultar na diminuição da concentração do polímero na solução o que pode levar a problemas no controle de mobilidade (LAKE, 1989).

Em decorrência desse mecanismo, as soluções poliméricas, quanto recuperadas no poço produtor, apresentam uma concentração menor que a da injeção. Quanto maior a concentração de polímero na injeção, maior será a adsorção na superfície da rocha (CARCOANA, 1992).

O deslocamento da solução polimérica ocasiona uma redução da permeabilidade do meio poroso que afeta a mobilidade do fluido injetado no reservatório. Para avaliar como esses parâmetros são modificados utiliza-se o fator de resistência, Equação 5 (LAKE, 1989):

$$R_f = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \left( \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) * \left( \frac{\mu_p}{k_{rp}} \right), \quad (5)$$

onde  $R_f$  é o fator de resistência;  $\lambda_w$  é a mobilidade da água;  $\lambda_p$  é a mobilidade da solução polimérica;  $k_{rw}$  é a permeabilidade relativa à água;  $\mu_w$  é a viscosidade da água;  $k_{rp}$  é a permeabilidade relativa à solução polimérica e  $\mu_p$  é a viscosidade da solução polimérica.

Após a recuperação com solução polimérica, persiste a diminuição da mobilidade. Se posteriormente água for injetada no reservatório, o fator de resistência residual permite quantificar o nível dessa variação da mobilidade através da Equação 6:

$$R_{rf} = \frac{\lambda_w}{\lambda_{wp}}, \quad (6)$$

onde  $R_{rf}$  é o fator de resistência residual e  $\lambda_{wp}$  a mobilidade da água após a injeção de solução polimérica.

A redução da permeabilidade observada nos reservatórios após a injeção de soluções poliméricas traz efeitos econômicos, pois os custos com os polímeros ocorrem apenas durante a injeção. Dessa forma, a solução deve ser preparada

considerando o mecanismo de adsorção para garantir a correta concentração. Após a injeção o fator de resistência residual se mantém. Ressalta-se que biopolímeros não ficam retidos na superfície da rocha, por isso não apresentam fator de resistência residual (CARCOANA, 1992).

Embora a injeção de soluções poliméricas não reduza a saturação de óleo residual, ela melhora a eficiência de varrido do reservatório. Além disso, a técnica acelera a produção de hidrocarbonetos, o que permite antecipar receitas.

### **2.3.1 Polímeros mais utilizados**

Para produzir o óleo presente nos reservatórios, há a necessidade de, entre outros fatores, aumentar sua mobilidade. Em diversas situações, essa operação não é viável sem a utilização de métodos que envolvam o uso de energia térmica. Entretanto, alternativas como a injeção de soluções poliméricas podem ser empregadas com sucesso (SHENG, 2010). De uma forma geral, segundo Caenn, Burnett e Chilingarian (1989), qualquer substância química não tóxica que seja solúvel em água pode ser empregada para elevar a viscosidade de uma solução que, se injetada, pode melhorar a eficiência de varredura do reservatório. Na prática, poucos produtos atendem aos requisitos necessários para o uso na recuperação de petróleo.

Dos polímeros utilizados, os mais comuns são os polímeros sintéticos, como a poliácridamida, e os polissacarídeos, como a goma xantana (BENTO, 2015; GREEN; WILLHITE, 1998; SHENG, 2010). Sheng (2010) ainda destaca polímeros menos usados como a goma de guar, carboximetilcelulose de sódio e hidroxietilcelulose (HEC).

Segundo Caenn, Burnett e Chilingarian (1989) a poliácridamida é um polímero sintético aplicado em muitas áreas industriais. A substância é produzida pela polimerização do monômero de acrilamida (CARCOANA, 1992; GREEN; WILLHITE, 1998; LAKE, 1989; YEN; COSCIA; KOHEN, 1989). O polímero possui alto peso molecular e um alto grau de viscoelasticidade. Na Figura 5, a estrutura molecular da poliácridamida e da poliácridamida parcialmente hidrolisada é apresentada.



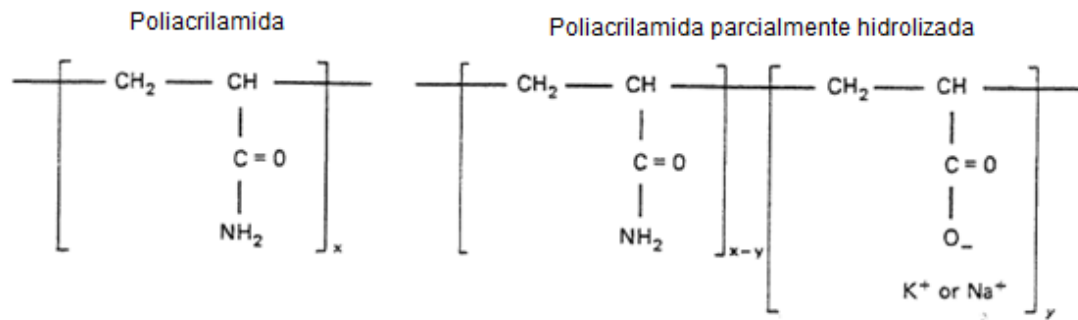


Figura 5. Estrutura molecular da poliácridamida e da poliácridamida parcialmente hidrolizada. Fonte: Lake (1989).

Na recuperação de óleo, muitas vezes utiliza-se a injeção de soluções poliméricas constituídas preferencialmente de poliácridamida parcialmente hidrolizada. Isto se deve ao fato que estas espécies tendem a se hidrolisar formando grupos carboxílicos aniônicos ao longo da cadeia polimérica, permitindo que a substância seja mais facilmente solubilizada em água. Quanto mais hidrolizada a molécula é, mais solúvel ela se torna, menor será a viscosidade da solução a uma dada concentração e as propriedades serão mais sensíveis à salinidade e dureza da água (LAKE, 1989). A HPAM não é tolerante a altas temperaturas e salinidade (SHENG, 2010).

O grau de hidrólise para poliácridamida varia de 15 a 35% para produtos comerciais (GREEN; WILLHITE, 1998; LAKE, 1989; SHENG, 2010). Os pesos moleculares reportados do HPAM empregados em recuperação de petróleo chegam a ser superiores a 20 milhões de Daltons (SHENG, 2010).

Em água doce, as soluções preparadas com poliácridamida apresentam alta viscosidade. Um maior grau de hidrólise, dentro dos níveis anteriormente indicados (15 a 35%), aumenta a viscosidade do fluido, mas diminui sua estabilidade química. Quando a hidrólise é maior que 40%, ocorre uma redução da viscosidade. Como as aplicações de injeção são longas, a estabilidade do polímero é parâmetro muito importante (SHENG, 2010).

O efeito de acréscimo da viscosidade da solução aquosa com HPAM relaciona-se com seu alto peso molecular. Essa característica viscosificante é acentuada pela repulsão aniônica das moléculas do polímero que se alongam em presença de água,

o que eleva a viscosidade da mistura. Na presença de eletrólitos essa repulsão cai, pois, as cargas aniônicas são blindadas o que resulta em um enrolamento das moléculas resultando na diminuição da viscosidade (CARCOANA, 1992; LAKE, 1989).

Abidin, Puspasari e Nugroho (2012) relatam que o desempenho da poliacrilamida está ligado a seu peso molecular e seu grau de hidrólise. Carcoana (1992) afirma que testes com soluções de poliacrilamida indicam que a redução da mobilidade, o fator de resistência e a redução da permeabilidade aumentam nos casos em que a solução é preparada com polímeros de maiores pesos moleculares.

A poliacrilamida, segundo Caenn, Burnett e Chilingarian (1989), é fornecida de várias formas. Muitos projetos já usaram soluções preparadas com o pó sólido. Posteriormente, passaram a utilizar a poliacrilamida como uma solução aquosa concentrada que é diluída adequando-se ao processo. Isso permite obter concentrações variadas em um menor tempo que as preparadas com o pó seco, o que é mais conveniente nas aplicações de campo.

Outro polímero bem difundido para recuperação de óleo é a goma xantana, um carboidrato natural de alto peso molecular. O polímero é um polissacarídeo produzido através de um processo de fermentação bacteriana pelo organismo *Xanthomonas campestris* (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989; CARCOANA, 1992; GREEN; WILLHITE, 1998). A Figura 6 ilustra a estrutura molecular da goma xantana.

Tanto a HPAM como a goma xantana provocam aumento da viscosidade em concentrações relativamente baixas para soluções aquosas. Segundo Rosa, Carvalho e Xavier (2006), as concentrações de polímeros para EOR podem variar de 250 a 1500 ppm. A goma xantana também apresenta viscosidade menor que as poliacrilamidas em percentuais equivalentes em água doce e é menos sensível a salinidade e dureza que a poliacrilamida (LAKE, 1989).

O tipo de polímero adequado para o uso na injeção em reservatórios de petróleo depende das condições do campo e do tipo de processo. Caenn, Burnett e Chilingarian (1989) destacam que o comportamento de injetividade de uma solução é uma das características mais importantes a ser avaliada. Um comportamento inadequado pode ser oriundo de incompatibilidade entre o polímero e a água da formação, a rocha e por contaminação. Para obter a melhor alternativa para injeção o desempenho pode ser avaliado em laboratório.

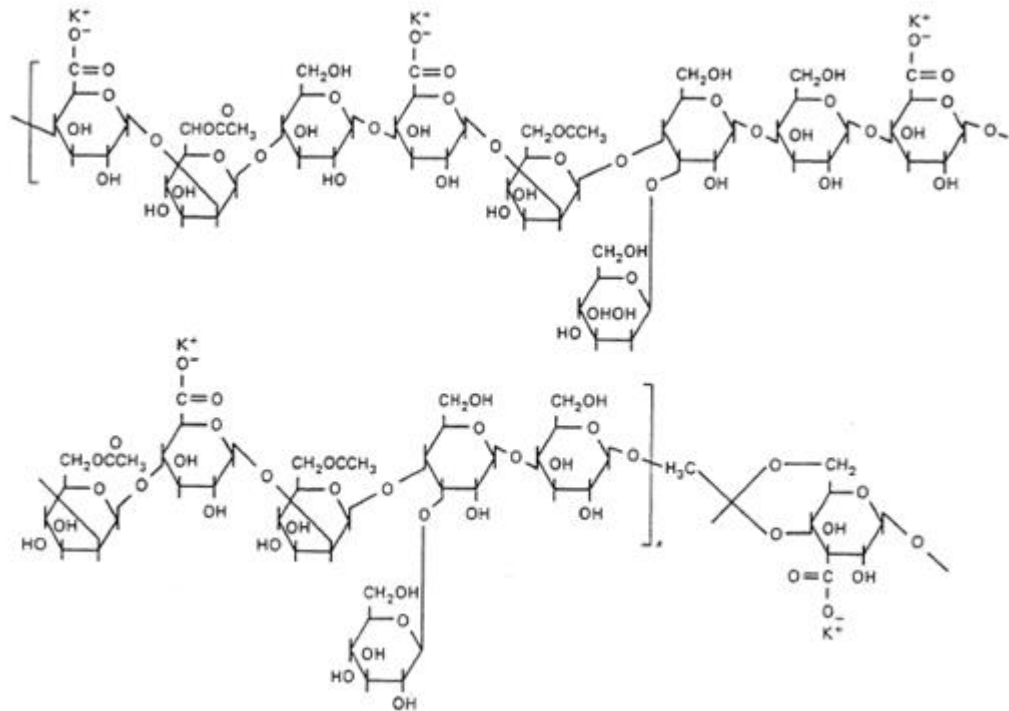


Figura 6. Estrutura molecular da goma xantana. Fonte: Lake (1989).

Para que as soluções poliméricas sejam aplicáveis nos projetos de EOR, o polímero deve ser estável em condições de reservatório durante o tempo de residência no mesmo. Além disso, tanto a poliacrilamida quanto os biopolímeros são suscetíveis à degradação química por ação do oxigênio. Esse mecanismo causa perda da viscosidade da solução. A velocidade da oxidação aumenta em temperaturas mais altas e é catalisada com a presença de íons metálicos, como o ferro. Esse fenômeno pode ser diminuído reduzindo os níveis de oxigênio da água de injeção (GREEN; WILLHITE, 1998). Eliminadores de oxigênio e antioxidantes também são empregados na mitigação desses efeitos (LAKE, 1989).

A viscosidade da solução também é afetada pela salinidade e presença de íons (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989). Lake (1989) relata que como o tempo de residência do polímero no reservatório pode ser longo, algumas reações que podem ser bastante lentas são pontos de preocupação. Em muitas aplicações as soluções poliméricas são preparadas com salmouras que possuem íons em suas composições, especialmente Ca e Mg. Estas são relativamente estáveis em altas concentrações de íons nas baixas temperaturas. Em temperaturas mais altas, entretanto, a hidrólise da poliacrilamida é afetada e a solubilidade do polímero diminui

na presença de cátions de cálcio e magnésio (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989; GREEN; WILLHITE, 1998).

A degradação mecânica também causa diminuição da viscosidade da solução. A poliacrilamida pode ser degradada pelo cisalhamento que ocorre em equipamentos de mistura, tubulações e na própria formação (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989; CARCOANA, 1992; LAKE, 1989; SHENG, 2010).

Outro fator a ser observado é a estabilidade térmica. Segundo Caenn, Burnett e Chilingarian (1989), as soluções de poliacrilamida possuem alguma estabilidade térmica para temperaturas de até 200°F (93°C) e podem ser protegidas contra degradação térmica. Os testes não apresentam estabilidade térmica para as soluções poliméricas em temperaturas acima de 250 °F (121 °C). Sheng (2010) explica que ao fixar uma baixa taxa de cisalhamento, a viscosidade aparente da solução é reduzida com o aumento da temperatura.

Soluções poliméricas também são afetadas por ataque bacteriano. As soluções de goma xantana são mais suscetíveis. Essa degradação diminui a viscosidade do fluido. Lake (1989) relata que esse ataque é influenciado pelo tipo de bactéria na água de formação, pela pressão, pela temperatura, pela salinidade e pelos elementos químicos presentes. O autor também comenta que a HPAM é relativamente resistente a esse ataque. Já Carcoana (1992) indica que a degradação microbiológica nas soluções de HPAM pode ser potencialmente séria. Esse efeito pode ser contornado utilizando bactericidas na solução, como o formaldeído (CAENN; BURNETT; CHILINGARIAN, 1989; CARCOANA, 1992; GREEN; WILLHITE, 1998; LAKE, 1989).

Lake (1989) cita que o pH fortemente básico ou ácido do meio contribui para a degradação das soluções poliméricas. Sheng (2010) destaca que o pH do meio afeta a viscosidade do HPAM, principalmente em valores baixos, pois interfere na reação de hidrólise.

Outro fator impactante nos projetos que aplicam a injeção de soluções poliméricas é a retenção polimérica. A retenção de polímero afeta o deslocamento da solução no meio poroso e, conseqüentemente, prejudica a recuperação de óleo. Assim, para uma implementação bem sucedida da injeção de soluções poliméricas, esse fator deve ser avaliado. Os principais mecanismos de retenção incluem:

adsorção, aprisionamento mecânico e retenção hidrodinâmica (AL-HAJRI *et al.*, 2018). A Figura 7 apresenta em esquema dos mecanismos de retenção polimérica no meio poroso.

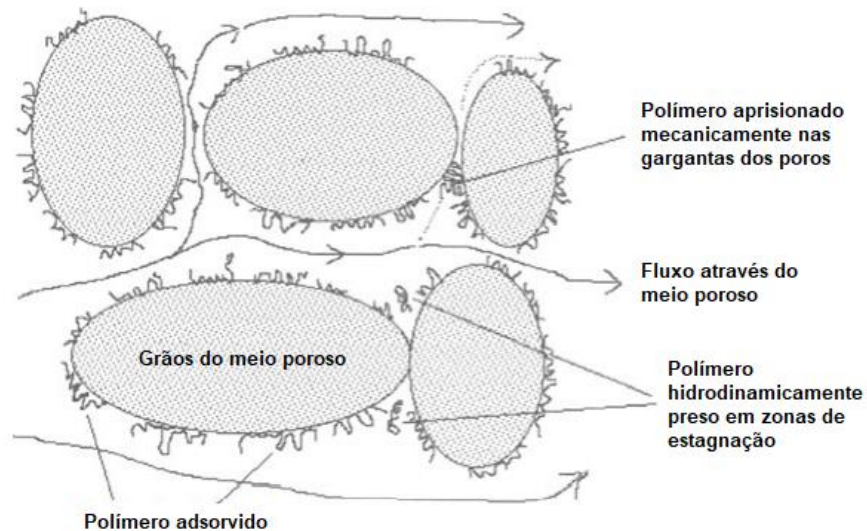


Figura 7. Esquema dos mecanismos de retenção polimérica no meio poroso. Fonte: Sorbie (1991).

O mecanismo de adsorção ocorre pela interação das moléculas de polímero com a superfície da rocha. Essa interação faz com que as moléculas de polímero se liguem à superfície da rocha. Como efeito, a concentração da solução polimérica tende a diminuir à medida que o polímero adsorve no meio poroso, mas também gera uma redução na permeabilidade ao fluido deslocante. A adsorção pode se tornar um grande problema, pois é irreversível. Se as moléculas de polímero ocuparem grandes volumes dos poros, dificultarão a recuperação de óleo. A adsorção é afetada pelo grau de hidrólise do polímero. Quanto maior a hidrólise, maior é a perda por adsorção (GREEN; WILLHITE, 1998; SORBIE, 1991; YEN; COSCIA; KOHEN, 1989).

Com relação ao aprisionamento mecânico ocorre, pois, as moléculas dos polímeros na solução são grandes em relação ao tamanho dos poros. Quando essas moléculas encontram essa restrição de tamanho acabam aprisionadas. Esse efeito é mais comum em rochas de baixa permeabilidade (AL-HAJRI *et al.*, 2018; DOMINGUEZ; WILLHITE, 1977).

Outro mecanismo de retenção é a hidrodinâmica que causa uma mudança na retenção polimérica à medida que a vazão de injeção é modificada. Esse mecanismo

ainda precisa ser mais bem definido, mas entende-se que o polímero fica retido devido a forças de arrasto em regiões específicas do meio poroso. Quando a vazão diminui, as moléculas de polímero podem migrar para os canais de fluxo principal (AL-HAJRI *et al.*, 2018; MARKER, 1973; SORBIE, 1991).

### 2.3.2 Critérios de aplicação das soluções poliméricas

Para optar pela injeção de soluções poliméricas é necessário observar alguns parâmetros em todo o sistema produtivo, que permitam obter o melhor desempenho da técnica. A Tabela 1 reúne alguns desses critérios (CARCOANA, 1992):

**Tabela 1** – Critérios de aplicação para as soluções poliméricas.

<b>Característica</b>	<b>Critério</b>	<b>Faixa</b>
Reservatório	Profundidade	Se $T_{res} > 93^{\circ}\text{C}$ , a profundidade se torna crítica.
	Temperatura	
	Pressão	Menor que a de faturamento.
	Porosidade	>18%
	Permeabilidade absoluta	50 a 250 mD, pelo menos.
Fluidos do reservatório	Viscosidade	< 200 cP (100 cP é o ideal)

Fonte: Carcoana (1992).

### 2.3.3 Comportamento não-Newtoniano das soluções poliméricas

O estudo da dinâmica dos fluidos pode ser dividido em três estágios se observado de uma perspectiva histórica. Em um primeiro momento é focado em fluidos ideais, ou seja, sem viscosidade ou elasticidade e incompressíveis. O fluxo desses materiais é dito sem atrito. Alguns casos reais podem ser analisados utilizando esses modelos (CHHABRA, 2006).

Com o avanço das pesquisas e a percepção de que os fluidos não apresentam o comportamento idealizado, ocorre uma evolução nos trabalhos com modelos de

escoamento mais adequados. Os fluidos com o comportamento mais simples dentre os que não seguem a modelagem ideal são os chamados Newtonianos. Essa classe, quando submetidos a uma força de cisalhamento, sofrem ação de forças de atrito decorrentes de sua viscosidade ( $\mu$ ). A tensão de cisalhamento ( $\tau$ ) resultante será proporcional à taxa de cisalhamento ( $\dot{\gamma}$ ), seguindo a Equação 7 (CHHABRA, 2006):

$$\tau(\dot{\gamma}) = \mu\dot{\gamma} \quad (7)$$

A viscosidade é uma propriedade característica para cada substância, sendo admitida como constante para os fluidos newtonianos. Além disso, para esses fluidos, a viscosidade é independente da taxa de cisalhamento e dependente da temperatura e da pressão. Os gases e líquidos de baixo peso molecular – entre outros – são considerados newtonianos (CHHABRA, 2006).

Os fluidos que não apresentam viscosidade constante em uma dada pressão e temperatura são denominados não newtonianos. A viscosidade desses materiais depende das condições de fluxo como geometria de fluxo, taxa de cisalhamento, histórico cinemático da amostra, entre outras (CHHABRA, 2006; CHHABRA; RICHARDSON, 2008).

Existem algumas classes onde os fluidos não newtonianos são agrupados de acordo com o tipo de resposta do material quando submetido ao cisalhamento. Parte desses fluidos apresentam comportamento reológico independente do tempo sob uma tensão de cisalhamento. Dentre eles estão os pseudoplásticos, os visco-plásticos e os dilatantes (CHHABRA, 2006).

Chhabra e Richardson (2008) citam que os pseudoplásticos são caracterizados por uma viscosidade aparente (tensão de cisalhamento dividida pela taxa de cisalhamento) que diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. Vale ressaltar que cada fluido pseudoplástico possui uma taxa de diminuição da viscosidade aparente diferente (CHHABRA, 2006). As soluções poliméricas de HPAM têm comportamento pseudoplástico. Esse tipo de resposta é a mais comum entre os fluidos não newtonianos não dependentes do tempo (SHENG, 2010).

Segundo Barnes (2000) e Sheng (2010), as soluções poliméricas quando submetidas à taxas de cisalhamento suficientemente baixas exibem viscosidade aparente constante ( $\eta_0$ ). Com o incremento do cisalhamento, em algum momento, essa viscosidade aparente começa a cair de uma tal forma que pode ser ajustada em uma região linear. Em taxas muito altas de cisalhamento uma segunda região de viscosidade aparente constante é observada ( $\eta_\infty$ ).

Existem formulações matemáticas que descrevem esse comportamento da viscosidade aparente. Três dos principais modelos aplicados e seus parâmetros são mostrados no Quadro 1. Entre eles, um dos mais difundidos é o da Lei da Potência ou modelo Ostwald – de Waele. Nela a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento pode ser aproximada a uma linha reta em uma faixa limitada de tensões de cisalhamento (BARNES, 2000; CHHABRA; RICHARDSON, 2008).

Chhabra e Richardson (2008) discorrem que para o índice da lei de potência com valores menores que 1, o fluido é pseudoplástico. Com o índice igual a 1, o fluido é newtoniano e para índices maiores que 1, o fluido é dilatante. Para os fluidos pseudoplásticos, quanto menor o valor do índice, maior será o comportamento de diminuição da viscosidade aparente com o aumento da taxa de cisalhamento.

**Quadro 01** – Modelos matemáticos algébricos para representação do comportamento não newtoniano simples.

Modelo	Equação	Parâmetros
Cross	$\frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} = \frac{1}{1 + (K\dot{\gamma})^m}$	K (índice de consistência) possui dimensão de tempo, $m$ é o parâmetro adimensional que descreve a característica do fluido.
Ostwald – de Waele (Lei de potência)	$\eta(\dot{\gamma}) = k\dot{\gamma}^{n-1}$	$k$ é o índice de consistência (Pa.s <sup>n</sup> ), $n$ é o índice de lei de potência.
Sisko	$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1} + \eta_\infty$	O índice de consistência de Sisko se relaciona com o de Cross $k = K^n$ . $n$ é o índice do modelo de Sisko.

Fonte: Barnes (2000).



A formulação de Ostwald – de Waele também possui limitações. Uma delas é que o modelo não prevê as zonas de comportamento newtoniano em baixas e altas taxas de cisalhamento. Os valores dos índices ( $K$  e  $n$ ) serão ajustados à faixa de taxas de cisalhamento medidas. Apesar disso, esse modelo ainda é o mais utilizado na literatura (CHHABRA; RICHARDSON, 2008).

Diversas substâncias ainda demonstram uma combinação de comportamentos entre os sólidos Hookeanos e os fluidos Newtonianos. No primeiro, a tensão de cisalhamento é proporcional à deformação. Já no segundo, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento. Um fluido viscoelástico deve ser modelado levando em conta os dois conceitos (SHENG, 2010). Quando não há dependência do tempo para esses efeitos, esses materiais são considerados viscoelásticos. A deformação perfeitamente elástica e o escoamento perfeitamente viscoso são os extremos desse comportamento. Para avaliar essas respostas, não somente a estrutura da substância deve ser observada, mas também as condições cinemáticas das solicitações (BARNES, 2000; CHHABRA; RICHARDSON, 2008).

As soluções poliméricas possuem comportamento viscoso quando são colocadas em fluxo em tubulações. No meio poroso, entretanto, como há constantes mudanças nos diâmetros dos capilares, as cadeias poliméricas são deformadas e o fluido exibe um comportamento elástico que resulta em uma maior viscosidade aparente. Isso muda a característica pseudoplástica para uma mais próxima da dilatante (SHENG, 2010).

Essa resposta para as soluções de HPAM ocorre devido à deformação da molécula do polímero que se estica nos poros para se ajustar ao fluxo (Figura 8). O tempo necessário para as moléculas atravessarem gargantas de poros consecutivos apresenta dimensão da mesma ordem que o tempo de relaxação do polímero (tempo para as moléculas recuperarem suas dimensões e formato após a deformação experimentada). Essa condição mantém as cadeias deformadas e rígidas, isso resulta em um aumento da viscosidade aparente (SHENG, 2010).

Segundo Chhabra e Richardson (2008) e Denys (2003), esse comportamento é observado no fluxo das soluções poliméricas nos meios porosos, onde as moléculas do polímero são deformadas e posteriormente tentam recuperar sua forma original. O modo com o qual o fluido é “esticado” afeta a maneira como ele resiste a essa

deformação e, conseqüentemente, sua resposta reológica. Além disso, esse mecanismo viscoelástico auxilia na mobilização microscópica do óleo retido nos poros.

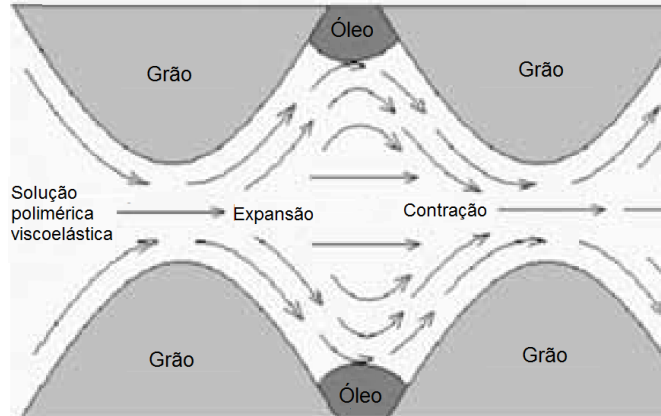


Figura 8. Esquema de fluxo de solução polimérica viscoelástica através dos poros do meio poroso. Fonte: Urbissinova, Trivedi e Kuru (2010).

Para caracterizar a viscoelasticidade de soluções poliméricas são utilizados testes oscilatórios. Nesses ensaios, uma tensão oscilatória é aplicada ao fluido e monitora-se sua tensão de saída. A tensão resultante possui dois componentes porque parte da energia é armazenada elasticamente e parte é dissipada, assim uma fração da resposta está em fase com a tensão de entrada e outra está defasada em  $\pi/2$  radianos ( $90^\circ$ ). A tensão que está em fase com o deslocamento define o módulo elástico  $G'$  e a defasada define a perda ou o módulo viscoso,  $G''$  (Figura 9). Como um exemplo, para um material elástico, as características que descrevem a sua resposta a uma deformação estão em  $G'$  e para um viscoso estão em  $G''$  (CHHABRA; RICHARDSON, 2008; SHENG, 2010).

Sheng (2010) indica que em testes de injeção de soluções poliméricas em meios porosos, a saturação de óleo é diminuída, quando comparada à injeção de água, pois o efeito elástico tende a “puxar” o óleo dos poros. Alguns fatores afetam a viscoelasticidade das soluções poliméricas, dentre eles: concentração do polímero, salinidade e temperatura.

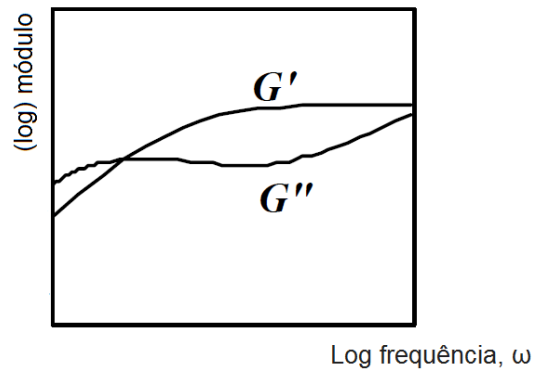


Figura 9. Esquema de resultado de teste oscilatório com módulos elástico e viscoso. Fonte: Barnes (2000).

## 2.4 ESTADO DA ARTE SOBRE INJEÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Pesquisas recentes têm sido publicadas sobre a injeção de soluções poliméricas para recuperação incremental de petróleo (STANDNES; SKJEVRAK, 2014). Alguns deles são discutidos a seguir.

A injeção de soluções de HPAM em condições de alta salinidade e em diferentes valores de temperatura foi avaliada por Bento (2015). Os testes foram realizados em testemunhos de arenito da formação Botucatu no Brasil. O óleo deslocado possuía viscosidade de aproximadamente 180 cP. As viscosidades aparentes das soluções poliméricas foram testadas quanto ao cisalhamento, temperatura e concentração de polímero. De acordo com o autor, as soluções poliméricas apresentam comportamento pseudoplástico e o aumento da temperatura diminui sua viscosidade. A injeção de soluções poliméricas permitiu maior recuperação de óleo quando comparada com a injeção de água. Nos experimentos em que houve aumento de temperatura, tanto na injeção de água quanto na injeção de soluções poliméricas, houve maior recuperação de óleo à medida que a temperatura foi elevada.

Da Silva e Lucas (2017) investigaram o bom resultado de um projeto de injeção de soluções poliméricas realizado no Brasil, que não poderia ser atribuído apenas à correção de viscosidade da solução polimérica utilizada, pois houve várias condições adversas (alta salinidade e dureza do reservatório de água, heterogeneidade). Os testes utilizaram HPAM. As soluções foram preparadas em concentrações de 10 a

1000 ppm. Os testemunhos foram amostras de arenito Berea com permeabilidades entre 100 e 1000 mD, além de meios porosos metálicos de aço inoxidável com permeabilidade de 60000 mD. A temperatura dos testes foi 50 °C. Os autores explicaram que o mecanismo predominante do projeto estudado foi, provavelmente, a redução da permeabilidade efetiva à água devido à expansão do diâmetro hidrodinâmico causada pela variação das concentrações das soluções poliméricas utilizadas. Esse mecanismo, segundo os autores, permite menor utilização de polímeros e favorece a recuperação em reservatórios heterogêneos.

No trabalho de Qi *et al.* (2017) foi estudado o uso de soluções poliméricas em arenitos Bentheimer de alta permeabilidade visando a otimização da recuperação. Os testes utilizaram como fluido deslocado óleo com 120 cP e, para injeção, água, salmoura, glicerina diluída e solução de HPAM. Os efeitos viscoelásticos das soluções poliméricas foram avaliados junto à saturação de óleo residual. Os autores obtiveram aumento na produção de óleo com o uso do HPAM e chegaram à conclusão de que a redução da saturação de óleo residual está diretamente ligada aos efeitos viscoelásticos do deslocamento da solução polimérica.

Al-Shakry *et al.* (2018a) realizam testes de injeção de soluções de HPAM visando estabelecer diretrizes para a otimização da injetividade. Os autores analisaram dados de campo, modelos analíticos e computacionais e fizeram testes em laboratório. A injetividade foi discutida relacionando-a com o peso molecular e concentração do polímero, pré-tratamento e presença de óleo. Os autores relatam problemas de injeção na região próxima ao poço injetor e que a presença de óleo afeta diretamente o comportamento reológico da solução. O pré-cisalhamento da solução melhorou a injetividade.

Erincik *et al.* (2018) conduziram experimentos de injeção de soluções poliméricas de HPAM, em arenito Bentheimer, para investigar a saturação de óleo residual. As rochas analisadas possuíam permeabilidades variando entre 1300 e 1600 mD e porosidade entre 22 a 25%. Os experimentos seguiram a sequência: saturação com óleo, recuperação com água (salmoura), injeção de glicerina, injeção soluções poliméricas preparadas com o polímero, NaCl e NaHCO<sub>3</sub>, em baixa salinidade (1400 ppm) e injeção de soluções poliméricas preparadas com o polímero, NaCl e NaHCO<sub>3</sub>, em alta salinidade (20300 à 26600 ppm). Segundo os autores a injeção de solução de

baixa salinidade resultou em produção adicional de óleo e a saturação de óleo residual diminuiu após o fluxo de solução de alta salinidade.

Koh, Lee e Pope (2018) estudaram a injeção de soluções de HPAM com vistas a uma melhor compreensão e previsão do comportamento da solução, bem como seu efeito na saturação de óleo residual. Os autores citaram que a injeção de soluções poliméricas permite uma redução na saturação de óleo de até 24% quando comparada à recuperação com água e um aumento na produção de óleo devido ao crescimento da eficiência de varredura nos testemunhos.

Seright *et al.* (2018) examinaram o efeito da viscosidade da solução polimérica no deslocamento do óleo. O estudo foi executado com um óleo de viscosidade igual a 1600 cP e a recuperação máxima de óleo foi obtida com uma solução polimérica com 25 cP. Os experimentos de injeção utilizaram testemunhos do campo *Cactus Lake*, no Canadá e o polímero empregado foi HPAM com 30% de grau de hidrólise. Os autores observaram que não houve mobilização de óleo abaixo da saturação residual. A permeabilidade à água permaneceu em valores baixos, enquanto a permeabilidade ao óleo manteve-se relativamente alta, isso explica a capacidade de deslocamento da solução polimérica. Apesar disso os autores ressaltam que a escolha de uma solução polimérica adequada à injeção envolve análise do reservatório e outras variáveis.

Vik *et al.* (2018) investigaram a injeção de soluções poliméricas para deslocar óleo viscoso (~ 500 cP) em testemunhos do afloramento Bentheimer com porosidades variando de 22,2 a 25,9% e permeabilidades de 1554 a 2510 mD (dependendo do fluido). Os autores compararam a injeção de soluções de HPAM, HPAM degradada por cisalhamento, goma xantana e glicerol com viscosidades compatíveis. A HPAM apresentou espessamento no escoamento enquanto a goma xantana mostra afinamento. Os autores utilizaram raio-x para visualizar o comportamento da frente de deslocamento nas rochas. A HPAM apresentou a frente mais estável.

A aplicação de um novo polímero (SWP322), resistente a altas temperaturas e alto nível de salinidade para utilização no reservatório de Lukeqin na China foi avaliada por Wang *et al.* (2018). Foram estudadas a compatibilidade, a viscosidade, a resistência à temperatura, a resistência à salinidade e ao cisalhamento da solução polimérica quando comparadas à 5 amostras de HPAM. Os testes de injeção foram

realizados com testemunhos com permeabilidade de 25 D e temperatura de 0°C. Os resultados mostraram que o novo polímero apresentou menor diluição em temperatura ambiente, mas teve melhor resistência à temperatura, à salinidade e ao cisalhamento que o HPAM. A recuperação de óleo foi maior com a solução polimérica em comparação com a injeção de água.

Alfazazi, Alameri e Hashmet (2019) realizaram um estudo para seleção e aplicação de um terpolímero (copolímero formado por três monômeros distintos) a base de NVP-HPAM para reservatórios de alta temperatura e alta salinidade (~120°C e salinidade de 167000 ppm). Os autores testaram soluções com diferentes concentrações de polímero e salinidades. Também executaram experimentos de estabilidade térmica. A solução com melhor desempenho passou por procedimentos de injeção nas condições extremas. Foram investigados o fator de resistência, o fator de resistência residual, reologia *in situ* e taxas de cisalhamento. Os resultados mostraram variação de viscosidade com aumento de temperatura e salinidade. Dentre as principais conclusões, os autores explicam que a presença do NVP (N-vinil-pirrolidona) na cadeia polimérica auxilia na estabilidade do polímero em altas salinidades e avaliam que a amostra de polímero SAV10 teve o melhor potencial de aplicação nas condições extremas.

Juárez-Morejón *et al.* (2019) realizaram um estudo experimental de injeção de soluções de HPAM com foco na molhabilidade inicial da rocha e na maturidade do processo, ou seja, volume de água injetada antes das soluções poliméricas. A amostra de rocha utilizada foi de arenito Bentheimer e óleo mineral foi o fluido deslocado. Os experimentos foram executados aplicando a solução polimérica após a injeção de volumes porosos de água (0; 1; 1,75; 2,5; 4 e 6,5). Os autores concluíram que os melhores resultados, quanto a eficiência de varredura, ocorrem quando não há injeção de água antes da solução polimérica. A diferença entre o volume produzido sem recuperação com água e quando se injeta 6,5 volumes porosos chega a 15%. Além disso, os autores concluem que a molhabilidade afeta o processo, pois influi no fluxo e na distribuição do óleo e da água no meio poroso.

Aiolfi e Romero (2019) realizaram uma revisão bibliométrica sobre a injeção de solução poliméricas com o intuito de organizar dados de publicações sobre o tema. Foram analisadas as citações, países onde mais se publica, os autores e as relações entre grupos de pesquisa que trabalham sobre a temática. O estudo foi realizado

levantando dados de publicações em plataformas de periódicos entre os anos de 2009 e 2018, com refinamentos através de palavras chaves relacionadas ao tema. Como principais resultados os autores descrevem um aumento no número de publicações e de citações sobre o assunto entre 2009 e 2018, relacionando com o aumento do número e importância das pesquisas na área. China e Irã são os países que mais publicaram no período. Após os refinamentos, dezenove publicações foram detalhadas, mostrando 3 linhas principais de estudo sobre a temática: avaliação de propriedades e condições de injeção de soluções poliméricas em meios porosos, utilização de substâncias junto às soluções poliméricas para otimização do desempenho da injeção e resultados de aplicações reais da injeção de soluções poliméricas em campos explorados.

### 3 METODOLOGIA

Para analisar a recuperação de óleo através da injeção de soluções poliméricas, experimentos foram realizados em uma bancada de fluxo em meios porosos instalada no Laboratório de Petróleo e Gás I do prédio da Pós-Graduação em energia da Universidade Federal do Espírito Santo – UFES, *campus* de São Mateus. Foram analisadas a porosidade e permeabilidade dos testemunhos rochosos areníticos do tipo Bentheimer, propriedades importantes para sua caracterização. As rochas foram codificadas como BN1, BN2, BN3 e BN4, seguindo a ordem crescente de permeabilidade, posteriormente foram saturadas com óleo antes do procedimento de recuperação.

Para a execução dos experimentos de recuperação, as rochas saturadas com óleo foram alocadas no interior do *core holder* que, após sua montagem, foi pressurizado. O deslocamento do óleo foi realizado através de injeção de água e de soluções poliméricas preparadas com HPAM de pesos moleculares diferentes. A metodologia aplicada para a medição de propriedades dos testemunhos rochosos e para os testes de recuperação foi adaptada de Maia e Romero (2017) e Lauer (2017). A vazão utilizada para injeção foi de 0,25 mL/min. Ao final dos experimentos avaliou-se o fator de recuperação de óleo para cada fluido.

Para auxiliar a realização dos experimentos também foi utilizada a estrutura do Laboratório de Petróleo e Gás II e do Laboratório de Escoamento em Meios Porosos, ambos localizado na UFES, *campus* São Mateus.

Neste capítulo serão apresentados a bancada utilizada para os experimentos, os materiais empregados para a execução e as metodologias para: (i) preparação da bancada; (ii) preparo das soluções poliméricas; (iii) caracterização das soluções; (iv) determinação da porosidade e permeabilidade dos testemunhos; (v) saturação do testemunho com óleo; (vi) volume de óleo deslocado através da injeção de água e soluções poliméricas e (vii) cálculo do fator de recuperação.



### 3.1 DESCRIÇÃO DA BANCADA EXPERIMENTAL

A bancada utilizada para os experimentos (Figura 10) é montada sobre uma mesa com tampo de mármore com dimensões de 1,5 m de comprimento por 1,1 m de largura e é constituída pelos seguintes componentes: uma bomba de microvazão, duas células de transferência de fluidos, dois transdutores de pressão, um *core holder* e um manômetro. Os tubos para condução dos fluidos são de aço inoxidável com diâmetro interno de 1 mm. O sistema pode ser manobrado através de 8 válvulas do tipo agulha instaladas na bancada.

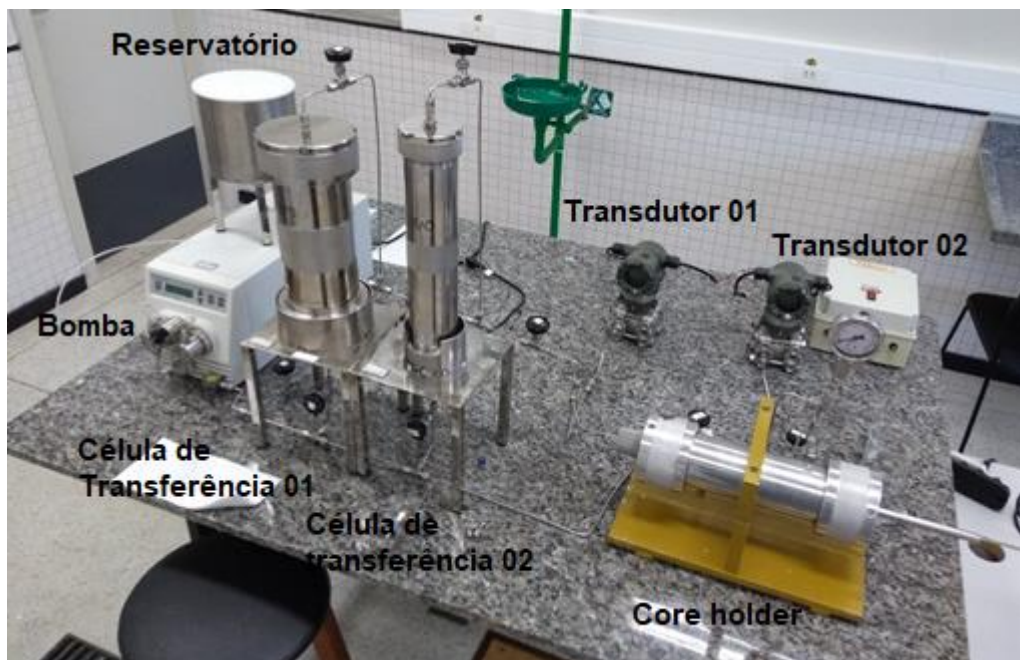


Figura 10. Bancada de testes para injeção em meios porosos. Fonte: Autor

A bomba de seringas modelo 515 HPLC (Waters) opera em faixas de vazões que variam entre 0,001 até 10 mL/min, possuindo ajustes de limites de baixa e alta pressão, podendo atingir valores de até 6000 psi. Para armazenamento do fluido de trabalho, água destilada, utiliza-se o reservatório construído em aço inoxidável. Para um correto funcionamento da bomba, é desejável que o reservatório permaneça acima da admissão da bomba.

As células de transferência são de aço inoxidável e seu uso é para deslocamento de fluidos (que não sejam água destilada) na bancada. A célula 01

possui diâmetro igual a 10 cm e 32,5 cm de altura. A célula 02 possui diâmetro de 7 cm e 36,5 cm de altura. Ambas a células operam como cilindros hidráulicos. O fechamento é feito por duas tampas roscadas. Em cada tampa há uma conexão para fluxo (entrada e saída).

O *core holder* consta de uma cápsula de aço inoxidável montada sobre uma base metálica com 35 cm de comprimento e 20 cm de largura (Figura 11). Em seu interior ficam posicionadas uma camisa de borracha com a rocha e as tampas laterais (Figura 12). Para fechamento do dispositivo são utilizadas duas tampas roscadas, também fabricadas em aço inoxidável (Figura 13). As tampas possuem vedação para evitar saída do fluxo. O *core holder* possui uma tubulação para enchimento e confinamento do meio poroso e uma tomada de pressão de confinamento compartilhada para um manômetro e um transdutor de pressão. O dispositivo suporta pressões internas de até 3000 psi. Apesar disso, a pressão de confinamento utilizada neste estudo foi de 2200 psi.

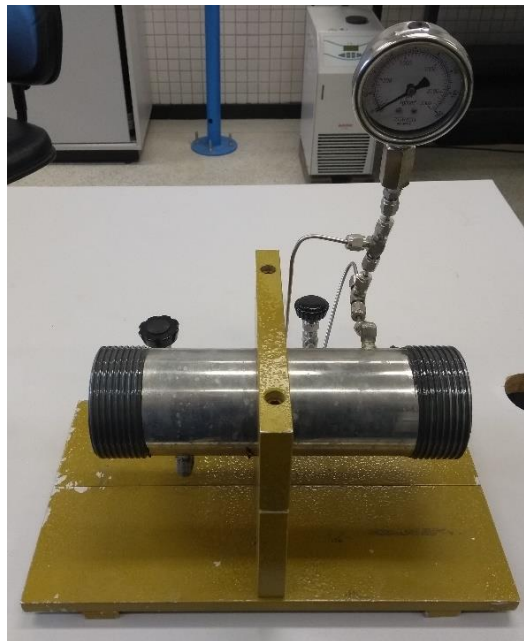


Figura 11. *Core holder* sobre base. Fonte: Autor.

Os transdutores de pressão são do fabricante Yokogawa®, modelo EJA 110A. As tomadas de pressão são posicionadas na parte inferior e o valor de pressão é mostrado na tela do equipamento em  $\text{kgf/cm}^2$ .

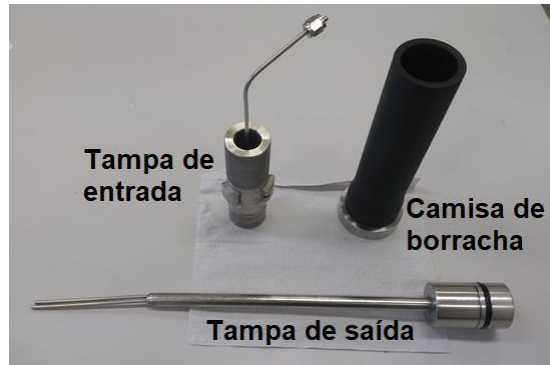


Figura 12. Componentes internos do *core holder*. Fonte: Autor.



Figura 13. Tampas roscadas do *core holder*. Fonte: Autor.

### 3.2 FUNCIONAMENTO DA BANCADA EXPERIMENTAL

A bomba de microvazão impulsiona água destilada, oriunda do reservatório, para os cilindros e/ou *core holder* através dos tubos. A bomba e os transdutores de pressão são ligados à rede elétrica (127 V). A vazão a bomba é ajustada manualmente até um limite superior de 10 mL/min.

De acordo com a funcionalidade requerida, os fluidos bombeados podem seguir três caminhos distintos. Para auxiliar na descrição destas operações da bancada, na Figura 14 é mostrada uma representação esquemática com a posição de cada componente e o sentido de fluxo através das tubulações e dos componentes da bancada.

O primeiro destes caminhos é o que leva água diretamente até o *core holder*. Para isso todas as válvulas do sistema devem estar fechadas, exceto a válvula V7 (Figura 14). Esse procedimento conduz água até a entrada do *core holder*, localizada na sua parte inferior, para enchimento e pressurização. Internamente ao componente encontra-se um tubo flexível que aloja a amostra rochosa. A pressão de confinamento, que nos testes de injeção foi de 2200 psi, é monitorada através do transdutor T2 e do manômetro.

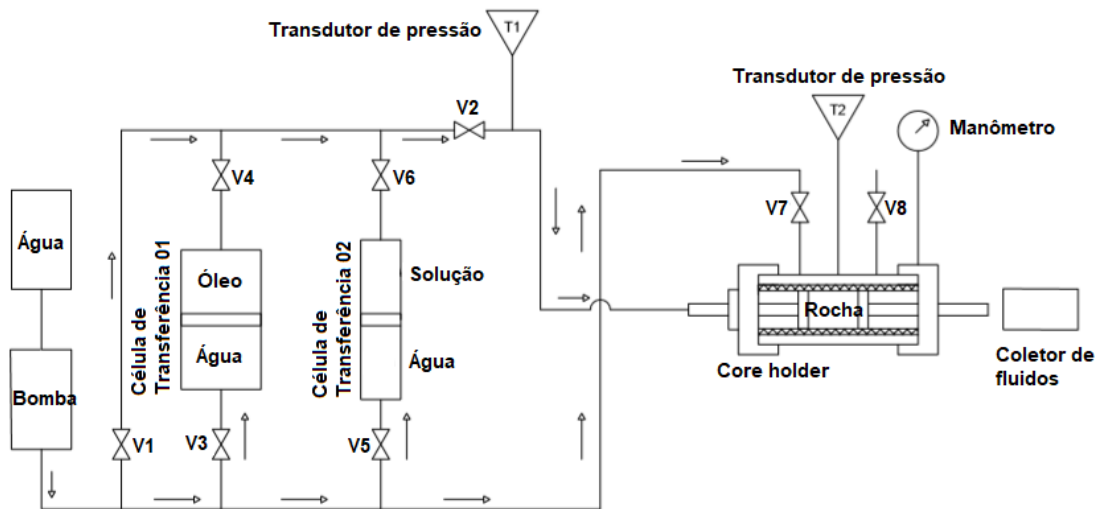


Figura 14. Esquema da bancada de testes para injeção em meios porosos. Fonte: Autor

O segundo caminho é através das células de transferência 01 e 02 (Figura 14). Neste caso a água atravessa a válvula V3 ou V5 de acordo com o local onde o fluido de trabalho está armazenado. A pressão da água desloca o êmbolo da célula de transferência que direciona o fluido através de V4 ou V6 e passando pela válvula V2. Se fluido deslocado está na célula 01, as válvulas V3, V4 e V2 devem estar abertas. Se está na célula 02, então V5, V6 e V2 devem estar abertas.

O último caminho possível é o que injeta água diretamente em uma das faces laterais do testemunho internamente ao *core holder*. Para isso apenas V1 e V2 devem estar abertas (Figura 14). O transdutor de pressão T1 mede a pressão do fluxo que passa em V2.

Os testemunhos utilizados possuem formato cilíndrico com aproximadamente 62 mm de comprimento e 38 mm de diâmetro. Estes são posicionados em um tubo flexível de alta resistência que é alocado no interior do *core holder*. Após o

armazenamento e fechamento do *core holder*, este é pressurizado para confinar o testemunho. Busca-se com esse procedimento, que o fluido de injeção se desloque através do meio poroso e não por fora dele. As tampas laterais possuem canais de distribuição para que o fluxo de fluido injetado seja uniforme na face da rocha (Figura 15). A Figura 16 mostra as tampas laterais e o testemunho na ordem que são instalados no sistema. A Figura 17 apresenta um esquema do *core holder* montado para os testes de injeção.



Figura 15. Detalhe dos canais de distribuição na tampa de entrada do *core holder*. Fonte: Autor.



Figura 16. Tampas laterais do *core holder* posicionadas junto ao testemunho. Fonte: Autor.

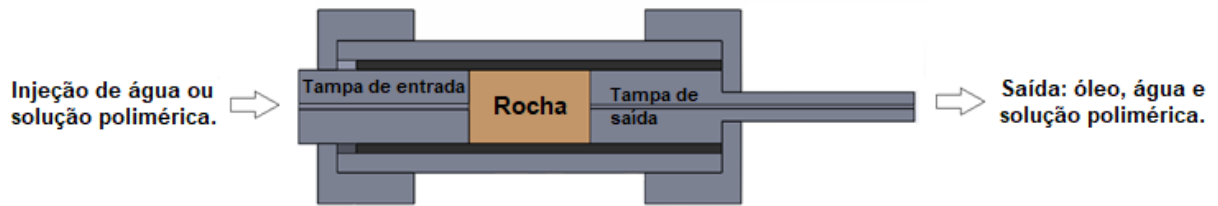


Figura 17. *Core holder* montado, com sentido de fluxo. Fonte: Autor

### 3.2.1 Preparo da bancada experimental

Para que os resultados dos experimentos sejam reproduzíveis e confiáveis, etapas de preparação foram executadas rotineiramente de acordo com o procedimento apresentado por Maia e Romero (2017) e Lauer (2017), antes de cada teste de recuperação de óleo.

O procedimento de preparação da bancada envolve as seguintes etapas:

- a) Verificação da limpeza dos componentes da bancada;
- b) Verificação do nível de água do reservatório da bomba;
- c) Verificação do nível das soluções poliméricas nas respectivas células de transferência;
- d) Verificação do fechamento das válvulas do sistema;
- e) Verificação da conexão dos componentes à rede elétrica;
- f) Estabilização do funcionamento dos componentes, para isso a bancada foi ligada e permaneceu assim por 30 minutos;
- g) Verificação da calibração dos transdutores de pressão;
- h) Verificação do sistema quanto a vazamentos;
- i) Verificação da temperatura do ar-condicionado do laboratório que deve estar em 25°C;

### 3.3 PREPARO E CARACTERIZAÇÃO DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Neste estudo, água e soluções poliméricas de HPAM foram utilizadas como fluidos deslocantes.

A água destilada foi empregada nos testes de movimentação das células de transferência, na limpeza da bancada, nos experimentos de injeção como fluido deslocante, na preparação das soluções de cloreto de potássio (KCl) utilizadas para a medição de porosidade e permeabilidade, e na preparação das soluções poliméricas. Em situações reais a água utilizada para injeção em reservatórios e na composição das soluções não é destilada, apesar disso foi usada na pesquisa para preservar a bancada e seus componentes contra a corrosão e outros problemas como incrustação.

O fluido deslocado foi óleo Petronas Selenia 5W30 API SN que possui viscosidade de 126 cP, medida no reômetro Anton Paar MCR72, e massa específica de 0,850 g/cm<sup>3</sup> (dado do fabricante). Como alguns elementos da composição química do petróleo são nocivos à bancada, o óleo sintético foi empregado como fluido de saturação da rocha. O óleo foi utilizado na sua forma original.

As soluções poliméricas foram preparadas com água destilada e HPAM doada pela empresa SNF Floerger, dos tipos AN905SH, AN923VHM e AN945VHM. Essas codificações do fabricante indicam que os polímeros possuem diferentes pesos moleculares e graus de anionicidade. A Tabela 2 mostra os pesos moleculares dos polímeros utilizados. Os polímeros são fornecidos como pó seco.

O protocolo de preparação das soluções poliméricas é apresentado pela norma API-RP-63 (API, 1990). Inicialmente foi preparado um litro de uma solução estoque com concentração de 5000 ppm. O pó seco da amostra de polímero utilizada foi adicionado a um béquer com a água destilada sob agitação. Utilizou-se um agitador mecânico Fisatom®, modelo 711. Depois da dispersão inicial, verificada visualmente após cerca de 5 minutos, a agitação foi mantida por um período de 2 horas. Após esse tempo a solução permaneceu em repouso por cerca de 24 horas.

A partir da solução estoque foram preparadas as soluções com concentrações de 100, 250, 500 e 1000 ppm para cada um dos três polímeros avaliados, com o intuito de verificar a influência da concentração na viscosidade aparente. Em um béquer foi colocada água destilada que foi agitada até a formação de um vórtice. A massa da solução estoque foi gradativamente adicionada até a obtenção da concentração desejada, mantendo a agitação da amostra por 10 minutos. O controle da quantidade de água e solução estoque foi realizado através da medição de massa. A Tabela 2

traz as informações sobre os polímeros utilizados e as soluções poliméricas que foram preparadas para os testes.

As soluções obtidas do procedimento de preparo devem manter-se com aspecto homogêneo, sem partículas sólidas não solubilizadas chamadas “fish eyes”.

As soluções poliméricas preparadas foram caracterizadas quanto à viscosidade aparente em um reômetro Anton Paar MCR72 (Figura 18), com medidas de taxa de cisalhamento entre 0,1 e 1000 s<sup>-1</sup>. A faixa de taxa de cisalhamento escolhida para estes experimentos de caracterização está baseada nos trabalhos de Bento (2015) e Seright *et al.* (2018). As soluções foram inicialmente posicionadas no equipamento e foram mantidas em repouso por 3 minutos para completa homogeneização da temperatura. A análise utilizou a geometria de cilindros concêntricos. As curvas de Taxa de cisalhamento x Viscosidade aparente foram obtidas e comparadas para cada tipo de polímero utilizado. Os resultados são apresentados na Seção 4.1.

**Tabela 2** - Dados das soluções poliméricas preparadas (Aproximadamente 400 mL para cada solução)

<b>Solução preparada</b>	<b>Polímero*</b>	<b>Peso molecular aproximado (x10<sup>6</sup> Dalton) *</b>	<b>Concentração (ppm)</b>
01			100
02	AN905SH	11 – 13	250
03			500
04			1000
05			100
06	AN923VHM	14 – 18	250
07			500
08			1000
09			100
10	AN945VHM	16 - 23	250
11			500
12			1000

\* Dados da SNF do Brasil (2018).

Fonte: Autor.





Figura 18. Reômetro Anton Paar MCR72 do laboratório de Petróleo e Gás do PPGEN. Dimensões: 54 cm x 34 cm x 65 cm. Fonte: Autor.

A metodologia de preparação das soluções propostas é semelhante a utilizada em diversos trabalhos com HPAM, como os de Bento (2015), Spildo e Sæ (2015) e Al-Shakry *et al.* (2018b).

Para estimativa dos volumes de óleo produzidos nas coletas dos experimentos e cálculo do fator de recuperação de óleo, a massa específica da água e das soluções poliméricas aplicadas foram calculadas seguindo a norma ASTM D891-18. Um picnômetro foi lavado, seco e pesado. Posteriormente os fluidos são colocados na vidraria e a massa é novamente pesada. A massa específica estimada foi calculada seguindo a Equação 8:

$$\rho_w = \frac{m_{p2} - m_{p1}}{v}, \quad (8)$$

onde  $\rho_w$  é a massa específica da solução analisada (ou da água) em  $\text{g/cm}^3$ ,  $m_{p2}$  é a massa do picnômetro cheio em g,  $m_{p1}$  é a massa do picnômetro vazio em g, e  $v$  é o volume do picnômetro em  $\text{cm}^3$ .

### 3.4 CARACTERIZAÇÃO DOS TESTEMUNHOS ROCHOSOS

Os testemunhos utilizados no trabalho foram quatro rochas areníticas (sintéticas), fornecidas pela empresa *Kocurek Industries*, do tipo Bentheimer. Segundo o fabricante, as rochas possuem permeabilidades entre 1500 a 3500 mD e porosidade variando entre 23 a 26%. As rochas possuem formato cilíndrico com dimensões aproximadas de 3,82 cm de diâmetro e 6,35 cm de comprimento (Figura 19). Os testemunhos foram denominados como BN1, BN2, BN3 e BN4 e suas dimensões principais estão listadas na Tabela 3. As dimensões dos testemunhos são adequadas para alojamento no interior do *core holder*.

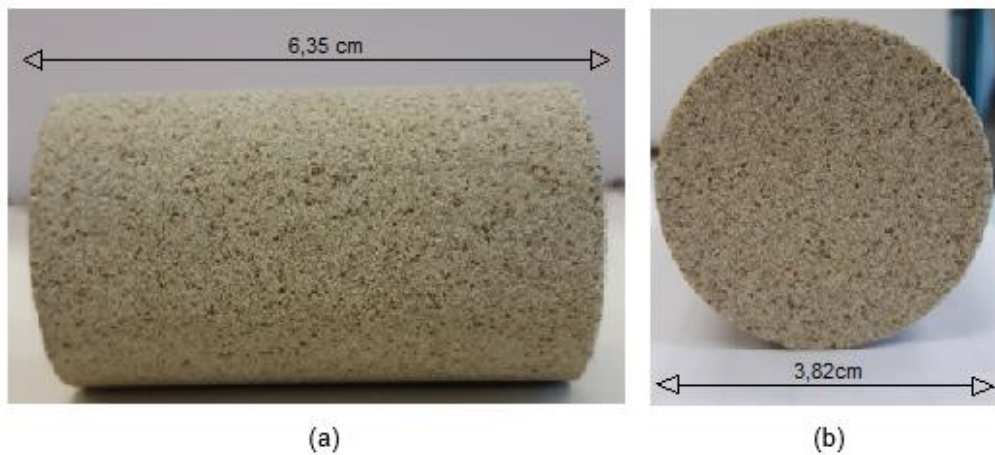


Figura 19. Testemunho rochoso utilizado nos testes. Detalhe do comprimento aproximado da amostra (a) e do diâmetro aproximado (b). Fonte: Autor

**Tabela 3** - Dimensões dos testemunhos rochosos aplicados nos testes.

<b>Propriedades</b>	<b>Unidade</b>	<b>BN1</b>	<b>BN2</b>	<b>BN3</b>	<b>BN4</b>
Comprimento	cm	6,36	6,34	6,35	6,35
Diâmetro	cm	3,83	3,82	3,82	3,82
Área transversal	cm <sup>2</sup>	11,52	11,46	11,47	11,46
Volume total	cm <sup>3</sup>	73,27	72,66	72,86	72,81

Fonte: Autor.

### 3.4.1 Procedimento de medição da porosidade

A determinação da porosidade das rochas seguiu um procedimento que foi adaptado de Maia e Romero (2017) e Lauer (2017).

Inicialmente, as rochas foram levadas à estufa por 24 horas em temperatura de 110 °C. Após esse período, as rochas foram transferidas para um dessecador que foi evacuado e mantido assim por duas horas para resfriamento. Posteriormente, os testemunhos foram pesados em uma balança analítica, obtendo o valor de massa seca ( $m_{sec}$ ). Nessa etapa, foram medidos o comprimento e o diâmetro da rocha. Todas as medidas foram feitas em triplicata.

Após a obtenção da massa seca e das dimensões do testemunho, o mesmo foi posicionado em um béquer preenchido com solução de água destilada e KCl a 3% com um volume que não a cobriria, deixando cerca de 3 a 5 mm do testemunho fora da solução (Figura 20). O motivo para parte da rocha ter ficado fora do volume líquido é para permitir que o ar do interior dos poros seja retirado. A face da rocha que receberá o fluxo de injeção foi deixada na parte inferior do recipiente. O béquer então foi alojado dentro do dessecador interligado à bomba de vácuo e verificou-se a vedação do conjunto (Figura 21).

A saturação do meio poroso foi realizada seguindo seis ciclos de vinte minutos. Nos dois primeiros ciclos, a bomba de vácuo foi ligada e a pressão ajustada em 600 mmHg. Passado o tempo do ciclo a bomba foi desligada. O dessecador foi aberto e a rocha foi pesada em balança analítica para acompanhar a variação da massa.



Figura 20. Testemunho rochoso no béquer com solução de saturação. Fonte: Autor



Figura 21. Testemunho rochoso no dessecador para saturação com solução de KCl. Fonte: Autor

Para os quatro ciclos posteriores, foi adicionada a solução no béquer até cobrir o testemunho. Novamente o dessecador foi vedado e a bomba de vácuo ligada na pressão e pelo tempo descrito anteriormente. Ao final do quarto ciclo a rocha foi novamente pesada.

Encerrado o 6º ciclo, a rocha foi retirada do dessecador, o excesso de água foi removido com papel toalha e a massa saturada ( $m_{sat}$ ) foi pesada na balança analítica. O procedimento foi realizado em triplicata. Após a saturação, o testemunho foi colocado em um béquer preenchido com a solução salina para garantir sua integridade.

A porosidade do testemunho foi determinada utilizando a Equação 9:

$$\phi = \frac{m_{sat} - m_{sec}}{V_T * \rho_{sol}} * 100, \quad (9)$$

onde  $\phi$  é a porosidade da rocha;  $m_{sat}$  é a massa do testemunho saturado;  $m_{sec}$  é a massa do testemunho seco;  $V_T$  é o volume da rocha (calculado com os dados de diâmetro e comprimento) e  $\rho_{sol}$  é a massa específica da solução que saturou a rocha.

O procedimento de determinação da porosidade é bem difundido, sendo aplicado de forma semelhante em outros trabalhos como os de Al-Shakry *et al.* (2018a) e Erincik *et al.* (2018).

### 3.4.2 Procedimento de medição da permeabilidade

A medição experimental de permeabilidade de um meio poroso envolve deslocar algum fluido por este meio em vazões diferentes e acompanhar a variação de pressão dessa injeção. O fluido usual para esse procedimento é a água. Ainda assim, alguns autores como Kwon, Herbert e Kronenberg (2004) e Soares e Borba (2017), indicam que o uso de água em meios porosos pode causar o fenômeno de inchamento de argila que modifica a característica de permeabilidade da rocha. Os autores ainda ressaltam que a alternativa mais aplicada para evitar esse fenômeno é a aplicação de soluções de KCl, que também é recomendada pelo fabricante dos testemunhos.

Partindo dessa informação, a medição da permeabilidade dos testemunhos foi realizada com a solução de KCl 3%. O fluido foi injetado no meio poroso em diferentes vazões e foi registrada a pressão de injeção através do transdutor T1, posicionado antes do testemunho.

Com os dados de vazão e o diferencial de pressão entre as seções de entrada e saída do testemunho é possível determinar a permeabilidade através da lei de Darcy – Equação 2 (TIAB; DONALDSON, 2012).

Para determinar a permeabilidade ( $k$ ) experimentalmente deve-se obter o coeficiente angular ( $\alpha$ ) em um gráfico de vazão ( $q$ ) versus diferencial de pressão ( $\Delta P$ ). Para construir esse gráfico, a solução de KCl com viscosidade ( $\mu_{KCl}$ ) conhecida foi deslocada através do testemunho com área aberta ao fluxo ( $A$ ) e comprimento ( $L$ ). A permeabilidade é calculada a partir da Equação 10:

$$k = \alpha \frac{\mu_{KCl} L}{A}. \quad (10)$$

Para obter os dados usados na construção do gráfico  $q$  x  $\Delta P$  foram seguidos os passos:

- a) A rocha foi posicionada no *core holder*, o sistema foi montado e posteriormente pressurizado com 2200 psi;

- b) O cilindro de transferência 02 foi preenchido com a solução de KCl, fechado e instalado na posição com a conexão superior aberta;
- c) A vazão da bomba foi ajustada para 10 mL/min, a válvula V5 foi aberta e o sistema operou até que houvesse saída da solução no topo do cilindro. Após essa etapa a bomba foi desligada, o cilindro foi limpo e a conexão reinstalada;
- d) A vazão foi então ajustada na bomba (foram utilizadas as vazões de 8,5; 9; 9,5 e 10 mL/min), as válvulas V5, V6 e V2 foram abertas e o fluxo foi iniciado;
- e) Os dados de pressão foram medidos no transdutor T1 a cada 3 minutos. Para ser considerada estabilizada, a pressão deve estar variando em um limite de  $\pm 0,005$  kgf/cm<sup>2</sup> (resolução do transdutor) por, pelo menos, 3 medidas consecutivas.
- f) Obtendo a estabilização da pressão de injeção, a vazão foi reajustada e o passo “e” foi repetido;
- g) Após a injeção com todas as vazões listadas no item “d”, a vazão da bomba foi ajustada em 10 mL/min. As válvulas V5 e V6 foram fechadas e V1 aberta. A bomba operou por 30 minutos injetando água destilada para remover a solução salina do testemunho;
- h) Ao final do procedimento a bomba foi desligada e o sistema despressurizado.

O diferencial de pressão foi obtido registrando a pressão na face de injeção da rocha, lida em T1, e subtraindo a pressão atmosférica na face posterior da rocha. A perda de carga no sistema foi considerada desprezível.

### 3.5 PROCEDIMENTO DE SATURAÇÃO DO TESTEMUNHO COM ÓLEO

O procedimento para saturação dos testemunhos com óleo foi adaptado do procedimento de saturação com água descrito por Maia e Romero (2017) e Lauer (2017).

A saturação do testemunho visa preencher seus poros com o óleo que posteriormente será deslocado pela injeção de água ou da solução polimérica. Inicialmente, as rochas foram mantidas em uma estufa a 110 °C por 24 horas. Após

esse período, os testemunhos foram transferidos para um dessecador e mantidos por 2 horas para resfriamento. Após isso, os testemunhos foram pesados em uma balança analítica obtendo o valor de massa seca antes da saturação. ( $m_{\acute{o}leo1}$ ). Nessa etapa, foram repetidas as medidas de comprimento e diâmetro da rocha. Todas as medidas foram feitas em triplicata.

Após o passo anterior, foram seguidas as etapas conforme procedimento para saturação do testemunho com a solução de KCl para medição da porosidade (Seção 3.4.1), apenas substituindo a solução pelo óleo.

Ao encerrar o 6º ciclo, a rocha foi retirada do dessecador, o excesso de óleo foi removido com papel toalha e a massa saturada ( $m_{\acute{o}leo2}$ ) foi obtida por meio da balança analítica. O procedimento foi realizado em triplicata. Após a saturação, o testemunho foi recolocado no béquer preenchido com óleo para garantir sua integridade.

A massa de óleo que satura o meio poroso ( $m_{\acute{o}leosat}$ ) pode ser determinada utilizando a Equação 11:

$$m_{\acute{o}leosat} = m_{\acute{o}leo2} - m_{\acute{o}leo1} , \quad (11)$$

Para determinar o volume de óleo que satura o meio poroso ( $V_{\acute{o}leo}$ ), aplica-se a Equação 12:

$$V_{\acute{o}leo} = \frac{m_{\acute{o}leosat}}{\rho_{\acute{o}leo}} , \quad (12)$$

sendo  $\rho_{\acute{o}leo}$  a massa específica do óleo.

Para determinar a saturação de óleo do testemunho ( $Sat_{\acute{o}leo}$ ), basta dividir o volume de óleo que o satura pelo volume poroso do mesmo, conforme a Equação 13:

$$Sat_{\acute{o}leo} = \frac{V_{\acute{o}leo}}{(V_T \cdot \phi)}, \quad (13)$$

onde  $V_T$  é o volume total do testemunho.

### 3.6 COLETA DE DADOS

Os fluidos produzidos na saída do *core holder* foram coletados em tubos de centrífuga cônica posicionados próximo à saída do sistema. O tempo total do experimento foi medido com um cronômetro a partir do início da injeção na bancada. Para a coleta de dados, os passos seguidos foram adaptados da metodologia de Lauer (2017):

- a) Inicialmente os tubos secos foram pesados e foram registrados seus valores de massa. O primeiro tubo foi posicionado próximo a saída de fluidos;
- b) Cada tubo permaneceu coletando fluidos no experimento pelo tempo equivalente ao necessário para se injetar 0,25 volume poroso do testemunho. Quando esse tempo foi atingido, o tubo foi retirado do suporte e substituído pelo próximo, que estava reservado em um dessecador;
- c) A pressão do transdutor T1 foi anotada a cada 2 minutos de teste;
- d) Os tubos com fluido coletados foram pesados e o valor de sua massa anotado;
- e) Os tubos com fluido foram vedados e armazenados em um suporte para aguardar a separação das fases produzidas;
- f) Após cinco dias (tempo de separação de fases) os volumes de óleo e água (ou solução polimérica) foram registrados;
- g) Os passos “b”, “c”, “d” e “e” foram repetidos até o fim do experimento;
- h) A partir do momento em que o óleo deixou de ser produzido em volume considerável na saída de fluidos, manteve-se o experimento pelo tempo equivalente ao de injeção de 2 volumes porosos do testemunho e, após esse passo, o mesmo foi encerrado conforme o passo f da seção 3.7.



### 3.7 PROCEDIMENTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA

Para todos os experimentos de injeção, a vazão utilizada foi  $q_{inj} = 0,25$  mL/min. Ao início desta etapa, o testemunho deve estar saturado com óleo e as tubulações da bancada devem estar limpas. A metodologia foi adaptada de Maia e Romero (2017) e Lauer (2017). O experimento foi realizado seguindo os passos:

- a) O testemunho saturado com óleo foi retirado do béquer, superficialmente limpo com toalha de papel, evitando a absorção do óleo da superfície da rocha, pesado em balança analítica e inserido no *core holder* conforme descrito no item 3.2 e representado nas Figuras 16 e 17;
- b) Foram repetidas as etapas de fechamento e pressurização do *core holder*;
- c) Foram posicionadas as vidrarias de coleta na região de saída dos fluidos do *core holder*;
- d) A bomba foi ajustada com a vazão adequada. As válvulas V1 e V2 foram abertas e a bomba ligada;
- e) Os fluidos produzidos foram coletados conforme procedimento descrito na seção 3.6;
- f) Com as coletas finalizadas, a bomba foi desligada, as válvulas fechadas, o *core holder* foi despressurizado, o testemunho foi retirado e pesado obtendo a massa pós recuperação registrada;

### 3.8 PROCEDIMENTO DE INJEÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

A metodologia seguiu os passos propostos por Lauer (2017) com as adaptações pertinentes. A vazão de injeção utilizada foi a mesma para a recuperação com injeção de água,  $q_{inj} = 0,25$  mL/min. A preparação da bancada, limpeza e coleta de dados foram idênticas ao procedimento de recuperação por injeção de água. As etapas adotadas são:

- a) A célula de transferência 02 foi retirada da bancada desconectando V5 e V6. A parte inferior do cilindro foi preenchida com água destilada e a superior com a

- solução polimérica utilizada em cada experimento. As tampas foram fechadas e a válvula V5 reconectada no sistema;
- b) Para retirar o ar da célula de transferência, V1 e V5 foram abertos e a bomba foi operada em vazão de 10 mL/min até que houve saída de fluido na parte superior do cilindro. Nesse momento a bomba foi desligada, a célula limpa e a válvula V6 foi reconectada;
  - c) As etapas de posicionamento do testemunho, pressurização do *core holder* e posicionamento do sistema de coleta, descritos nas Seções 3.6 e 3.7, foram efetuadas;
  - d) Seguindo esse passo, a bomba foi programada na vazão de injeção. V1 e V2 foram abertas e a bomba ligada. A recuperação foi realizada inicialmente com água. A coleta de dados seguiu o procedimento descrito na seção 3.6;
  - e) Quando o óleo deixou de ser produzido em volume considerável, aguardou-se o tempo de injeção de um volume poroso.
  - f) Após a etapa anterior, V5 e V6 foram abertas e V1 fechada, iniciando a recuperação por injeção de solução polimérica. A coleta de dados seguiu o procedimento descrito na seção 3.6;
  - g) O experimento seguiu conforme o passo “g” da seção 3.6;
  - h) O experimento foi finalizado conforme o passo “h” da seção 3.6;

### 3.9 CÁLCULO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Após a realização dos experimentos com injeção de água e das soluções poliméricas, foi possível avaliar o fator de recuperação do óleo nos testes. A determinação do volume de óleo foi efetuada seguindo duas etapas: Inicialmente, foi feita uma estimativa do acumulado de óleo e água (ou solução polimérica) em cada um dos tubos de coleta retirados do experimento. Esses volumes foram posteriormente confrontados com a massa dos fluidos coletados. Foi admitido que a massa recuperada é igual a massa medida após a coleta subtraída da massa do tubo antes da coleta.

Para determinar a massa de cada uma das fases recuperada foi resolvido o sistema descrito pelas Equações 14 e 15. A Equação 14 considera que a massa total do fluido coletado é a soma das massas de óleo e de água (ou solução polimérica):

$$m_{tubo} = m_{to} + m_{tw}, \quad (14)$$

onde  $m_{tubo}$  é a massa de fluido coletada em um dos tubos,  $m_{to}$  é a massa de óleo contida naquele tubo e  $m_{tw}$  é a massa de água (ou solução polimérica) contida no mesmo tubo.

A Equação 15 confronta os volumes estimados com as massas de fluidos:

$$V_{tubo} = V_{to} + V_{tw}, \quad (15)$$

onde  $V_{tubo}$  é o volume de fluido coletado em um dos tubos,  $V_{to}$  é o volume de óleo contido naquele tubo e  $V_{tw}$  é o volume de água (ou solução polimérica) contido no mesmo tubo. A Equação pode ser reescrita para as variáveis de massa como:

$$V_{tubo} = \frac{m_{to}}{\rho_{oleo}} + \frac{m_{tw}}{\rho_w}, \quad (16)$$

onde  $\rho_{oleo}$  e  $\rho_w$  são as massas específicas do óleo e da água (ou solução polimérica) utilizada na recuperação.

O cálculo do fator de recuperação foi realizado através da Equação 17:

$$f_R = \frac{V_o}{V_{oleo}}, \quad (17)$$

Sendo  $V_o$  o volume de óleo acumulado após o fim das coletas e  $V_{oleo}$  é o volume de óleo inicialmente no testemunho, calculado conforme Seção 3.5. O mesmo cálculo pode ser realizado utilizando as massas de óleo recuperado e inicialmente no testemunho.

## 4 RESULTADOS: PROPRIEDADES DO SISTEMA ROCHA-FLUIDO

Inicialmente, neste capítulo, serão apresentados e discutidos os dados referentes à caracterização reológica das soluções poliméricas. Posteriormente, serão discutidos os dados das propriedades dos testemunhos rochosos utilizados.

### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

As soluções poliméricas de HPAM preparadas foram analisadas quanto à viscosidade aparente em função da concentração da solução e da taxa de cisalhamento. As médias dos valores medidos (em triplicata) foram organizadas em três tabelas e posicionadas no APÊNDICE A, devido ao volume dos dados. Foram levantadas as curvas de fluxo para as soluções preparadas com cada polímero nas quatro concentrações, conforme a Tabela 2 (página 60).

As Figuras 22, 23 e 24 apresentam os gráficos obtidos na análise para as soluções preparadas com os polímeros AN905SH (11 –  $13 \times 10^6$  Dalton), AN923VHM (14 –  $18 \times 10^6$  Dalton) e AN945VHM (16 –  $23 \times 10^6$  Dalton), respectivamente, nas concentrações de 100, 250, 500 e 1000 ppm:

Os dados obtidos em baixas taxas de cisalhamento, entre 0,1 e cerca de  $6 \text{ s}^{-1}$ , apresentam resultados oscilatórios, principalmente para as soluções de menor concentração. Esse comportamento foi observado em todos os testes, podendo ser resultado da própria característica do fluido ou em decorrência das baixas taxas de cisalhamento utilizadas. Macosko (1996) cita que a geometria de cilindros concêntricos, utilizada nos testes reológicos das soluções poliméricas, é mais indicada para altas taxas de cisalhamento. Isso pode ter contribuído para o resultado obtido. Em seu estudo, Bento (2015) afirma que os resultados oscilatórios podem ser em decorrência do próprio reômetro ou mesmo devido a liberação de bolhas de ar das soluções testadas. Em altas taxas de cisalhamento, as soluções apresentaram comportamento mais condizente com o esperado, tendo as de maior concentração apresentado maior viscosidade aparente. A maior viscosidade ocorre devido ao alongamento das moléculas do polímero em solução (LAKE, 1989). As soluções com

concentração de 1000 ppm apresentaram o comportamento mais estável para todos os polímeros.

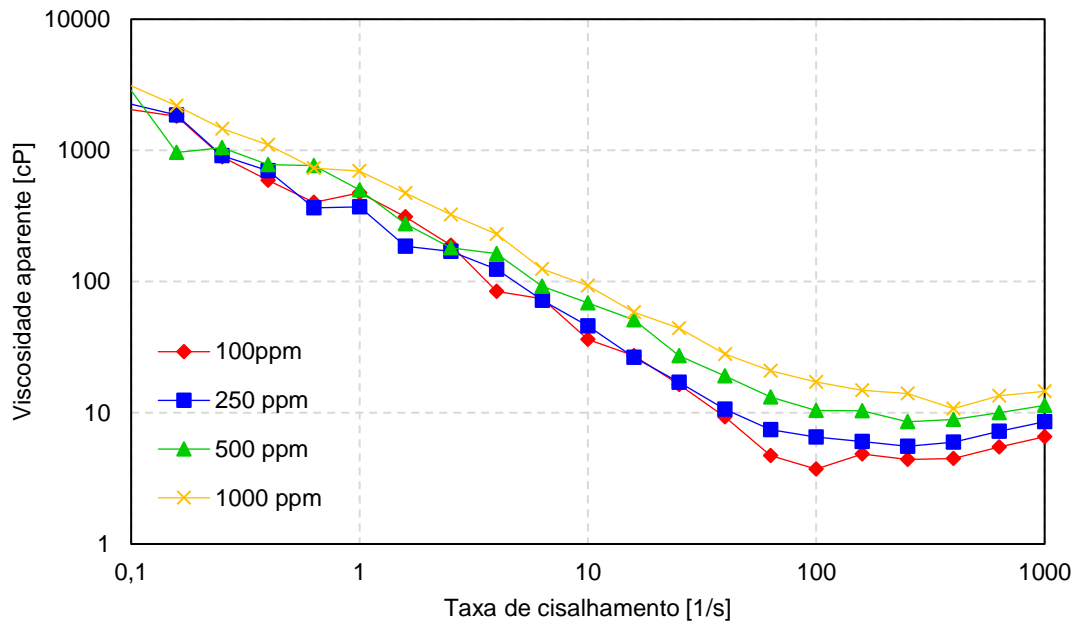


Figura 22. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN905SH ( $11 - 13 \times 10^6$  Dalton) nas concentrações indicadas.

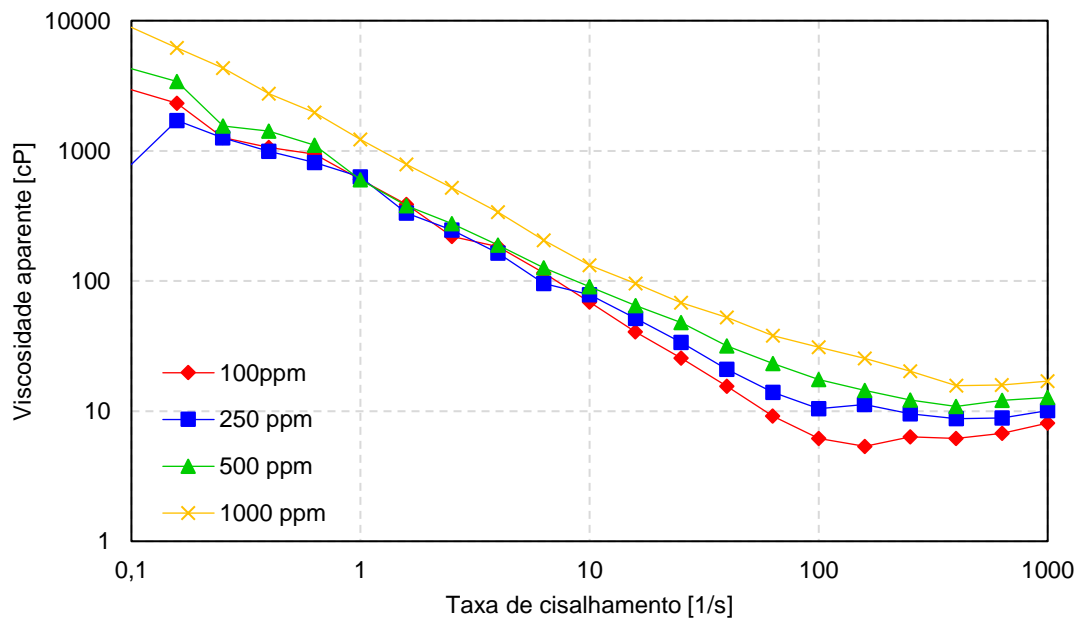


Figura 23. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN923VHM ( $14 - 18 \times 10^6$  Dalton) nas concentrações indicadas.

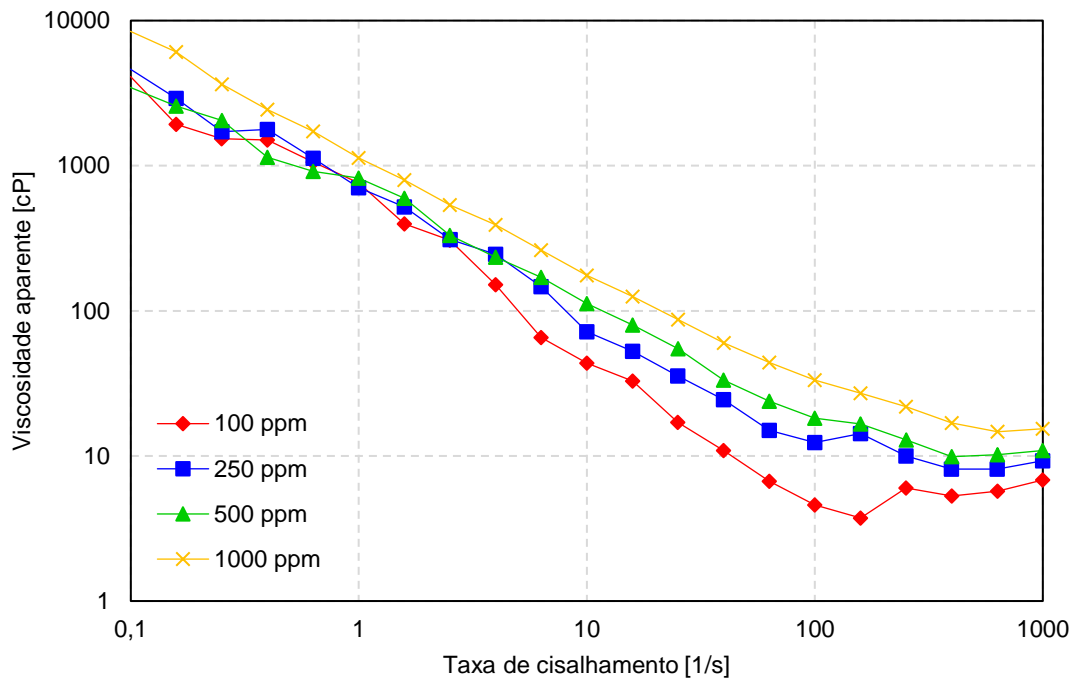


Figura 24. Viscosidade aparente das quatro soluções preparadas com o polímero AN945VHM ( $16 - 23 \times 10^6$  Dalton) nas concentrações indicadas.

O comportamento mostra um decréscimo da viscosidade aparente com o aumento da taxa de cisalhamento, o que remete a um comportamento pseudoplástico. Essa região de decaimento da viscosidade aparente é descrita pelos parâmetros da lei de potência mencionada na Seção 2.3.3 (Quadro 01). A lei de potência não representa bem o comportamento reológico das soluções em baixas e altas taxas de cisalhamento devido ao comportamento próximo do newtoniano que surgem nessas regiões. Ainda assim fornece uma boa aproximação para o comportamento da solução na região pseudoplástica. A Tabela 4 apresenta a estimativa dos valores de  $K$  e  $n$  da lei de potência para as soluções preparadas entre as taxas de cisalhamento de  $0,1$  e  $159,0 \text{ s}^{-1}$  (foram retirados os dados do patamar em altas taxas de cisalhamento). Segundo Lake (1989), o efeito de diminuição da viscosidade aparente se deve ao mecanismo de desenrolamento e alinhamento das cadeias poliméricas quando submetidas ao fluxo.

Para determinar a viscosidade aparente para as soluções representativas aos testes de deslocamento, é necessário estabelecer um valor de taxa de cisalhamento que seja representativo com relação aos reservatórios. Wassmuth *et al.* (2009)

relatam que taxas entre 7 e 10 s<sup>-1</sup> são comuns para reservatórios areníticos. Al-Shakry *et al.* (2019) e Nilsson e Rothstein (2015), utilizam valores de taxa de cisalhamento de 10 s<sup>-1</sup>, por ser um valor típico para reservatórios e relevante aos seus experimentos. Assim, a viscosidade aparente das soluções será aquela que corresponde a uma taxa de cisalhamento de 10 s<sup>-1</sup> como valor de referência.

**Tabela 4** - Coeficientes da lei de potência para as soluções preparadas

<b>Solução</b>	<b>Polímero</b>	<b>Concentração</b>	<b>K</b>	<b>n</b>
01	NA905SH	100 ppm	316,18	0,093
02		250 ppm	317,51	0,146
03		500 ppm	392,69	0,228
04		1000 ppm	560,36	0,237
05	NA923VHM	100 ppm	486,45	0,099
06		250 ppm	403,93	0,255
07		500 ppm	626,81	0,204
08		1000 ppm	1199,7	0,161
09	NA945VHM	100 ppm	498,64	0,044
10		250 ppm	659,84	0,145
11		500 ppm	664,35	0,234
12		1000 ppm	1204,1	0,204

Fonte: Autor.

Na Tabela 5 são sumarizados os valores das médias da viscosidade aparente para as doze soluções testadas na taxa de cisalhamento definida. É possível observar que para cada um dos polímeros, à medida que a concentração da solução aumenta, o valor da viscosidade aparente também aumenta, o que é condizente com o resultado esperado. Apesar disso, quando são confrontados os valores para as soluções de concentração igual a 100 e 250 ppm, as preparadas com o polímero AN923VHM, possuem maior viscosidade aparente que as preparadas com o polímero AN945VHM. Esse comportamento não era esperado pois o peso molecular do polímero AN923VHM (14 – 18x10<sup>6</sup> Dalton), é menor que o do polímero AN945VHM (16 – 23x10<sup>6</sup> Dalton). Essa disparidade pode ser devido à preparação das diluições das soluções ou mesmo na manipulação das amostras que foram levadas ao reômetro. Nas soluções com concentrações superiores não foi observado comportamento similar.

Também se ressalta que quando observada o desvio padrão das medidas, as soluções apresentam comportamento mais próximo do esperado.

**Tabela 5** – Viscosidade aparente das soluções poliméricas em uma taxa de cisalhamento de  $10 \text{ s}^{-1}$

<b>Solução</b>	<b>Polímero</b>	<b>Concentração</b>	<b>Viscosidade (cP)</b>
01		100 ppm	$36,2 \pm 27\%$
02	a – AN905SH	250 ppm	$46,0 \pm 23\%$
03	(11 – $13 \times 10^6$ Dalton)	500 ppm	$68,6 \pm 4\%$
04		1000 ppm	$93,2 \pm 15\%$
05		100 ppm	$68,7 \pm 13\%$
06	b – AN923VHM	250 ppm	$78,5 \pm 9\%$
07	(14 – $18 \times 10^6$ Dalton)	500 ppm	$90,3 \pm 12\%$
08		1000 ppm	$132,4 \pm 2\%$
09		100 ppm	$43,7 \pm 16\%$
10	c – AN945VHM	250 ppm	$71,9 \pm 12\%$
11	(16 – $23 \times 10^6$ Dalton)	500 ppm	$112,4 \pm 20\%$
12		1000 ppm	$175,5 \pm 12\%$

Fonte: Autor.

As soluções que foram preparadas com concentração de 500 ppm apresentaram comportamento dentro do esperado. Assim os experimentos de injeção foram realizados utilizando estas soluções, variando os polímeros usados como base para preparação. Considerando a disponibilidade dos testemunhos rochosos e os resultados da reologia das soluções, foram realizados quatro experimentos de recuperação. O primeiro injetando apenas água destilada e os três seguintes com a injeção de água seguida da injeção de uma das soluções poliméricas, como pode ser observado na Tabela 6.

As curvas de viscosidade aparente para as soluções preparadas com cada um dos três polímeros na concentração de 500 ppm são apresentadas na Figura 25. O comportamento das soluções mostra o decréscimo de viscosidade aparente com o aumento da taxa de cisalhamento que remete a um fluido pseudoplástico. Também é



possível observar um aumento da viscosidade aparente com o aumento do peso molecular do polímero utilizado para preparar a solução.

**Tabela 6** - Dados dos fluidos injetados para os experimentos de deslocamento de óleo.

Experimento	Fluido injetado	Viscosidade, cP	Razão de viscosidades óleo-água
01	Água destilada	1	126
02	Água destilada seguida de solução preparada com polímero AN905SH, 500 ppm.	68,6	1,84
03	Água destilada seguida de solução preparada com polímero AN923VHM, 500 ppm.	90,3	1,40
04	Água destilada seguida de solução preparada com polímero AN945VHM, 500 ppm.	112,4	1,12

Fonte: Autor.

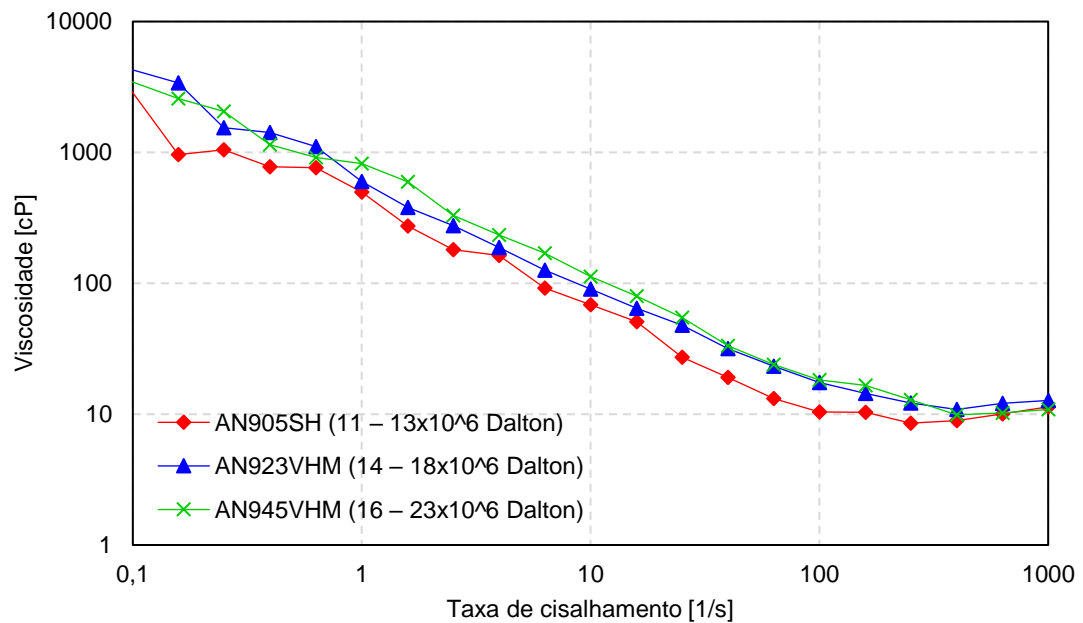


Figura 25. Viscosidade aparente das soluções preparadas com os polímeros AN905SH ( $11 - 13 \times 10^6$  Dalton), AN923VHM ( $14 - 18 \times 10^6$  Dalton) e AN945VHM ( $16 - 23 \times 10^6$  Dalton) com concentração de 500 ppm.

## 4.2 POROSIDADE

Foram utilizados 4 testemunhos areníticos rochosos do tipo Bentheimer. As rochas foram nomeadas como BN1, BN2, BN3 e BN4 conforme descrito na Seção 3.4.

Os valores registrados de massa seca e massa saturada foram as médias das triplicatas dos dados das medições conforme descrito na Seção 3.4.1. A Tabela 7 traz as permeabilidades obtidas para cada rocha. Os dados para os cálculos de porosidade estão descritos no APÊNDICE B. A massa específica da solução de saturação,  $\rho_{sol}$ , é de 0,9869 g/cm<sup>3</sup>.

Tiab e Donaldson (2012) afirmam que as porosidades em reservatórios de petróleo normalmente variam entre 5% a 30%, o que valida os valores encontrados. Apesar disso os valores mais frequentes estão entre 10% e 20%. Porosidades acima de 20%, como as das rochas utilizadas nos experimentos, são consideradas muito boas. Os valores também são adequados aos critérios estabelecidos na Tabela 1.

**Tabela 7** - Porosidade dos testemunhos utilizados nos experimentos.

<b>Propriedades</b>	<b>Unidade</b>	<b>BN1</b>	<b>BN2</b>	<b>BN3</b>	<b>BN4</b>
Porosidade ( $\phi$ )	%	24,39	22,95	23,89	22,78

Fonte: Autor

## 4.3 PERMEABILIDADE

A permeabilidade das rochas foi medida conforme procedimento descrito na Seção 3.4.2. As vazões utilizadas no teste foram de 8,5; 9; 9,5 e 10 mL/min. As médias dos dados do diferencial de pressão obtidos para cada vazão para os quatro testemunhos estão listados na Tabela 8. As características físicas dos testemunhos são detalhadas na seção 3.4. Os valores de vazão foram convertidos de mL/min para m<sup>3</sup>/s e os de pressão de kgf/cm<sup>2</sup> para Pa.

**Tabela 8** - Dados de vazão e diferencial de pressão para os testemunhos utilizados.

Vazão (m <sup>3</sup> /s)	$\Delta P$ (Pa)			
	BN1	BN2	BN3	BN4
$1,42 \times 10^{-7}$	6729,81	7318,21	5769,58	6938,20
$1,50 \times 10^{-7}$	7244,66	8115,00	6055,61	7256,92
$1,58 \times 10^{-7}$	7685,96	8519,53	6423,36	7845,32
$1,67 \times 10^{-7}$	8470,49	9218,25	6933,30	8544,04

Fonte: Autor

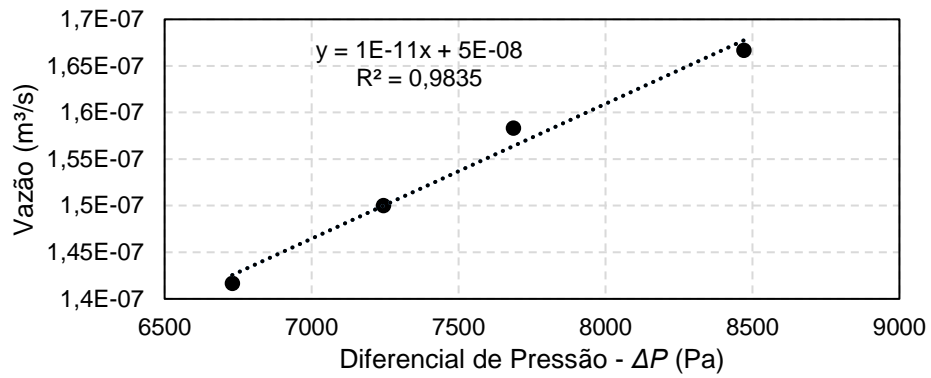
Os dados de vazão e pressão foram convertidos para plotar os gráficos da Figura 26. Com os coeficientes das retas plotadas nos gráficos, é possível calcular a permeabilidade dos testemunhos.

Para o testemunho BN1, a equação da reta ajustada como linha de tendência dos pontos do gráfico é  $y = 1 \times 10^{-11}x + 5 \times 10^{-8}$  (Figura 26a), sendo  $\alpha = 1 \times 10^{-11}$  o valor do coeficiente angular. Foi aproximada a viscosidade da solução de KCl como a viscosidade da água,  $\mu = 0,001$  Pa.s. A média das medidas de comprimento e diâmetro da rocha estão descritos na Tabela 3. Os valores foram aplicados na Equação 10 para determinação da permeabilidade que resultou em 559,35 mD.

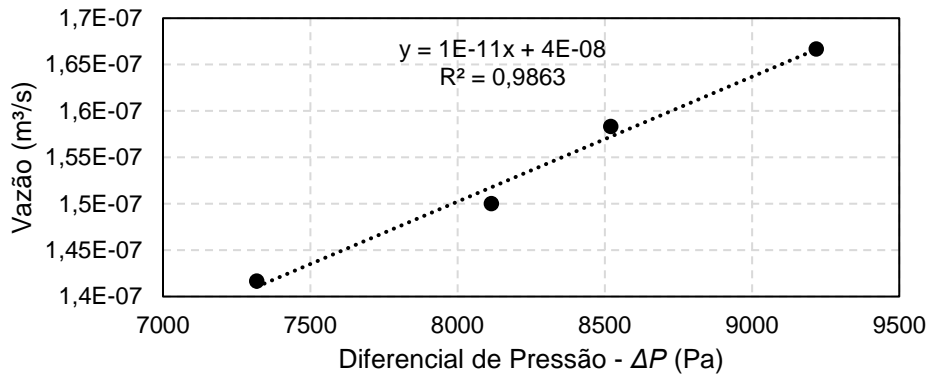
O mesmo procedimento foi aplicado para determinação da permeabilidade das outras três rochas. A Tabela 8 também traz os dados de vazão e diferencial de pressão para os outros testemunhos (BN2, BN3 e BN4).

Seguindo as mesmas considerações realizadas para a rocha BN1, os gráficos de vazão x diferencial de pressão para as rochas BN2, BN3 e BN4 foram plotados conforme Figura 26 b, c e d, respectivamente.

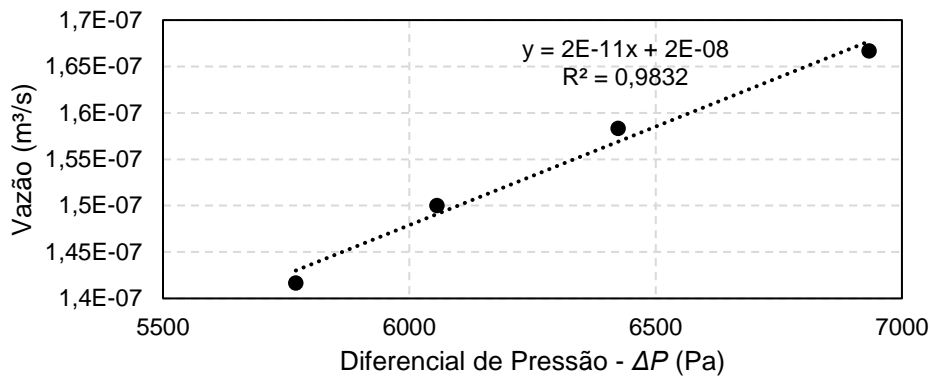
Com os valores dos coeficientes angulares das retas, geradas pelas linhas de tendências dos gráficos aplicados na Equação 10, foram calculadas as permeabilidades dos testemunhos BN2, BN3 e BN4. Os dados de porosidade e permeabilidade, além das médias das medidas físicas das rochas estão resumidos na Tabela 9.



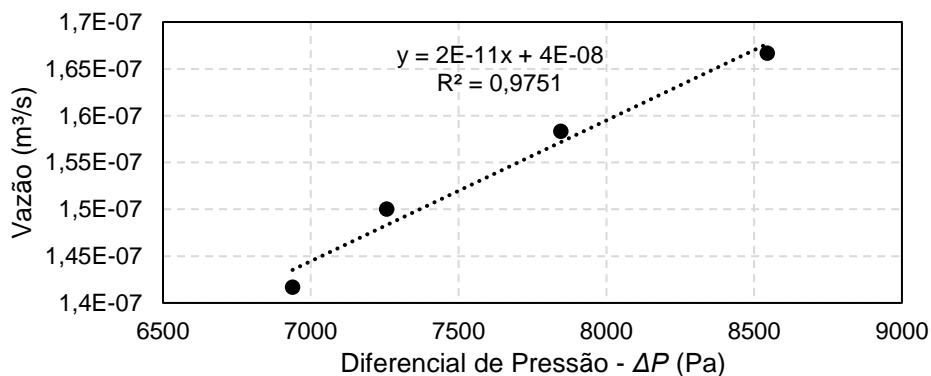
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 26. Dados experimentais para cálculo do coeficiente  $\alpha$  para os testes de permeabilidade das rochas: (a) BN1; (b) BN2; (c) BN3 e (d) BN4. Fonte: Autor.

Os valores de porosidade medidos estão condizentes com as informações da fornecedora, *Kocurek Industries* (23% a 26%), no caso dos testemunhos BN1 e BN3, mas estão ligeiramente abaixo da faixa para as rochas BN2 e BN4. No caso das permeabilidades, todos os testemunhos demonstraram valores menores do que o descrito pelo fabricante (1500 a 3500 mD), principalmente BN1 e BN2.

Um dos motivos para essa disparidade pode ter sido em decorrência do próprio experimento, já que a bancada de testes não é igual ao equipamento da empresa, apesar de seguir os mesmos parâmetros. Outra razão que pode ter influenciado no resultado, é que a empresa realiza os experimentos de permeabilidade com solução de KCl e com nitrogênio gasoso. A empresa não especificou se os valores informados são referentes à permeabilidade ao gás ou permeabilidade à solução, no caso das rochas Bentheimer. Para os tipos de testemunhos em que essa discriminação é realizada, a permeabilidade ao gás é maior que a permeabilidade à solução. Ainda assim, conforme os critérios de Tiab e Donaldson (2012), as permeabilidades encontradas nos experimentos são considerados “muito boas”, e são consideradas adequadas dentro da faixa de permeabilidades estabelecida na Tabela 1.

**Tabela 9** - Principais dados dos testemunhos rochosos aplicados nos testes

<b>Propriedades</b>	<b>Unidade</b>	<b>BN1</b>	<b>BN2</b>	<b>BN3</b>	<b>BN4</b>
Comprimento ( $L$ )	cm	6,36	6,34	6,35	6,35
Diâmetro ( $d$ )	cm	3,83	3,82	3,82	3,82
Massa seca ( $m_{sec}$ )	g	142,2208	142,2954	142,4893	144,8013
Área transversal ( $A$ )	cm <sup>2</sup>	11,52	11,46	11,47	11,46
Volume total ( $V_T$ )	cm <sup>3</sup>	73,27	72,66	72,86	72,81
Volume poroso ( $V_p$ )	cm <sup>3</sup>	17,87	16,68	17,41	16,59
Porosidade ( $\phi$ )	%	24,39	22,95	23,89	22,78
Permeabilidade ao KCl ( $k$ )	mD	559,35	560,52	1122,12	1123,39

Fonte: Autor.

## 5 RESULTADOS: RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

Foram realizados quatro experimentos de injeção para recuperação de óleo. Neste capítulo são apresentados os valores de saturação dos testemunhos com óleo, comportamento da pressão de injeção, acumulado de óleo recuperado e fator de recuperação.

Os experimentos foram realizados seguindo uma ordem crescente de permeabilidade e viscosidade dos fluidos de injeção. Assim, por exemplo, o primeiro teste utilizou a rocha de menor permeabilidade e o fluido deslocante de menor viscosidade. Essa ordem foi adotada visando compensar a resistência ao fluxo no meio poroso devido a permeabilidade com a viscosidade do fluido deslocado. A Tabela 10 apresenta as principais informações para cada experimento de injeção.

**Tabela 10** - Dados para realização dos experimentos de recuperação.

Experimento	Fluido injetado	Viscosidade (cP)	Razão de viscosidades óleo-água	Testemunho
01	Água destilada	1	126	BN1 $\phi = 24,39\%$ $k = 559,35$ mD
02	Água + Solução preparada com o polímero AN905SH, concentração 500 ppm.	68,6	1,84	BN2 $\phi = 22,95\%$ $k = 560,52$ mD
03	Água + Solução preparada com o polímero AN923VHM, concentração 500 ppm.	90,3	1,40	BN3 $\phi = 23,89\%$ $k = 1122,12$ mD
04	Água + Solução preparada com o polímero AN945VHM, concentração 500 ppm.	112,4	1,12	BN4 $\phi = 22,78\%$ $k = 1123,39$ mD

Fonte: Autor.

O tempo de injeção foi avaliado em minutos. Como os testemunhos possuem valores diferentes de volumes porosos, para trazer maior paridade às informações obtidas, os tempos de coleta de fluidos produzidos foram baseados nesses valores.

O Fluido deslocado é óleo Petronas Selenia 5W30 API SN que possui viscosidade de 126 cP, medida no reômetro Anton Paar MCR72.

## 5.1 EXPERIMENTO 01 – INJEÇÃO DE ÁGUA

O primeiro experimento realizado utilizou como fluido de injeção água destilada. A razão para esse teste é avaliar o comportamento da injeção e estimar quanto de óleo pode ser recuperado para, posteriormente, comparar com a injeção de soluções poliméricas e verificar se há eficácia na aplicação da técnica.

O experimento foi realizado com a rocha BN1, os dados de diâmetro, comprimento, volume, porosidade e permeabilidade do testemunho estão listados na Tabela 9. O tempo total do experimento foi de 288 minutos. A saturação inicial de óleo do meio poroso é de 99,3% (APÊNDICE C, Tabela C.0.1). A vazão de injeção foi de 0,25 mL/min. O procedimento de coleta seguiu o descrito pela Seção 3.6.

A pressão na injeção foi medida através do transdutor T1 posicionado antes do testemunho (Figura 14). Conforme mostra a Figura 27, há um pico de pressão por volta dos 4 minutos do experimento. Nesse ponto ocorre o *breakthrough*, ou seja, o fluido deslocante atinge a borda oposta do testemunho. A partir desse momento a água começa a ser produzida junto ao óleo. A ocorrência do *breakthrough* com pouco tempo de experimento se deve às condições do deslocamento, ou seja, alta permeabilidade da rocha e pela baixa viscosidade da água em relação ao óleo (razão de viscosidades óleo-água é de 126). Considerando o tempo necessário para que houvesse o *breakthrough* e o comprimento do testemunho BN1 (Tabela 9), estima-se a velocidade média da água no meio poroso sendo 0,0265 cm/s.

Ainda na Figura 27, após o *breakthrough*, a pressão apresenta uma tendência de queda mais acentuada até por volta dos 25 minutos de experimento, passando a diminuir em uma menor taxa a partir desse momento. Aos 100 minutos de injeção a pressão está parcialmente estabilizada, variando menos que 0,005 kgf/cm<sup>2</sup> até o final do experimento. Essa estabilização mostra que o fluxo de água através do testemunho

se formou plenamente, ou seja, a bomba agora precisa de menos trabalho para bombear a água através do testemunho, dado que o percentual de óleo que saturava a amostra dificultando a passagem, passível de ser mobilizado, foi produzido. Os valores de pressão de injeção durante o experimento estão listados nas Tabelas C.0.2 e C.0.3 do APÊNDICE C.

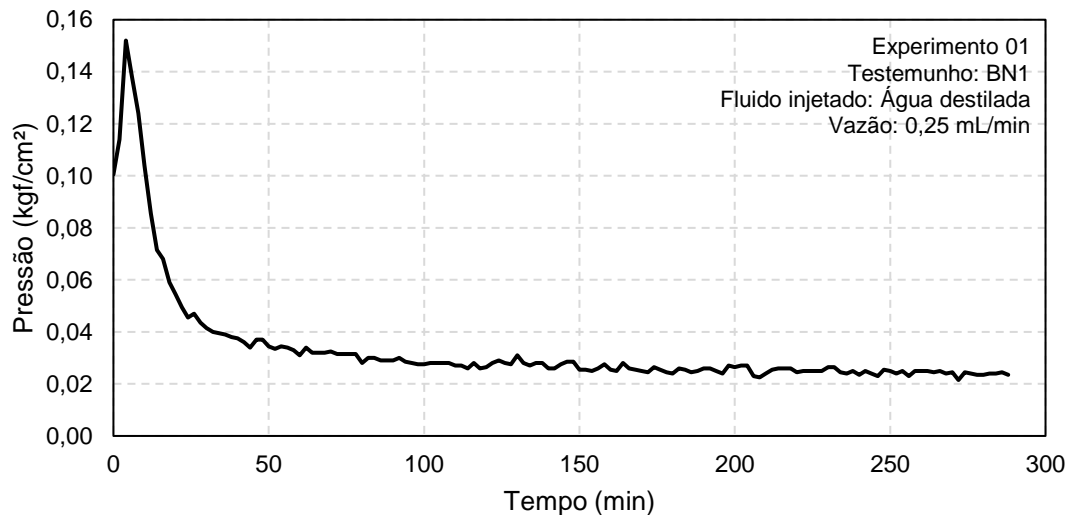


Figura 27. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 01. Fonte: Autor.

Foram utilizados tubos de centrífuga com volume de 15 mL como vidraria para a coleta de água e óleo produzidos nos experimentos. Esses tubos são adequados devido à sua geometria cônica na parte inferior que favorece a separação de fases dos líquidos produzidos. Cada uma das vidrarias utilizadas permaneceu coletando os fluidos no experimento pelo tempo equivalente ao necessário para a bomba injetar 0,25 volume poroso da rocha. No caso do testemunho BN1, o tempo foi de 17 minutos e 52 segundos. Os fluidos coletados foram analisados quanto a volume e massa recuperados. Cada tubo foi identificado seguindo a sequência BN1.1, BN1.2 até BN1.16.

A Figura 28 mostra os tubos com os fluidos coletados no experimento. Nas imagens o óleo recuperado aparece com a cor amarelada e a água transparente. Os fluidos são imiscíveis, por isso ocorre a separação de fases. Como o óleo é menos denso que a água, este fica posicionado na parte superior.



A Figura 28a apresenta as quatro primeiras coletas do experimento. A sequência dos tubos com água e óleo coletados segue da esquerda para a direita na imagem. O tubo de coleta BN1.1 apresenta quase que totalmente óleo produzido. Essa quantidade percentual de óleo diminui à medida que o experimento continua (BN1.2, BN1.3 e BN1.4), isso é condizente com o comportamento da pressão, pois, à medida que o óleo é deslocado, ocorre menor resistência ao fluxo de água injetado pela bomba, o que se traduz como uma estabilização da pressão de injeção. A Figura 29 apresenta o volume de óleo recuperado em comparação com a pressão de injeção durante o experimento. Após o *breakthrough* o percentual de água que é produzido aumenta e o de óleo diminui.

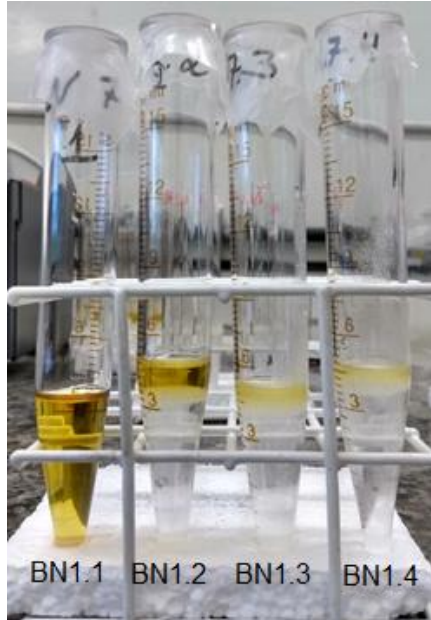
Esse comportamento de diminuição do óleo produzido segue à medida que o segundo volume poroso é coletado, iniciando na coleta BN1.5 (Figura 28b). A partir desse momento o volume de óleo produzido em cada coleta permanece baixo. Isso ocorre pois o óleo presente na amostra que pôde ser mobilizado já havia sido, em sua maior parte, recuperado. Portanto, o fluxo de água através do testemunho rochoso conseguiu movimentar apenas mais uma pequena quantidade de óleo presente no mesmo (MUGGERIDGE *et al.*, 2014). A tendência se mantém nas coletas BN1.6, BN1.7 e BN1.8.

Com a coleta BN1.8 finalizada, a produção de óleo já apresenta uma característica de estabilização. O experimento foi mantido pelo tempo de injeção equivalente a mais dois volumes porosos. A Figura 28c apresenta os fluidos coletados para o terceiro e a Figura 28d para o quarto volume poroso injetado. Nota-se que a produção de óleo foi mínima, visualmente semelhante ao fluido produzido em BN1.8, assim, considerou-se a produção de óleo estabilizada e o experimento foi finalizado após estas coletas.

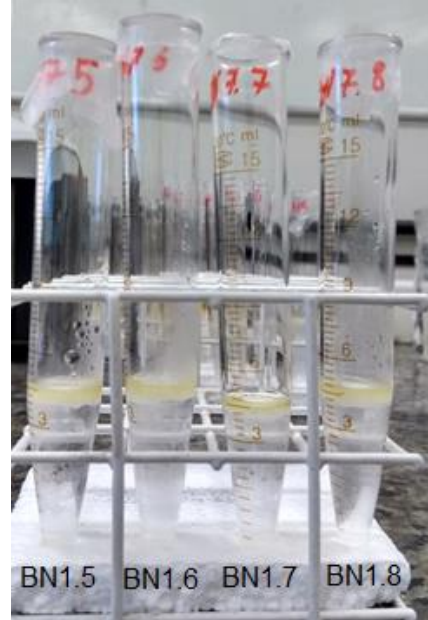
Ao final do experimento de injeção de água, o volume acumulado de óleo recuperado foi de aproximadamente 7,227 mL, com um fator de recuperação de 40,77%.

A Figura 30 apresenta a evolução do fator de recuperação durante o experimento. Analisando a figura, na parte inicial da curva, ocorre uma grande produção de óleo até 0,25 volumes porosos injetados. Esta região da curva é coincidente com a região de pico e início de declínio da pressão de injeção (Figura

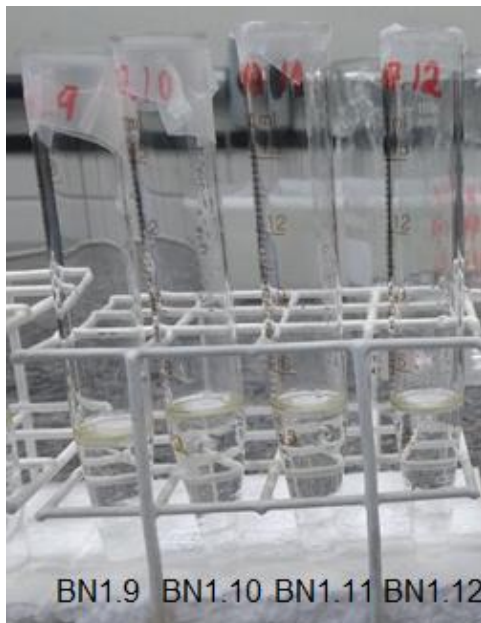
29). Nessa etapa da injeção, o fluido deslocante mobiliza apenas óleo, que é produzido. Ao atingir o *breakthrough*, passa-se a produzir água e óleo e a pressão começa a declinar.



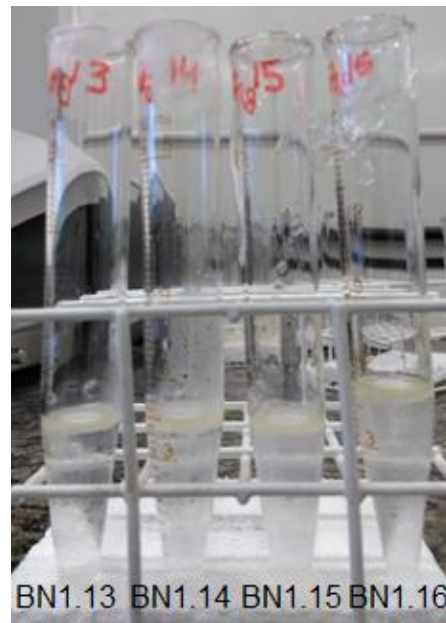
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 28. Tubos com os fluidos coletados no primeiro experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 72 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (72 a 144 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (144 a 216 minutos de experimento); (d) Quarto volume poroso injetado (216 a 288 minutos de experimento). Fonte: Autor.

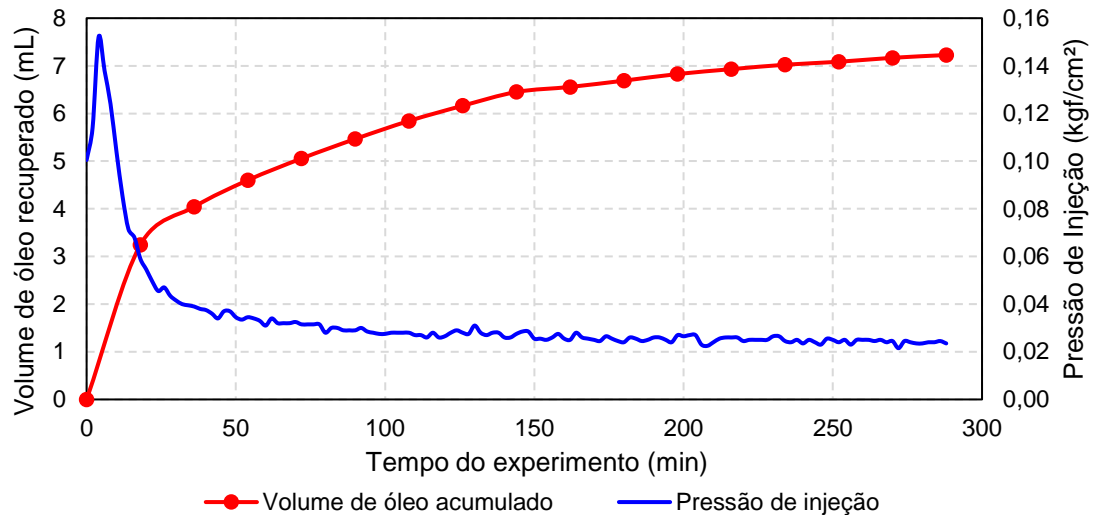


Figura 29. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 01. Fonte: Autor.

Na Figura 30 também é possível observar o crescimento do fator de recuperação até 1,0 volume poroso injetado. Posteriormente, ocorre um aumento com menor taxa no segundo volume poroso injetado, o que é condizente com o que se observa nos fluidos coletados nos tubos BN1.5 até BN1.8 (Figura 28). A partir daí, a tendência de crescimento é mais lenta ainda, sendo que nos dois últimos volumes porosos injetados ocorreu um aumento de apenas 4,37% no fator de recuperação. Conforme observado na Figura 28, a produção de óleo é mínima na parte final do teste.

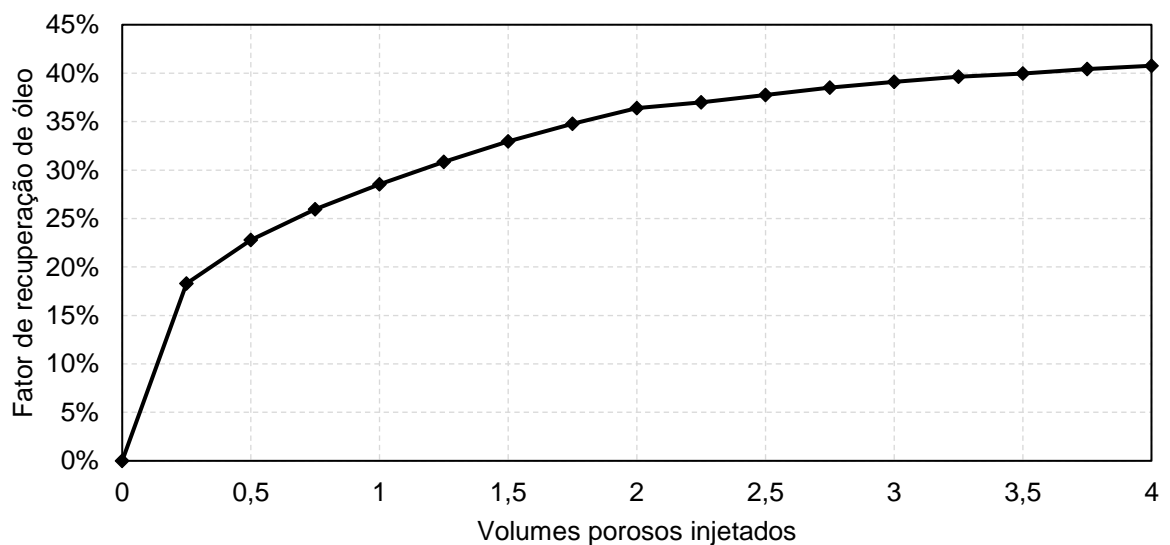


Figura 30. Fator de recuperação para experimento de injeção de água. Fonte: Autor.

O fator de recuperação total do experimento é de 40,77%, o que é condizente com os valores de fator de recuperação listados por Kjärstad e Johnsson (2009) para os métodos de recuperação primário e secundário combinados. Os dados de massa, volume e fator de recuperação para o experimento estão descritos nas Tabelas C.0.4, C.0.5 e C.0.6 do APÊNDICE C.

## 5.2 EXPERIMENTO 02 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN905SH (11 a $13 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM

O segundo experimento realizado utilizou como fluido de injeção água destilada seguida da solução polimérica 03, preparada com o polímero AN905SH e que possui viscosidade aparente de 68,6 cP. A razão de viscosidades óleo – água do experimento é de 1,84 (Tabela 10). A principal motivação do experimento é avaliar se há recuperação incremental de óleo após a estabilização da produção com injeção de água e o que essa recuperação traduz no comportamento do fator de recuperação.

O experimento foi realizado com o testemunho BN2. A rocha também é arenítica do tipo Bentheimer e possui diâmetro e comprimento ligeiramente menor que a BN1. A porosidade do testemunho é de 22,95%, menor que a de BN1 (24,39%). A permeabilidade do testemunho é de 560,52 mD, ligeiramente maior que da rocha utilizada no experimento anterior (559,35 mD). O tempo total do experimento foi de 468 minutos, aproximadamente 8 horas. A saturação inicial de óleo da rocha é de 99,9% (APÊNDICE D, Tabela D.0.1). A vazão de injeção foi de 0,25 mL/min. O procedimento de coleta seguiu o descrito pela Seção 3.6. O experimento inicia com injeção de água destilada e, após a estabilização da produção, é iniciada a injeção da solução polimérica.

Foram medidos os dados de pressão na injeção através do transdutor T1, que fica posicionado antes do testemunho (Figura 14). Conforme mostra a Figura 31 há um pico de pressão por volta dos 4 minutos do experimento de forma similar ao experimento anterior. Nesse ponto ocorre o *breakthrough*. Considerando o tempo necessário para que houvesse o *breakthrough* e o comprimento do testemunho BN2 (Tabela 9), estima-se a velocidade média da água no meio poroso sendo 0,0264 cm/s, valor similar ao do experimento anterior.

A Figura 31 ainda mostra que, também de forma análoga ao primeiro experimento, após o *breakthrough*, a pressão apresenta uma tendência de queda mais acentuada até por volta dos 50 minutos de experimento. A partir desse ponto, até os 200 minutos de teste a pressão se manteve estabilizada, indicando que o fluxo através do testemunho se formou plenamente, procedendo-se a substituir a água pela solução polimérica.

Aos 200 minutos de injeção, as válvulas da célula de transferência 02, onde a solução polimérica estava contida, foram abertas simultaneamente ao fechamento da válvula V1, direcionando o fluxo da bomba para a célula. Essa perturbação no sistema causou a queda de pressão observada entre o tempo de 204 e 220 minutos de teste (Figura 31).

Após os 220 minutos de experimento, a pressão volta a subir indicando que a solução polimérica começou a atravessar o meio poroso. Como a solução é mais viscosa que a água, a bomba precisa de mais trabalho para que o fluxo atravesse o testemunho. O pico de pressão com a injeção de solução polimérica é mais alto que o pico de pressão da injeção de água, o que é aceitável dado que a mobilidade da solução polimérica no meio poroso é menor que a da água.

Considerando que o período decorrido para esse acréscimo e pico de pressão de injeção se relaciona com o deslocamento da solução através do testemunho e com o dado de comprimento do testemunho (Tabela 9), estima-se a velocidade de deslocamento da solução polimérica no meio poroso como sendo de 0,0035 cm/s, cerca de 7,5 vezes menor que a velocidade de deslocamento da água. Como a solução polimérica é mais viscosa que a água e devido a seu comportamento viscoelástico, ela enfrenta maior resistência ao deslocamento no meio poroso. Esse efeito é traduzido como uma menor mobilidade e em um aumento da pressão de injeção, já que a bomba precisa de mais energia para deslocar a solução polimérica.

Ao atingir 250 minutos de experimento ocorre uma oscilação da pressão e inicia-se um novo decréscimo. Isso indica que o fluxo da solução polimérica não enfrenta maior resistência para atravessar o meio poroso e o óleo passível de recuperação já foi deslocado. A pressão diminui até por volta dos 325 minutos, quando se inicia um leve aumento de pressão que, dessa vez, não acompanhou produção incremental de óleo. Por volta dos 385 minutos de teste a pressão volta a diminuir. O

teste foi encerrado com 468 minutos de injeção. Os valores da pressão de injeção durante este experimento estão listados nas Tabelas D.0.2, D.0.3 e D.0.4 do APÊNDICE D.

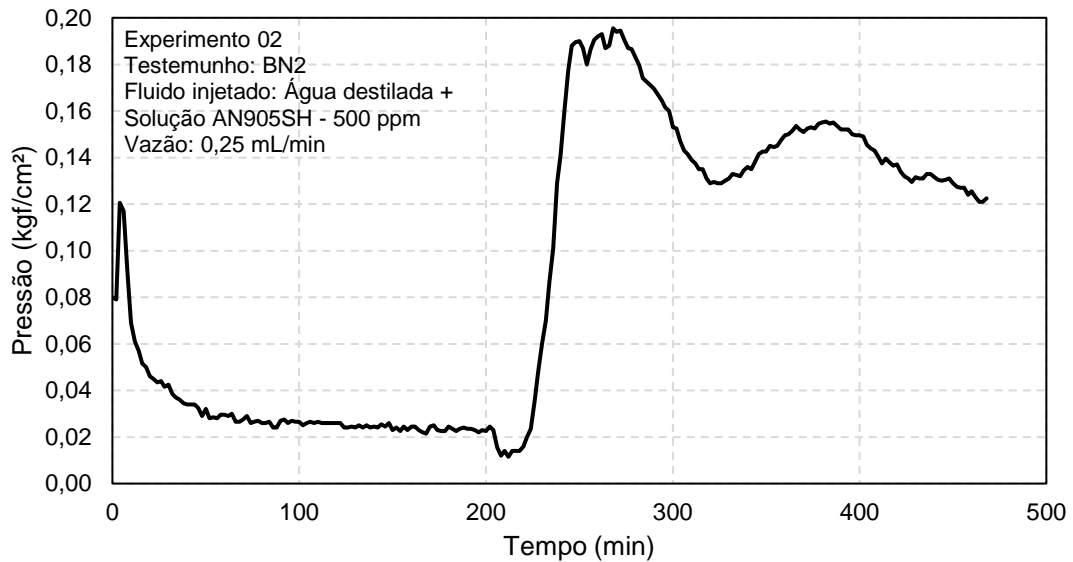


Figura 31. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 02. Fonte: Autor.

As vidrarias utilizadas para coleta de fluidos recuperados permaneceram no experimento de forma análoga ao primeiro experimento. Para o testemunho BN2 o tempo foi de 16 minutos e 41 segundos. Os fluidos coletados foram analisados quanto a volume e massa recuperados. Cada tubo foi identificado seguindo a sequência BN2.1, BN2.2 até BN2.28. As Figuras 32 e 33 mostram os tubos que com os fluidos coletados durante a injeção de água no experimento 02. A coloração e separação de fases ocorre de forma semelhante ao explicado para o experimento anterior.

A Figura 32a apresenta as quatro primeiras coletas do experimento. A sequência dos tubos com água e óleo coletados segue da esquerda para a direita na imagem. O experimento iniciou com injeção de água e o comportamento da produção foi semelhante ao experimento 01. No tubo BN2.1 a produção foi majoritariamente de óleo. A quantidade percentual de óleo diminui à medida que o experimento continua (BN2.2, BN2.3 e BN2.4). Novamente, a produção de óleo se relaciona com o pico de pressão inicial e o *breakthrough* de forma semelhante ao observado no experimento

01. A Figura 34 mostra o acumulado de óleo recuperado junto aos dados da pressão de injeção no experimento 02. Nas coletas seguintes, durante a injeção do segundo e terceiro volumes porosos, observou-se a diminuição da produção de óleo e, conseqüentemente, aumento do corte de água nos fluidos produzidos (Figura 32b e Figura 32c).

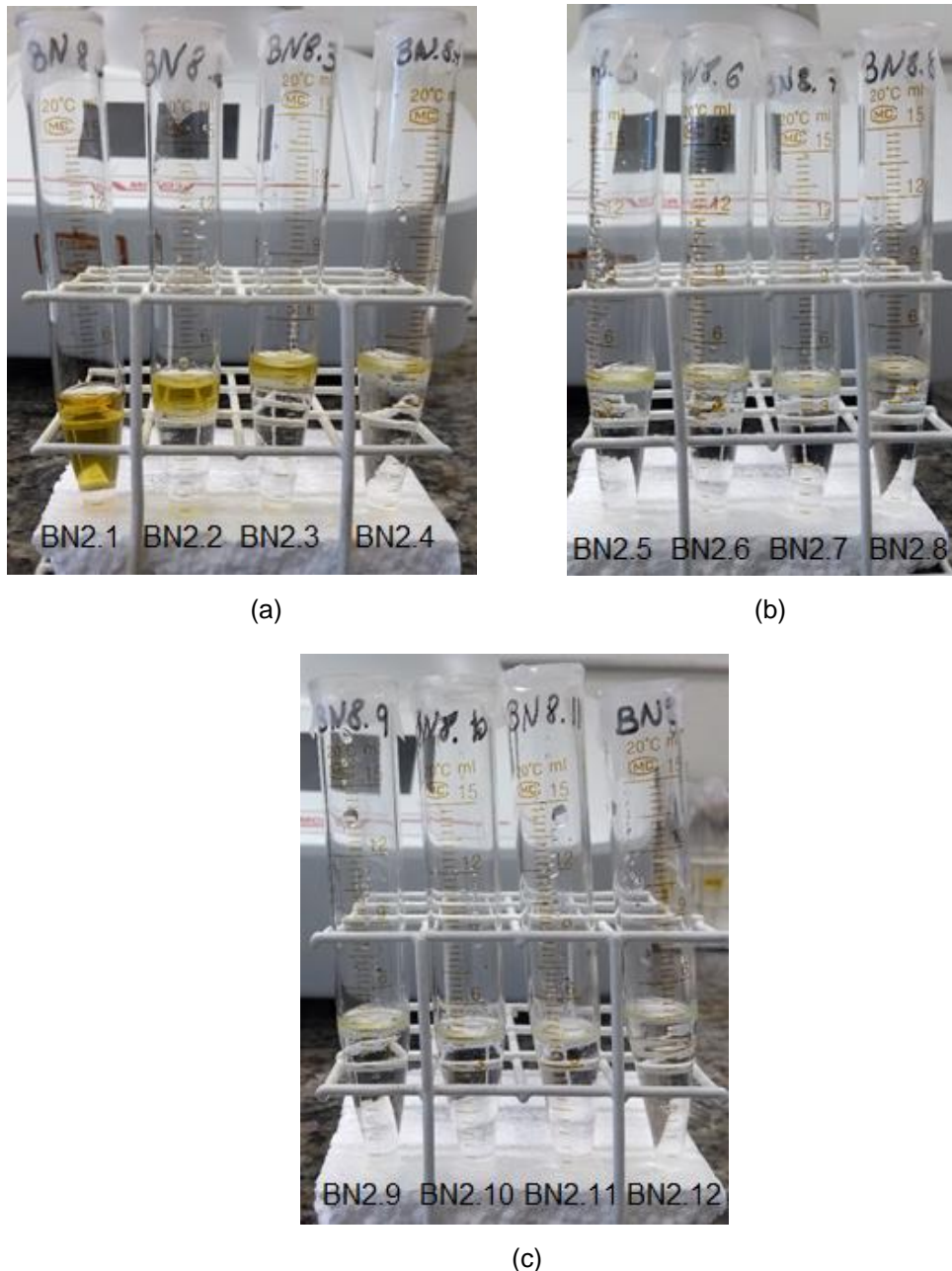
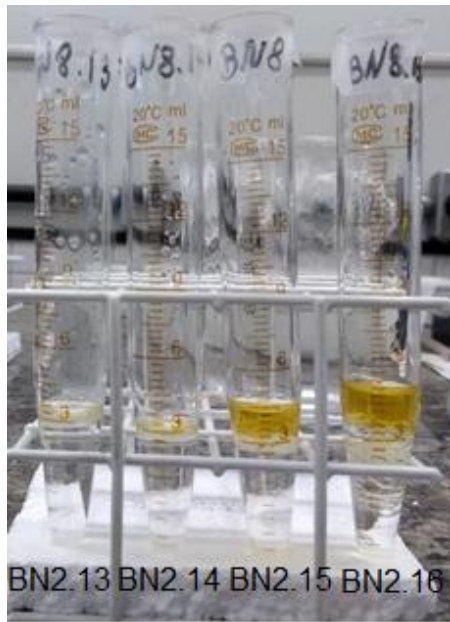
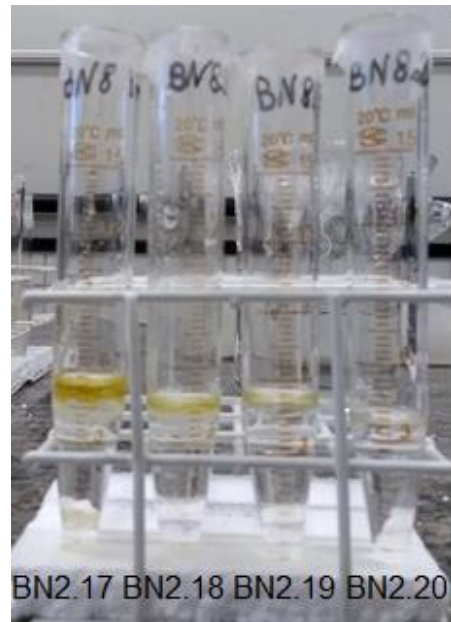


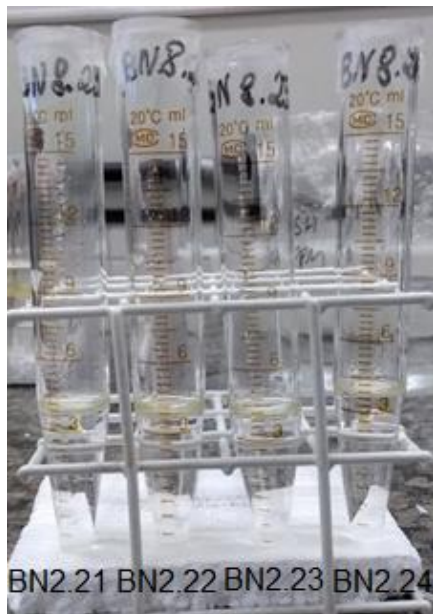
Figura 32. Tubos com os fluidos coletados no segundo experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 67,7 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (66,7 a 133,5 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (133,5 a 200,2 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor.



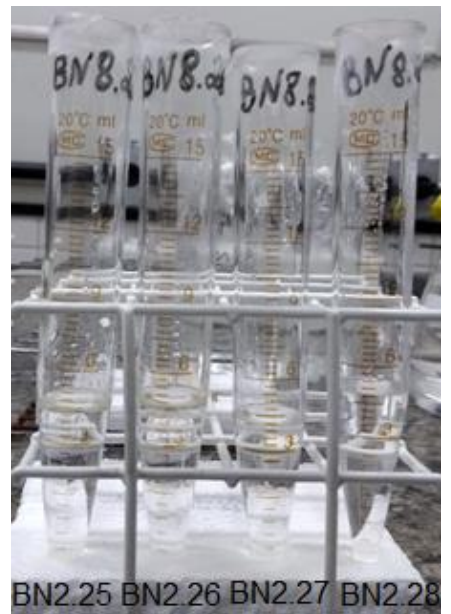
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 33. Tubos com os fluidos coletados no segundo experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (200,2 a 266,9 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (266,9 a 333,67 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (266,9 a 400,4 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (400,4 a 468 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.

Ao encerrar a injeção do terceiro volume poroso considerou-se a produção com injeção de água estabilizada e foi iniciada a injeção da solução polimérica. Conforme citado anteriormente, a manobra para mudança de fluxo ocasionou uma queda de



pressão da injeção, essa perturbação se traduziu na produção como uma diminuição da quantidade de fluidos produzidos nas coletas BN2.13 e BN2.14 (Figura 33a).

Com 33 minutos e 22 segundos de injeção da solução polimérica (0,5 volume poroso injetado) ocorreu a produção de óleo incremental nas coletas BN2.15 e BN2.16 (Figura 33a). A solução polimérica mobilizou mais óleo do meio poroso. A coloração dos fluidos produzidos continua semelhante, com o óleo mantendo a cor amarelada e a solução polimérica sendo transparente. A produção adicional ainda ocorreu, em menor volume, nas coletas BN2.17 e BN2.18 (Figura 33b). A partir desse ponto se estabilizou novamente e, basicamente, apenas solução polimérica foi coletada. Esse ponto corresponde ao tempo de cerca de 300 minutos de teste, em meio à queda de pressão observada na Figura 31. Com 333,67 minutos do experimento (5 volumes porosos injetados) a produção de óleo foi considerada estabilizada. O experimento foi mantido por cerca de mais 133,5 minutos (injeção de dois volumes porosos). Durante esse período houve produção majoritária de solução polimérica conforme a Figura 33c e Figura 33d, e, ao final do mesmo, o experimento foi encerrado.

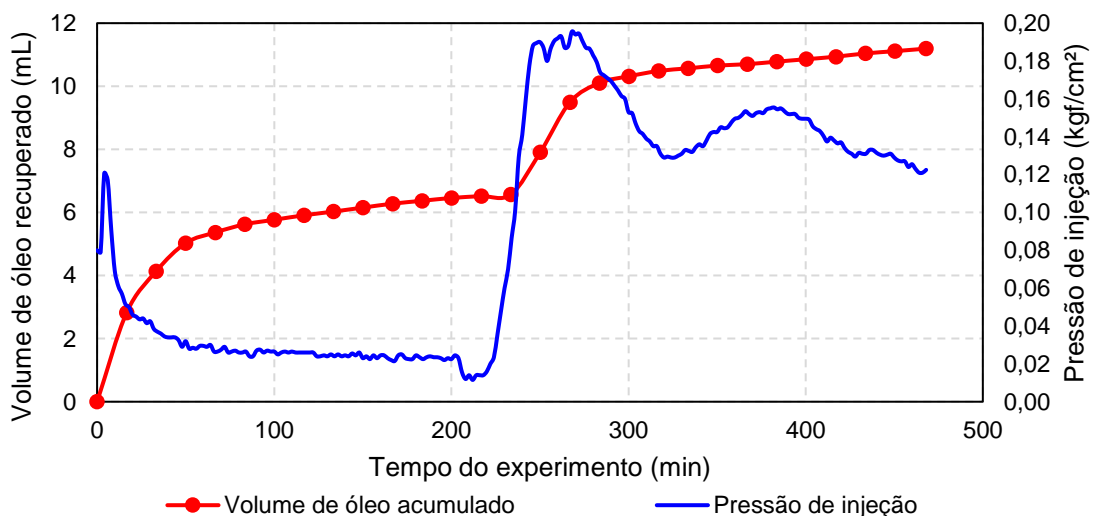


Figura 34. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 02. Fonte: Autor.

Ao final do experimento 02, o volume acumulado de óleo recuperado foi de 11,194 mL de óleo e o fator de recuperação foi de 67,18%. A Figura 35 apresenta a evolução do fator de recuperação do experimento. Para calcular os volumes e massas

recuperadas, considerou-se que até a coleta BN2.14 apenas água e óleo foram recuperados e, a partir de BN2.15 apenas óleo e solução polimérica.

O fator de recuperação de óleo para o experimento 02 apresenta em sua parte inicial um comportamento semelhante ao do experimento 01. Ocorre um aumento acentuado do fator de recuperação inicialmente, durante a produção das duas primeiras coletas, com posterior estabilização. Ao encerrar a injeção de água (terceiro volume poroso injetado), o fator de recuperação era de cerca de 38,77%. A partir da injeção da solução polimérica, ocorre um segundo aumento acentuado do fator de recuperação entre as coletas BN2.15 e BN2.17, com posterior estabilização até o fim do teste. Esse incremento se relaciona com a produção adicional de óleo observada na Figura 33 e na Figura 34.

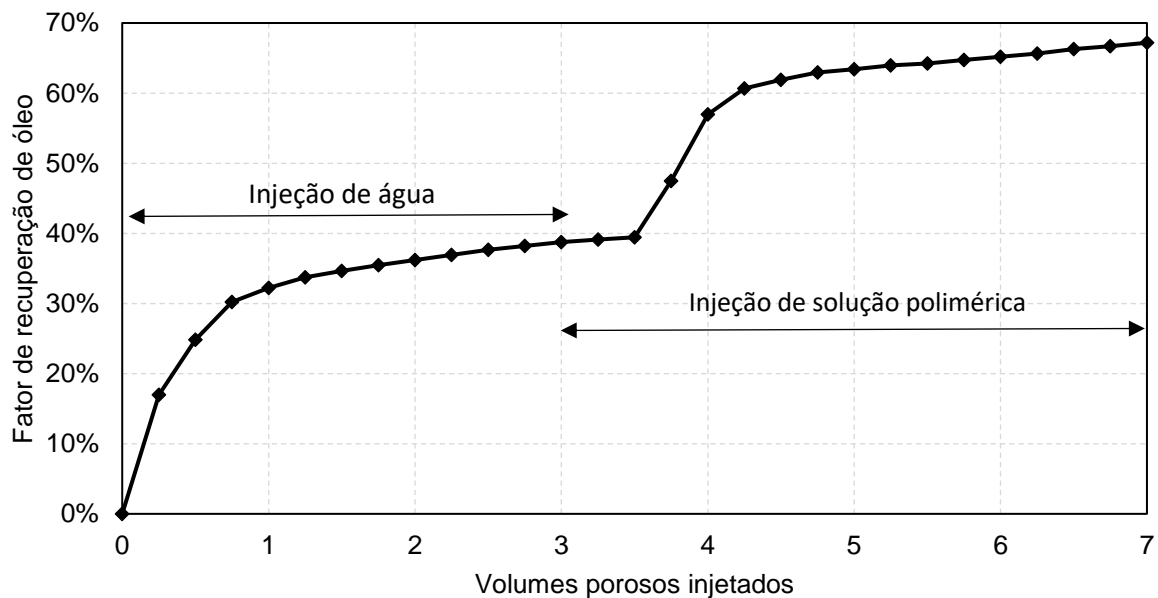


Figura 35. Fator de recuperação para experimento 02 (Injeção de água e solução polimérica AN905SH).  
Fonte: Autor.

Nos dois últimos volumes porosos injetados ocorreu um aumento de cerca de 3,76% no fator de recuperação. Pautado nisso, a produção foi considerada estabilizada e o experimento encerrado. Os dados de massa, volume e fator de recuperação para o experimento estão descritos nas Tabelas D.0.5, D.0.6 e D.0.7 do APÊNDICE D.

### 5.3 EXPERIMENTO 03 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN923VHM (14 a $18 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM

O terceiro experimento realizado utilizou como fluido de injeção água destilada seguido da solução polimérica 07, preparada com o polímero AN923VHM, com viscosidade de 90,3 cP. A razão de viscosidades óleo – água do experimento é de 1,40 (Tabela 10). A principal motivação do experimento é avaliar se a recuperação incremental de óleo é maior ou menor do que a obtida no experimento anterior.

O experimento foi realizado com o testemunho BN3. A rocha é arenítica do tipo Bentheimer. A porosidade do testemunho é de 23,89%. A maior diferença é na permeabilidade da rocha, que é o dobro das anteriores, 1122,12 mD (Tabela 9). O tempo total do experimento foi de 488 minutos, pouco mais de 8 horas. A saturação inicial de óleo da rocha é de 90,42% (APÊNDICE E, Tabela E.0.1). A vazão de injeção foi de 0,25 mL/min. O procedimento de coleta seguiu o descrito pela Seção 3.6. O experimento inicia com injeção de água destilada e, após a estabilização da produção de óleo, é iniciada a injeção da solução polimérica;

Novamente, a pressão na injeção foi medida através do transdutor T1 posicionado antes do testemunho (Figura 14). Conforme mostra a Figura 36 há um pico de pressão por volta dos 6 minutos do experimento de forma similar aos anteriores. Nesse ponto ocorre o *breakthrough*. Considerando o tempo necessário para que houvesse o *breakthrough* e o comprimento do testemunho BN3 (Tabela 9), estima-se a velocidade média da água no meio poroso sendo 0,0176 cm/s, menor que nos experimentos 01 e 02.

Também de forma análoga, após o *breakthrough*, a pressão apresenta uma tendência de queda mais acentuada até por volta dos 35 minutos de experimento. Nesse caso, como a permeabilidade do meio poroso é maior, o fluxo se forma plenamente de forma mais rápida e a pressão se estabiliza também mais rápido. Desse ponto, até os 210 minutos de teste a pressão se manteve estabilizada, procedendo-se a substituir a água pela solução polimérica.

Aos 210 minutos de injeção, as válvulas do cilindro onde a solução polimérica estava contida foram abertas simultaneamente ao fechamento da válvula V1, direcionando o fluxo da bomba para o cilindro de forma idêntica ao realizado no

experimento 02, entretanto, não houve queda de pressão como a observada no experimento anterior (Figura 36), provavelmente em decorrência da abertura das válvulas que foi realizada de forma mais gradativa e uniforme.

Logo após o início da injeção da solução polimérica, a pressão voltou a subir indicando o início de seu deslocamento através do meio poroso. O pico de pressão é mais alto que o pico de pressão da injeção de água, e que o pico na injeção de solução polimérica do experimento 02, chegando a  $0,467 \text{ kgf/cm}^2$  aos 256 minutos de injeção (Figura 36). Como a solução injetada é mais viscosa que a do experimento 02, atravessar o meio poroso com ela é mais difícil. Assim, é aceitável que o pico de pressão seja maior que o observado no experimento anterior. Por volta dos 270 minutos de experimento, ocorreu um leve decréscimo, indicando que o fluxo da solução polimérica terminou a mobilização do óleo.

Considerando que o período decorrido para esse acréscimo e pico de pressão de injeção se relaciona com o deslocamento da solução através do testemunho e com o dado de comprimento do testemunho (Tabela 9), estima-se a velocidade de deslocamento da solução polimérica no meio poroso como sendo de  $0,0023 \text{ cm/s}$ , cerca de 7,7 vezes menor que a velocidade de deslocamento da água e 1,5 vezes menor que a velocidade de deslocamento da solução polimérica aplicada no experimento 02. Novamente, é possível relacionar essa menor velocidade de deslocamento com a maior resistência enfrentada pelo deslocamento da solução no meio poroso.

A pressão manteve um decaimento relativamente estável até por volta dos 415 minutos quando se inicia um segundo aumento de pressão que não acompanhou produção incremental de óleo. Esse comportamento aleatório de subida e descida se manteve até o final do experimento. Ao observar o comportamento da parte final, percebe-se uma tendência de aumento de pressão de injeção. Esse efeito pode ser relacionado com o mecanismo de adsorção do polímero na superfície do meio poroso, que reduz sua permeabilidade, e dificulta o deslocamento do fluido injetado, conforme explicam Lake (1989) e Carcoana (1992). A pressão de injeção atinge o pico máximo do experimento aos 462 minutos com  $0,522 \text{ kgf/cm}^2$ . O experimento foi encerrado com 488 minutos. As médias dos valores da pressão de injeção medidos durante o experimento estão nas Tabelas E.0.2, E.0.3 e E.0.4 do APÊNDICE E.

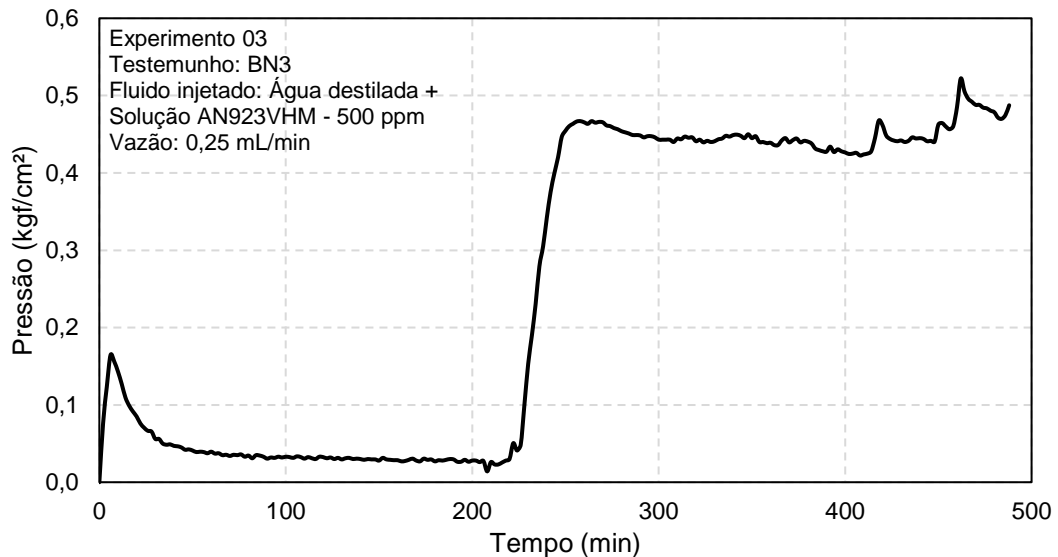


Figura 36. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 03. Fonte: Autor.

As vidrarias utilizadas para coleta de fluidos recuperados permaneceram no experimento de forma similar aos dois experimentos anteriores. Para o testemunho BN3 o tempo foi de 17 minutos e 25 segundos. Os fluidos coletados foram analisados quanto a volume e massa recuperados. Cada tubo foi denominado seguindo a sequência BN3.1, BN3.2 até BN3.28.

A Figura 37 mostra os tubos com água e óleo coletados durante a injeção de água no experimento 03. A coloração e separação de fases mantém o padrão dos experimentos anteriores. A Figura 37a apresenta as quatro primeiras coletas do experimento. A sequência dos tubos coletados segue o padrão indicado. O experimento iniciou com injeção de água e o comportamento da produção foi semelhante aos experimentos 01 e 02. No tubo BN3.1 a produção foi majoritariamente de óleo. A quantidade percentual de óleo diminui à medida que o experimento continua (BN3.2, BN3.3 e BN3.4). Esse comportamento inicial foi semelhante ao observado nos dois experimentos de recuperação realizados anteriormente. Mais uma vez pode se relacionar a produção de óleo com o pico de pressão inicial e o *breakthrough* também de forma semelhante aos experimentos 01 e 02. A Figura 39 apresenta a comparação do volume de óleo produzido com a pressão de injeção.

Durante a injeção do segundo e terceiro volumes porosos, observou-se a diminuição da produção de óleo, comportamento que se assemelha aos primeiros

experimentos de recuperação. (Figura 37b e c). Ao encerrar a injeção do terceiro volume poroso, o volume de óleo recuperado em cada coleta era baixo, considerou-se então que a produção com injeção com água já estava estabilizada e foi iniciada a injeção da solução polimérica. Conforme mencionado anteriormente, a manobra para mudança de fluxo não causou queda de pressão da injeção, mas houve diminuição da quantidade de fluidos produzidos na coleta BN3.14 (Figura 38a).

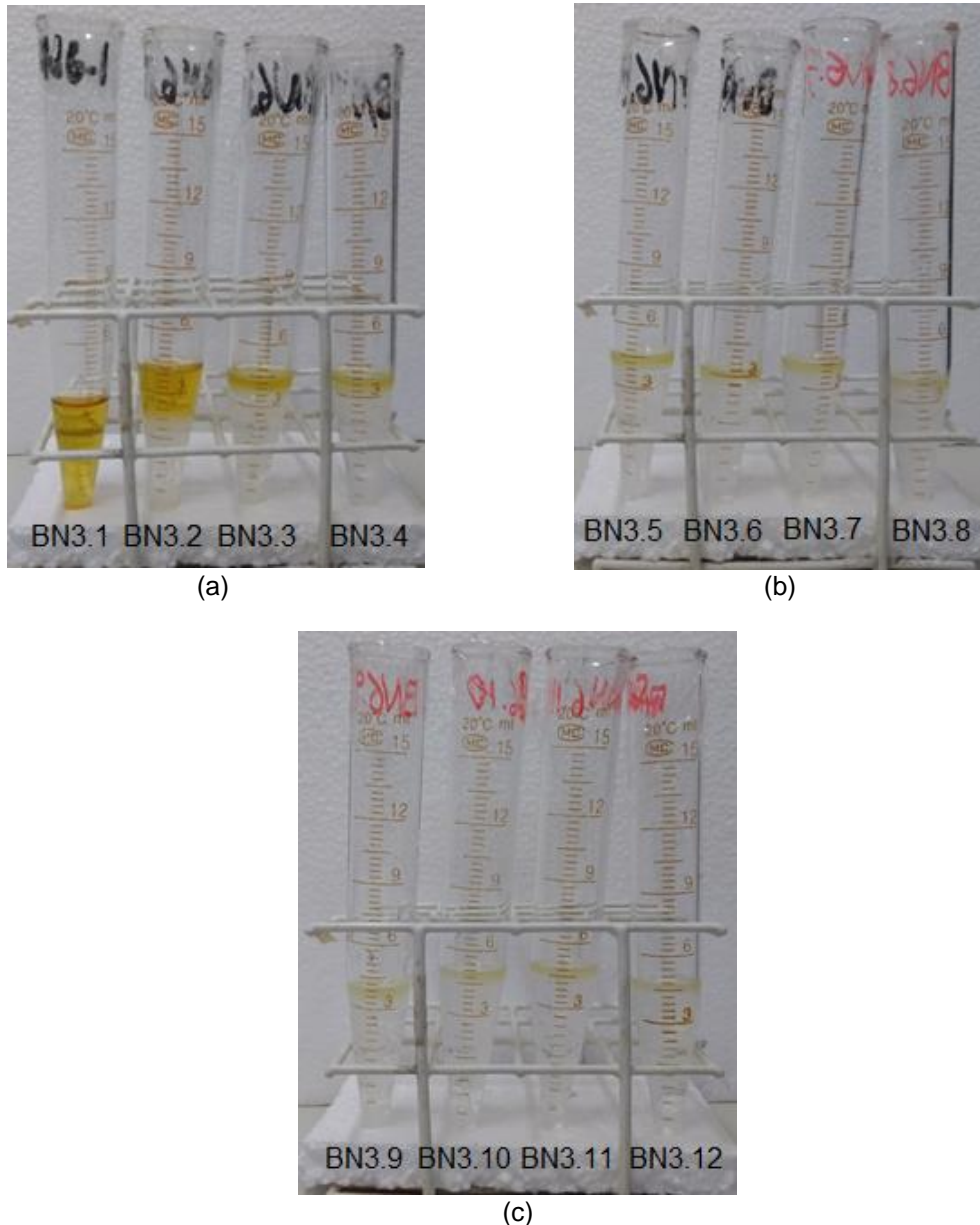
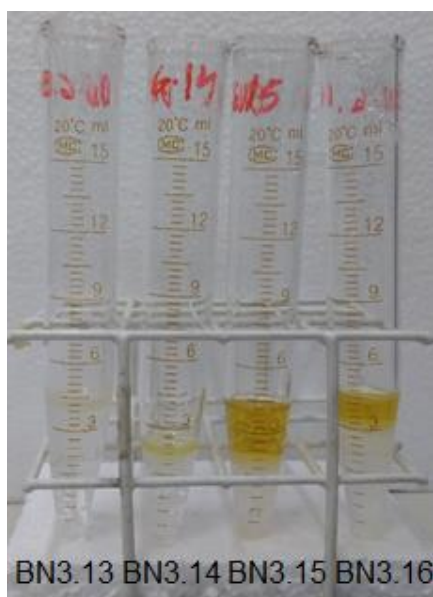
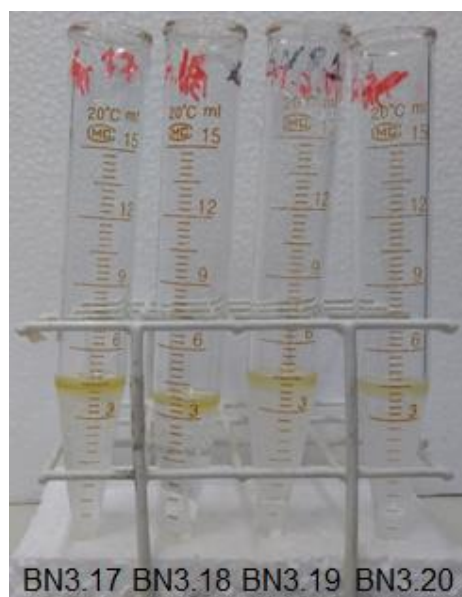


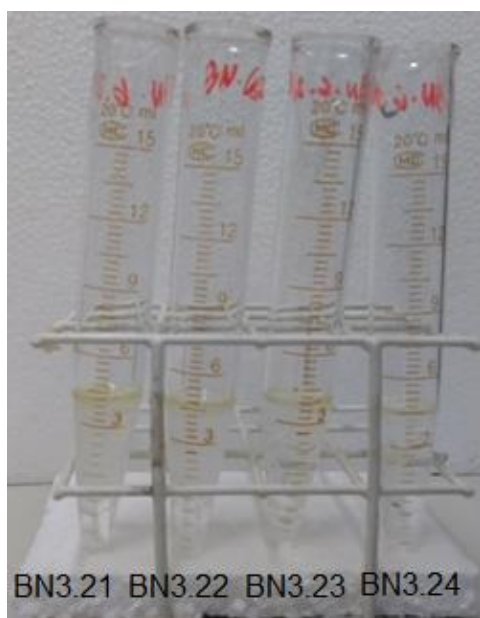
Figura 37. Tubos com os fluidos coletados no terceiro experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 69,7 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (69,7 a 139,3 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (139,3 a 209 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor.



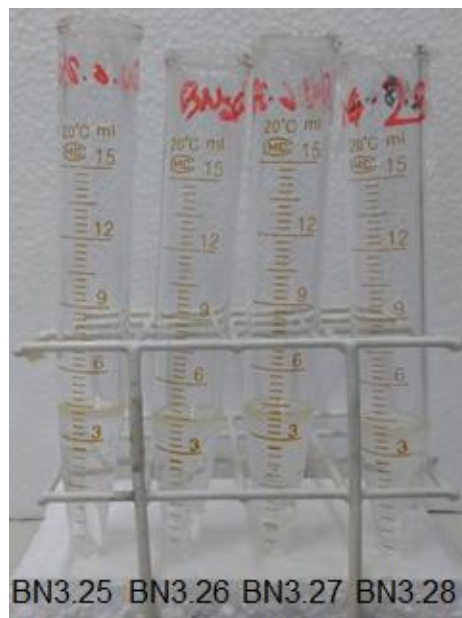
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 38. Tubos com os fluidos coletados no terceiro experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (209 a 278,67 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (278,67 a 348,3 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (348,3 a 418 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (418 a 488 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.

De forma similar ao experimento 02, bastou injetar solução polimérica durante 34 minutos e 50 segundos (0,5 volume poroso) para haver recuperação incremental

de óleo nas coletas BN3.15 e BN3.16 (Figura 38a). A coloração dos fluidos produzidos mantém o óleo com a cor amarelada e a solução polimérica transparente. Ainda houve produção adicional nas coletas BN3.17 e BN3.18 (Figura 38b) mas em volume menor. Após essas coletas, a produção de óleo se estabilizou novamente e basicamente apenas solução polimérica foi produzida. Esse ponto corresponde ao tempo de 314 minutos de injeção, neste momento a pressão de injeção estava relativamente estabilizada (Figura 36). Com 348,3 minutos de experimento (5 volumes porosos injetados), a produção de óleo foi considerada estabilizada. O experimento foi mantido durante mais 139,3 minutos (injeção de dois volumes porosos). Durante esse período houve também produção majoritária de solução polimérica conforme a Figura 38c e Figura 38d e, ao final do mesmo, o experimento foi encerrado.

Ao final do experimento 03, o volume acumulado de óleo recuperado foi de 11,094 mL de óleo e o fator de recuperação foi de 70,48%, superior ao experimento 01 e 02. A Figura 40 apresenta a evolução do fator de recuperação do experimento. Para calcular os volumes e massas recuperadas, considerou-se que até a coleta BN3.14 apenas água e óleo foram recuperados e, a partir de BN3.15 apenas óleo e solução polimérica.

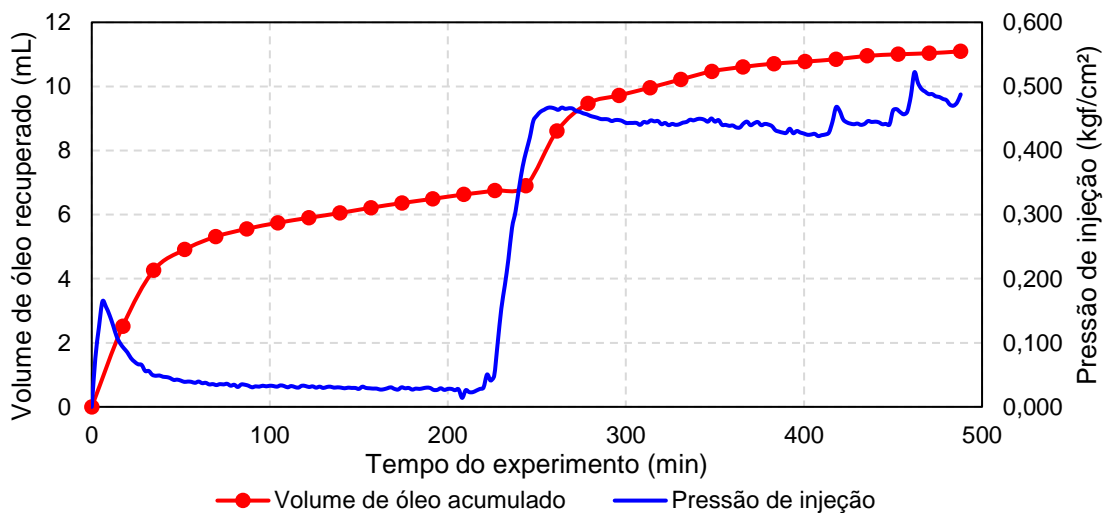


Figura 39. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 03. Fonte: Autor.



O fator de recuperação de óleo para o experimento 03 apresenta em sua parte inicial um comportamento semelhante ao dos experimentos 01 e 02. Ao encerrar a injeção de água (terceiro volume poroso injetado), o fator de recuperação era de cerca de 42,12%.

A partir da injeção da solução polimérica, ocorre um segundo aumento acentuado do fator de recuperação entre as coletas BN3.15 e BN3.16, com posterior estabilização até o fim do teste. Esse incremento se relaciona com a produção incremental de óleo observada na Figura 38 e na Figura 39.

Nos dois últimos volumes porosos injetados ocorreu um aumento de cerca de 3,95% no fator de recuperação. Pautado nisso, a produção foi considerada estabilizada e o experimento encerrado. Os dados de massa, volume e fator de recuperação para o experimento estão descritos, respectivamente, nas Tabelas E.0.5, E.0.6 e E.0.7 do APÊNDICE E.

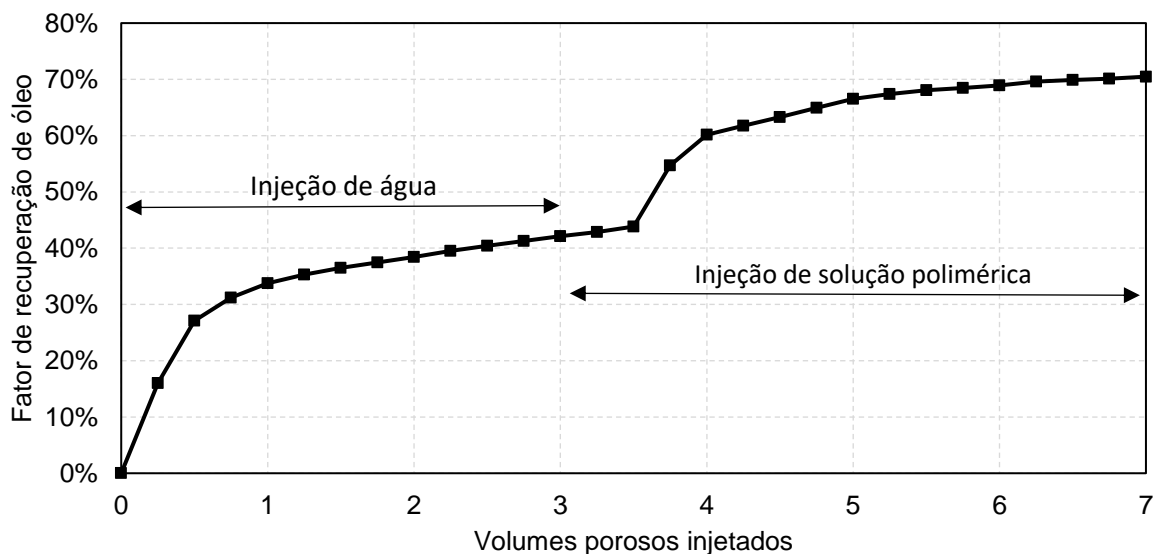


Figura 40. Fator de recuperação para experimento 03 (Injeção de água e solução polimérica AN923VHM). Fonte: Autor.

#### 5.4 EXPERIMENTO 04 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN945VHM (16 a $23 \times 10^6$ Dalton) – 500 PPM

O quarto experimento realizado utilizou como fluido de injeção água destilada seguido da solução polimérica 11, preparada com o polímero AN945VHM com viscosidade de 112,4 cP. A razão de viscosidades óleo – água do experimento é de 1,12 (Tabela 10). A principal motivação do experimento é avaliar se a recuperação incremental de óleo é maior ou menor do que a obtida nos experimentos anteriores.

O experimento foi realizado com a rocha BN4. O testemunho é arenítico do tipo Bentheimer. A porosidade do testemunho é de 22,78%, a menor dentre os utilizados. A permeabilidade da rocha é de 1123,39 mD (Tabela 9). O tempo total do experimento foi de 466 minutos, pouco menos de 8 horas. A saturação inicial de óleo da rocha é de 97,53% (APÊNDICE F, Tabela F.0.1). A vazão de injeção foi de 0,25 mL/min. O procedimento de coleta seguiu o descrito pela Seção 3.6. O experimento foi iniciado com injeção de água destilada e, após a estabilização da produção de óleo, é iniciada a injeção da solução polimérica.

Seguindo os experimentos anteriores, foram medidos os dados de pressão na injeção através do transdutor T1 posicionado antes do testemunho (Figura 14). Conforme mostra a Figura 41, houve um pico de pressão por volta dos 8 minutos do experimento de forma similar aos anteriores. Nesse ponto ocorre o *breakthrough*. Considerando o tempo necessário para a ocorrência do *breakthrough* e o comprimento do testemunho BN4 (Tabela 9), estima-se a velocidade média da água no meio poroso sendo 0,0132 cm/s.

De forma semelhante aos três experimentos anteriores, após o *breakthrough*, a pressão apresenta uma tendência de queda mais acentuada até por volta dos 30 minutos de experimento. Se tratando do meio poroso de maior permeabilidade, o fluxo se forma plenamente de forma mais rápida e a pressão se estabiliza. Desse momento até os 200 minutos de experimento a pressão se manteve estabilizada (Figura 41), procedendo-se com a substituição da água pela solução polimérica.

Por volta dos 200 minutos de injeção, foi direcionado o fluxo da bomba para o cilindro com a solução polimérica de forma idêntica ao realizado nos experimentos 02

e 03, logo após houve uma rápida queda de pressão como a observada no experimento 02.

Depois do início da injeção da solução polimérica, a pressão voltou a subir (Figura 41) indicando o início de seu deslocamento no meio poroso, de forma similar ao observado nos experimentos 02 e 03. O pico de pressão é mais alto que o pico de pressão da injeção de água, chegando a 0,387 kgf/cm<sup>2</sup> aos 280 minutos de injeção.

Considerando o período decorrido para esse aumento e pico de pressão de injeção e relacionando com o deslocamento da solução através do testemunho e com o dado de comprimento do testemunho (Tabela 9), estima-se a velocidade de deslocamento da solução polimérica no meio poroso como sendo de 0,0013 cm/s, cerca de 10 vezes menor que a velocidade de deslocamento da água, 2,7 vezes menor que a velocidade de deslocamento da solução polimérica aplicada no experimento 02 e cerca de 1,8 vezes menor que a velocidade de deslocamento da solução polimérica aplicada no experimento 03. Como a solução empregada é a de maior viscosidade aparente, novamente é possível relacionar essa menor velocidade de deslocamento com a menor mobilidade que a mesma possui ao atravessar o meio poroso, mesmo com a alta permeabilidade apresentada pelo mesmo.

A partir do pico, a pressão se manteve relativamente estabilizada até os 310 minutos de experimento quando iniciou uma leve tendência de queda que durou até por volta dos 360 minutos de experimento. Novamente houve um platô de pressão, menor que a do pico, até os 424 minutos.

Após os 424 minutos de teste, ocorreu uma queda abrupta de pressão de injeção conforme pode ser observado na Figura 41. Essa queda se manteve até o final do experimento. Não houve qualquer alteração considerável quanto a produção de óleo, nem alterações perceptíveis na coloração do fluido que atravessou a rocha. Ainda assim houve, nesse período de queda de pressão, um maior volume de fluidos produzidos nas coletas.

Para explicar essa queda de pressão observada na Figura 41, inicialmente foi suposto que haveria algum tipo de dano físico na rocha, como uma fratura, que permitiu que o fluxo atravessasse a mesma com maior facilidade, explicando também o aumento de fluido produzido. Apesar disso, após o teste, não foi observada no testemunho nenhuma característica visível que corroborasse essa hipótese. O

experimento foi encerrado com 466 minutos. As médias dos valores da pressão de injeção durante este experimento estão listados nas Tabelas F.0.2, F.0.3 e F.0.4 do APÊNDICE F.

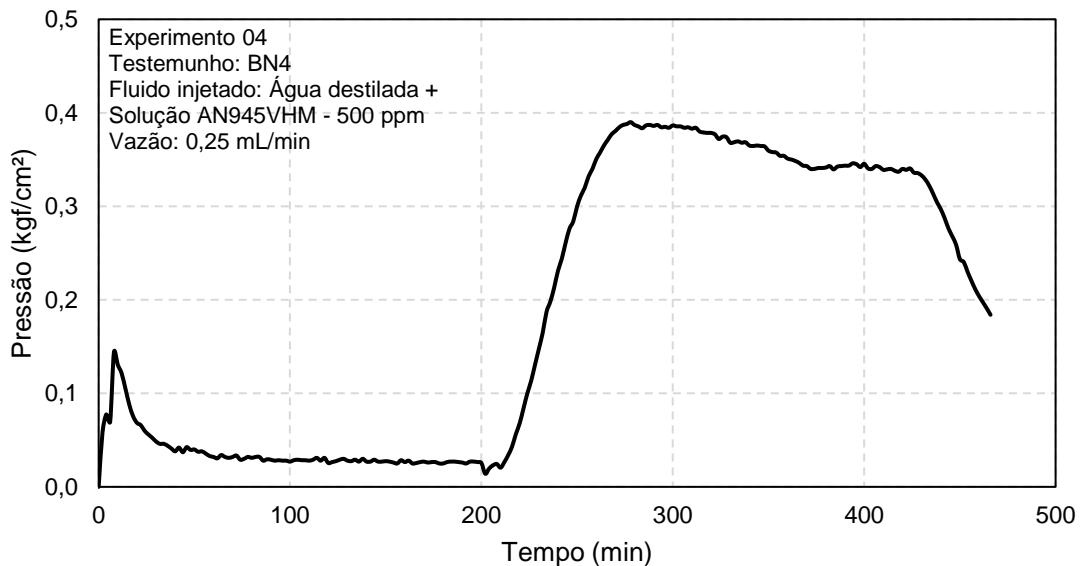


Figura 41. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) durante experimento 04. Fonte: Autor.

As vidrarias utilizadas para coleta de fluidos recuperados permaneceram no experimento de forma análoga aos três experimentos anteriores. Para a rocha BN4 o tempo foi de 16 minutos e 35 segundos. Os fluidos coletados foram analisados quanto a volume e massa recuperados. Cada tubo foi denominado seguindo a sequência BN4.1, BN4.2 até BN4.28.

A Figura 42 mostra os tubos com água e óleo coletados durante a injeção de água no experimento 04. A coloração e separação de fases mantém o padrão dos experimentos anteriores.

A Figura 42a traz as quatro primeiras coletas do experimento. A sequência dos tubos coletados segue o padrão indicado. O experimento iniciou com injeção de água e comportamento foi semelhante aos três realizados anteriormente. No tubo BN4.1 a produção foi majoritariamente de óleo, assim como nas primeiras coletas dos experimentos anteriores. A quantidade percentual de óleo teve comportamento de diminuição à medida que o experimento avançou. Esse comportamento inicial foi

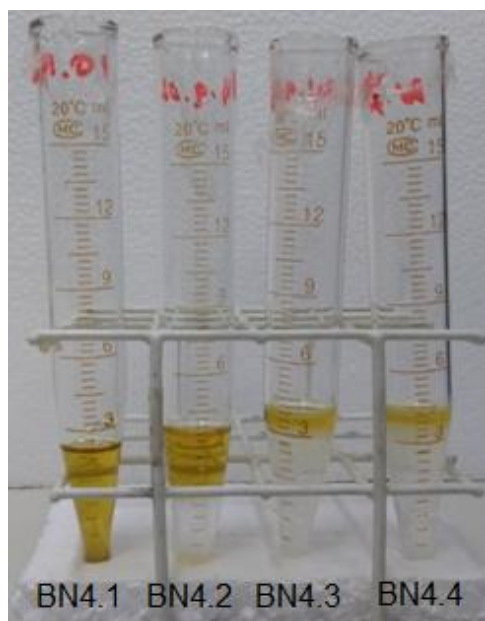
semelhante ao observado nos experimentos de recuperação realizados anteriormente. A Figura 44 mostra o acumulado de óleo recuperado durante o experimento em comparação à pressão de injeção. Também de forma análoga a produção majoritária de óleo junto ao pico de pressão se relaciona com *breakthrough*.

Nas coletas seguintes, durante tempo de injeção equivalentes ao segundo e terceiro volumes porosos, observou-se a diminuição da produção de óleo, comportamento que também se assemelha aos primeiros experimentos de recuperação (Figura 42b e Figura 42c).

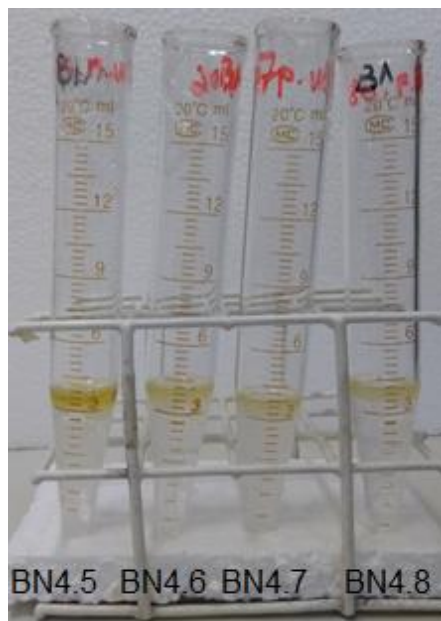
Ao encerrar a injeção do terceiro volume poroso considerou-se que a produção de óleo com injeção de água já estava estabilizada e foi iniciada a injeção da solução polimérica. A manobra para mudança de fluxo causou uma leve queda de pressão de injeção, que rapidamente voltou a subir. Houve também uma variação da quantidade de fluidos produzidos nas coletas BN4.13, BN4.14, BN4.15 e BN4.16. Como a solução polimérica injetada possui maior viscosidade aparente, seu deslocamento no meio poroso é mais difícil, isso pode explicar o aumento de pressão e diminuição do fluxo de saída.

De forma similar aos experimentos 02 e 03, a recuperação incremental de óleo iniciou após ao tempo de injeção equivalente a 0,5 volume poroso (33 minutos e 10 segundos), na coleta BN4.15. Mas, diferente dos experimentos anteriores, houve recuperação considerável nas coletas BN4.15, BN4.16, BN4.17 e BN4.18 (Figura 43a e Figura 43b). Isso mostra que a mobilização do óleo ocorreu durante um período mais longo com a injeção da solução mais viscosa. Também é possível que a recuperação incremental seja favorecida pela característica viscoelástica da solução injetada.

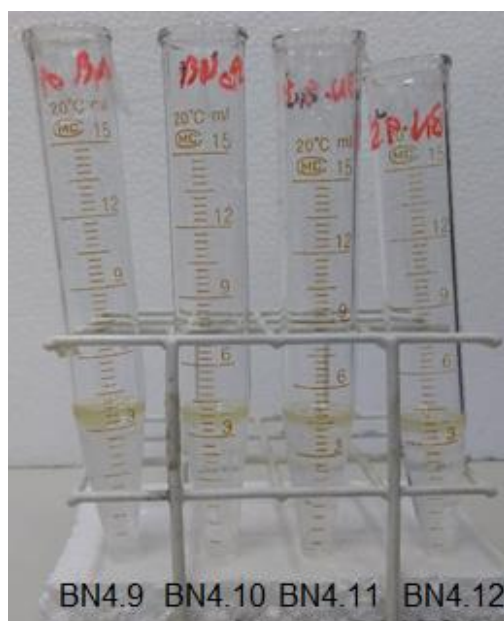
Ainda houve produção adicional nas coletas BN4.19 e BN4.20 (Figura 43b), mas em volume baixo. Após essas coletas a produção de óleo se estabilizou novamente. Esse ponto corresponde ao tempo de cerca de 332 minutos de injeção, neste momento a pressão de injeção estava iniciando a curva suave de descida (Figura 41). De forma análoga aos experimentos 02 e 03, com 331,7 minutos de experimento (5 volumes porosos injetados), a produção de óleo foi considerada estabilizada (Figura 44). A injeção foi mantida por mais 132,7 minutos (dois volumes porosos). Durante esse período houve também produção majoritária de solução polimérica (Figura 43c e Figura 43d).



(a)



(b)

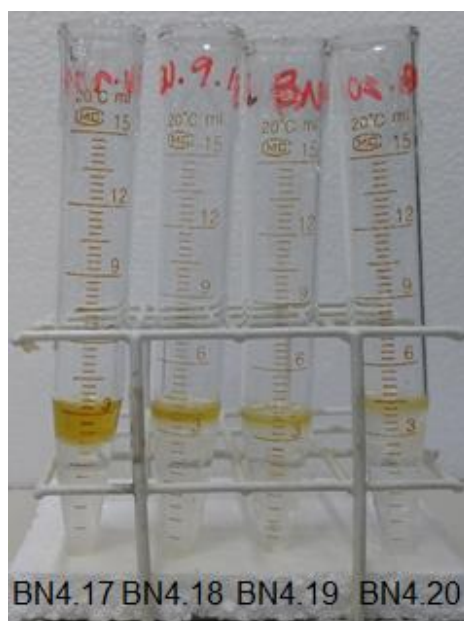


(c)

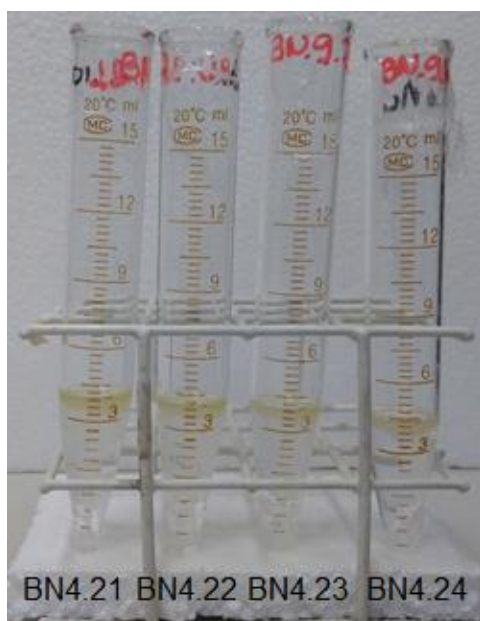
Figura 42. Tubos com os fluidos coletados no quarto experimento de recuperação realizado: (a) Primeiro volume poroso injetado (0 a 66,3 minutos de experimento); (b) Segundo volume poroso injetado (66,3 a 132,7 minutos de experimento); (c) Terceiro volume poroso injetado (132,7 a 199 minutos de experimento). Apenas água injetada. Fonte: Autor.



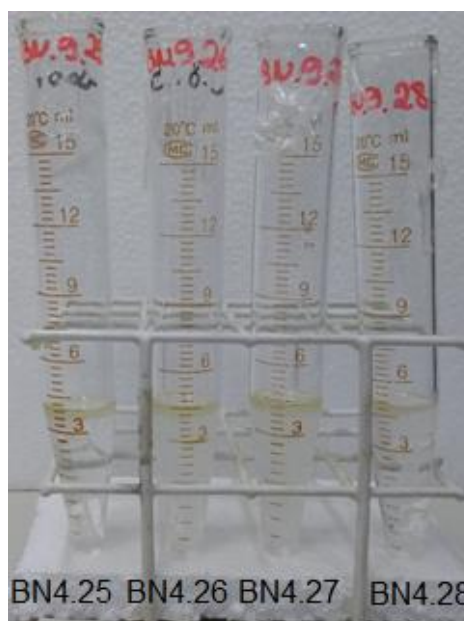
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 43. Tubos com os fluidos coletados no quarto experimento de recuperação realizado: (a) Quarto volume poroso injetado (199 a 265,3 minutos de experimento); (b) Quinto volume poroso injetado (265,3 a 331,7 minutos de experimento); (c) Sexto volume poroso injetado (331,7 a 398 minutos de experimento); (d) Sétimo volume poroso injetado (398 a 466 minutos de experimento). Injeção de solução polimérica. Fonte: Autor.

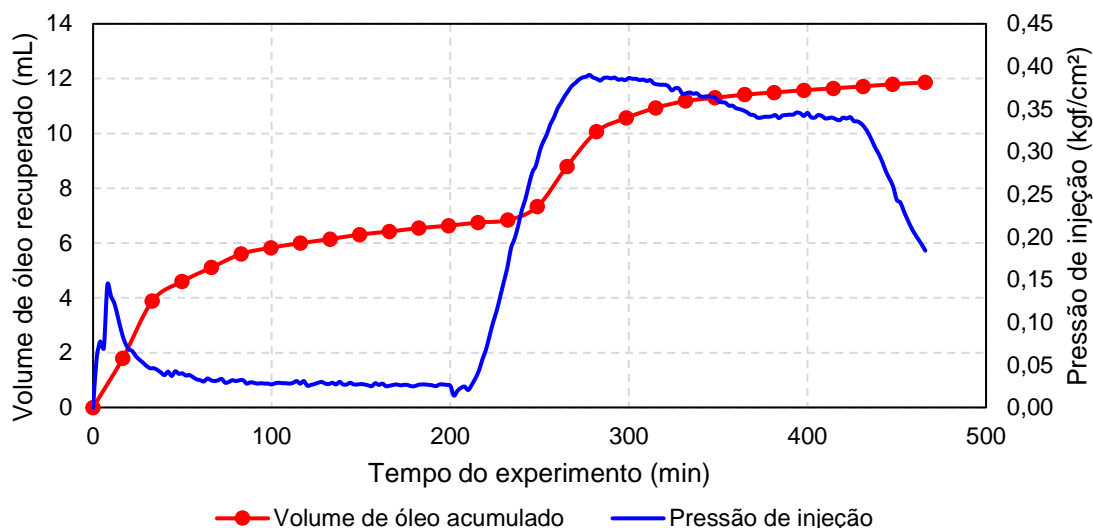


Figura 44. Comparação do acumulado de óleo produzido com a pressão de injeção para o Experimento 04. Fonte: Autor.

Após os 398 minutos de experimento houve um aumento no volume de fluido produzido em cada coleta. Esse período é onde ocorre a queda abrupta de pressão observada na Figura 41.

Ao final do experimento 04, o volume acumulado de óleo recuperado foi de 11,863 mL de óleo e o fator de recuperação foi de 73,33%, superior aos demais experimentos de recuperação.

A Figura 45 apresenta a evolução do fator de recuperação do experimento. Para calcular os volumes e massas recuperadas, considerou-se que até a coleta BN4.14 apenas água e óleo foram recuperados e, a partir de BN4.15, apenas óleo e solução polimérica.

O fator de recuperação de óleo para o último experimento (Injeção de água e solução polimérica preparada com o polímero AN945VHM - Tabela 10) apresenta em sua parte inicial um comportamento semelhante ao dos experimentos anteriores. Ao encerrar a injeção de água (199 minutos), o fator de recuperação era de cerca de 41,01%.

A partir da injeção da solução polimérica, ocorre um segundo aumento acentuado do fator de recuperação entre as coletas BN4.15, BN4.16 e BN4.17, com posterior estabilização até o fim do experimento. Esse incremento se relaciona com a produção incremental de óleo observada na Figura 43 e na Figura 44.



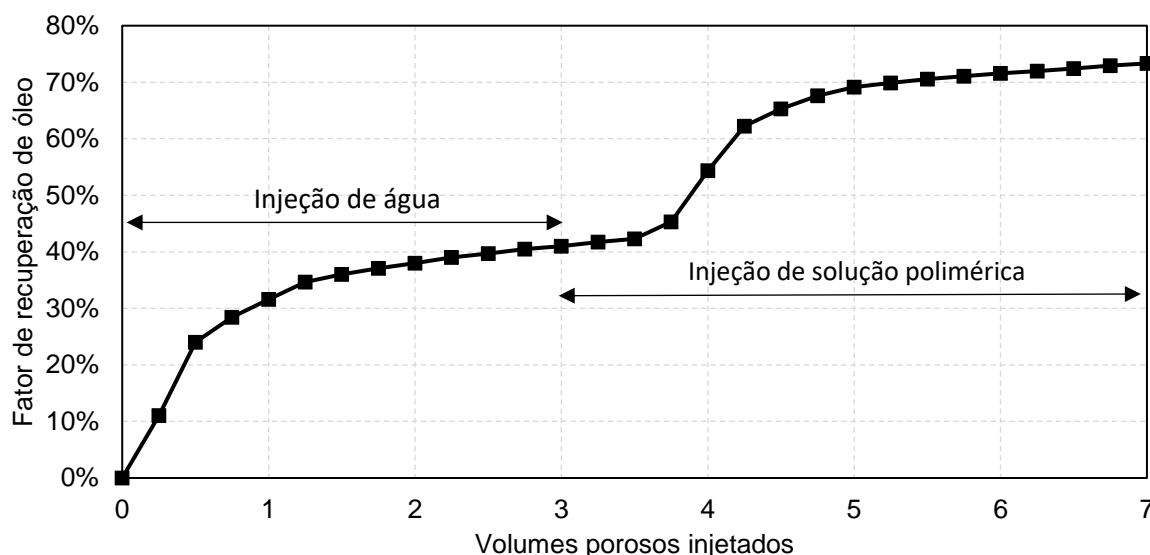


Figura 45. Fator de recuperação para experimento 04 (Injeção de água e solução polimérica AN945VHM). Fonte: Autor.

Nos dois últimos volumes porosos injetados ocorreu um aumento de cerca de 4,21% no fator de recuperação. Pautado nisso, a produção foi considerada estabilizada e o experimento encerrado. Os dados de massa, volume e fator de recuperação para o experimento estão descritos nas Tabelas F.0.5, F.0.6 e F.0.7 do APÊNDICE F.

## 5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Inicialmente, doze soluções poliméricas foram preparadas utilizando três tipos de HPAM com pesos moleculares diferentes: AN905SH com 11 a  $13 \times 10^6$  Dalton, AN923VHM com 14 a  $18 \times 10^6$  Dalton e AN945VHM com 16 a  $23 \times 10^6$  Dalton. Cada polímero foi usado em quatro soluções, cada uma com concentração diferente (100, 250, 500 e 1000 ppm). As soluções foram testadas quanto a sua reologia, submetidas a taxas de cisalhamento de 0,1 a  $1000 \text{ s}^{-1}$ .

O resultado esperado era que soluções preparadas com polímeros de maior peso molecular, nas mesmas concentrações, apresentem maior viscosidade aparente. Esse efeito de viscosificação auxilia na redução da mobilidade da solução no meio poroso o que melhora a mobilização do óleo e, conseqüentemente, permite um aumento do fator de recuperação (CARCOANA, 1992; SHENG, 2010).

As soluções foram avaliadas quanto à viscosidade aparente em um valor de referência de taxa de cisalhamento de  $10 \text{ s}^{-1}$  e os resultados foram descritos na Tabela 5. Houve uma disparidade do que era esperado para as soluções preparadas com dois polímeros nas concentrações de 100 e 250 ppm. As viscosidades aparentes das soluções preparadas com o polímero AN923VHM (68,7 cP para 100 ppm e 78,5 cP para 250 ppm), foram maiores que as viscosidades aparentes para as soluções preparadas com o polímero AN945VHM (43,7 cP para 100 ppm e 71,9 cP para 250 ppm).

Uma das hipóteses para essa disparidade pode ser relacionada com a preparação da diluição das soluções analisadas ou mesmo com a própria preparação dessas soluções.

Devido a essa disparidade optou-se pelo uso das soluções com concentração de 500 ppm para a realização dos testes de recuperação. A viscosidade aparente das soluções empregadas em uma taxa de cisalhamento de  $10 \text{ s}^{-1}$  é de 68,6 cP para a solução preparada com o polímero AN905SH, 90,3 cP para solução preparada com o polímero AN923VHM e de 112,4 cP para solução preparada com o polímero AN945VHM. Com a viscosidade do óleo deslocado igual a 126 cP, a razão de viscosidades óleo – água é para cada um dos experimentos é dada na Tabela 11.

A Figura 46 apresenta o comportamento da pressão de injeção, medida no transdutor T1 (antes do testemunho) para os quatro experimentos de recuperação. Avaliando os dados (Figura 46), duas observações importantes podem ser feitas com relação à pressão de injeção. A primeira relacionada ao comportamento durante a injeção de água, realizada nos quatro experimentos. Todos os experimentos apresentaram um comportamento semelhante quando a água foi o fluido injetado. Logo após o início do experimento ocorre o primeiro pico de pressão, com um decaimento posterior até a estabilidade. Esse comportamento está relacionado com o *breakthrough* e com a diminuição da resistência imposta ao fluxo devido à mobilização do óleo que satura o meio poroso. É possível observar que em todos os experimentos a estabilização da pressão na injeção de água ocorre em faixas de valores semelhantes.

O segundo comportamento observado se relaciona ao período do experimento no qual o fluido injetado foram as soluções poliméricas. Após o início da injeção das soluções ocorre um novo pico de pressão de injeção, devido à menor mobilidade das

soluções no meio poroso. Mas cada um dos experimentos com as soluções apresentou um comportamento diferente após o segundo pico de pressão (Figura 46). Essa disparidade pode ter sido em decorrência da interação e das diferentes características dos meios porosos e das soluções poliméricas aplicadas, já que as demais características do experimento foram mantidas. Outra hipótese se relaciona com possíveis danos no interior do meio poroso causados pelo fluxo de injeção. O experimento 01 utilizou apenas água como fluido injetado, por isso não apresentou variação de comportamento na parte final.

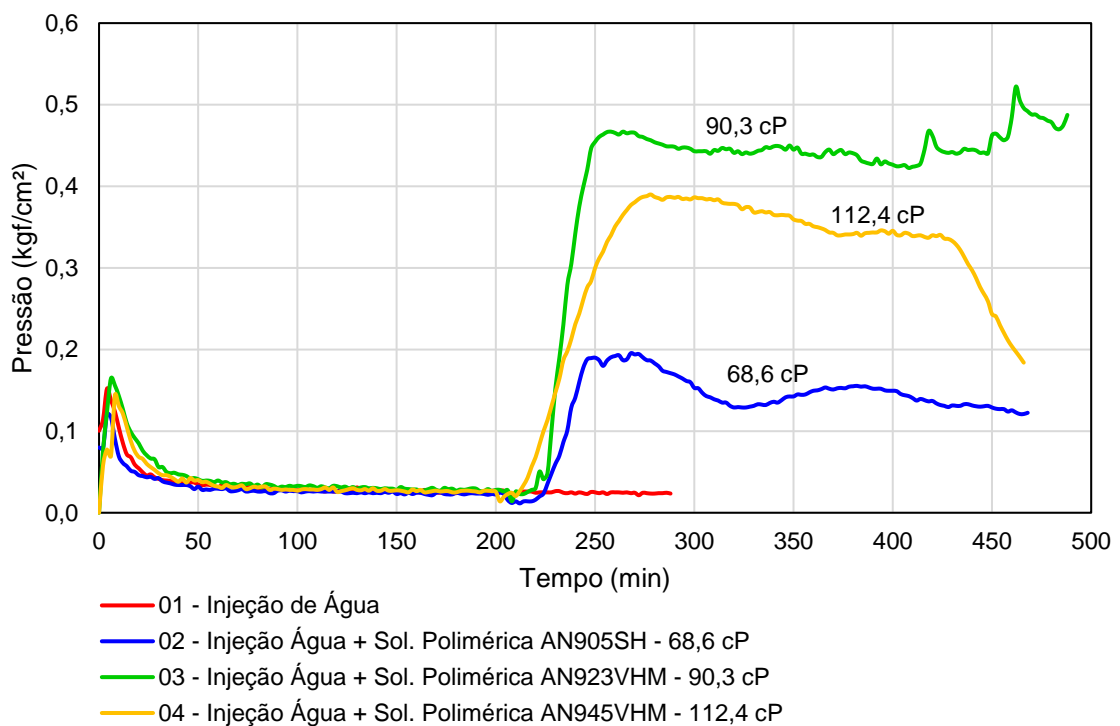


Figura 46. Comportamento da pressão de injeção (medida antes do testemunho) para os quatro experimentos de injeção. Fonte: Autor.

O experimento 02 utilizou a solução preparada com o polímero AN905SH, com viscosidade aparente de 68,6 cP. Após o pico de pressão causado pela injeção da solução, ocorre um período de estabilidade seguido de um suave decréscimo. A partir daí a pressão permanece relativamente estável até o final do experimento (Figura 46).

Nos experimentos 03 (injeção da solução preparada com o polímero AN923VHM, com viscosidade de 90,3 cP) e 04 (injeção da solução preparada com o polímero AN945VHM, com viscosidade de 112,4 cP) as pressões de injeção são

maiores. Isso pode ser explicado pois com a maior viscosidade aparente, mais difícil é para a solução se deslocar no meio poroso.

Apesar disso, o experimento 03 possui pressão de injeção maior que o experimento 04. Como as permeabilidades dos testemunhos são utilizados são bem próximas (1122,12 mD para o testemunho BN3 e 1123,39 para o testemunho BN4) não é possível afirmar que este efeito seja causado por esse parâmetro. Analisando o comportamento das pressões de injeção, observa-se que no experimento 03, após o segundo pico, permanece relativamente estável até o fim do experimento. A pressão de injeção do experimento 04, entretanto, é menos estável após o segundo pico, decaindo a partir dele. Esse comportamento é acentuado na parte final do experimento. Conforme citado anteriormente a hipótese que melhor explicaria esse comportamento seria a de uma fratura da rocha causada pelo fluxo de alta viscosidade. Isso facilitaria o deslocamento da solução polimérica através do meio poroso, e causaria o efeito de diminuição da pressão de injeção. Novamente fica a observação que, após o experimento, nenhuma alteração visível foi identificada no testemunho BN4. Dessa forma, seriam necessárias outras análises para identificar a causa real desse comportamento.

Com os experimentos de recuperação finalizados, é possível analisar o fator de recuperação de óleo. Como os quatro testemunhos utilizados possuem permeabilidades diferentes, a análise é realizada separando-os através desse parâmetro.

A Figura 47 apresenta a curva de evolução do fator de recuperação para os experimentos 01 (Injeção de água) e 02 (Injeção de água seguida de solução polimérica AN905SH – 500 ppm – 68,6 cP). No primeiro experimento o testemunho utilizado foi o BN1 com permeabilidade de 559,35 mD e no segundo foi utilizado o testemunho BN2 com permeabilidade de 560,52 mD.

A Figura 48 apresenta a curva de evolução do fator de recuperação para os experimentos 03 (Injeção de água seguida de solução polimérica AN923VHM – 500 ppm – 90,3 cP) e 04 (Injeção de água seguida de solução polimérica AN945VHM – 500 ppm – 112,4 cP). O terceiro experimento utilizou o testemunho BN3 com permeabilidade de 1122,12 mD e o quarto utilizou o testemunho BN4 com permeabilidade de 1123,39 mD.

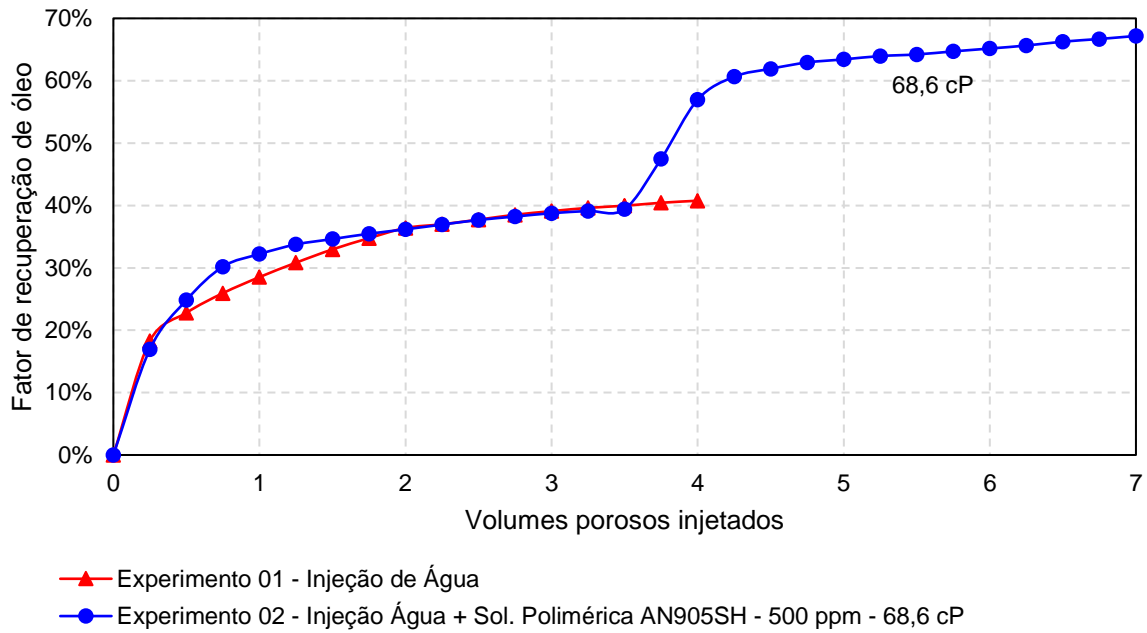


Figura 47. Evolução para o fator de recuperação para os experimentos 01 e 02. Fonte: Autor.

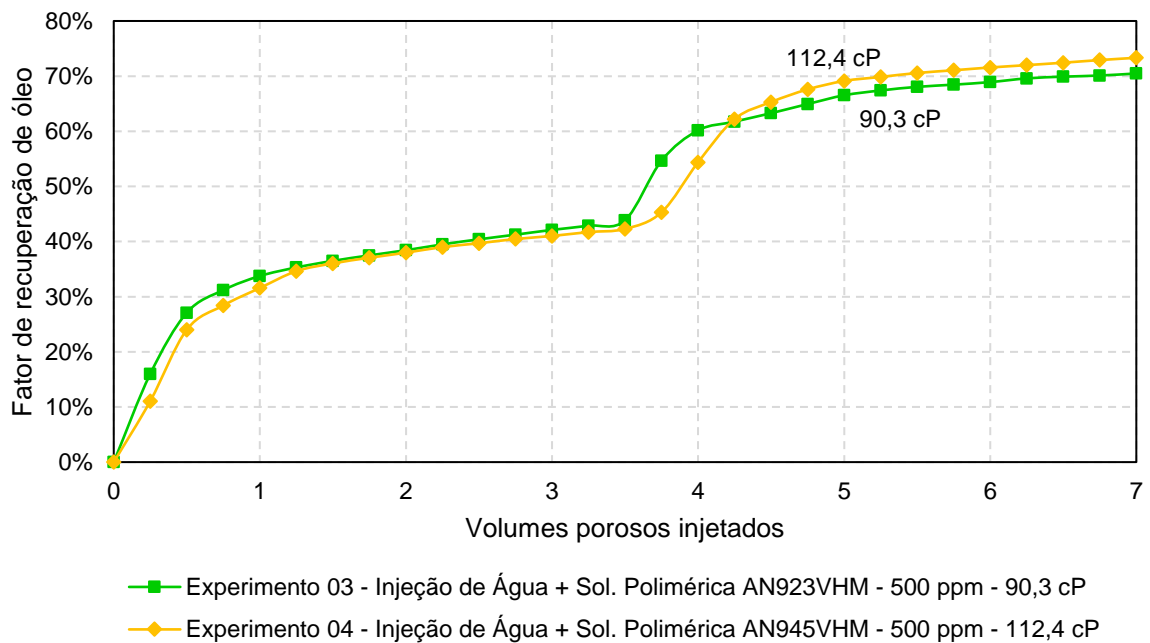


Figura 48. Evolução para o fator de recuperação para os experimentos 03 e 04. Fonte: Autor.

Observa-se que os experimentos que combinaram a recuperação com injeção de água e de solução polimérica apresentam um aumento no fator de recuperação de óleo. Esse resultado é esperado e foi discutido por autores como Sheng (2010);

Abidin, Puspasari e Nugroho (2012); Standnes e Skjevraak (2014); Seright *et al.* (2018) e Bento (2015).

O mecanismo que permite esse aumento do fator de recuperação envolve a maior viscosidade conferida ao fluido deslocante pelo polímero que torna a razão de mobilidades mais favorável. Além disso, a solução causa uma diminuição da permeabilidade do meio poroso (SORBIE, 1991). A solução polimérica também melhora a recuperação de óleo pois favorece o deslocamento microscópico devido a sua viscoelasticidade (CLARKE *et al.*, 2016; SHENG, 2010; URBISSINOVA; TRIVEDI; KURU, 2010).

Com relação à recuperação com água, a Figura 47 permite observar que os experimentos 01 e 02 possuem valores próximos de fator de recuperação (39,09% para o experimento 01 e 38,77% para o experimento 02) quando se completa o tempo equivalente à injeção de três volumes porosos, momento em que se inicia a injeção de solução polimérica no experimento 02. Já para os experimentos 03 e 04 esses valores são um pouco maiores (42,12% para o experimento 03 e 41,01% para o experimento 04) conforme a Figura 48.

A partir do momento em que as soluções poliméricas são injetadas, nos experimentos 02, 03 e 04, ocorre um salto do fator de recuperação, relacionado à recuperação adicional de óleo que ainda estava nos testemunhos. É possível notar na Figura 47 e na Figura 48 que o fator de recuperação é maior a medida que a solução injetada possui maior viscosidade aparente o que é comportamento condizente com a literatura (ABIDIN; PUSPASARI; NUGROHO, 2012; CARCOANA, 1992; SHENG, 2010; URBISSINOVA; TRIVEDI; KURU, 2010; WANG; DONG, 2009).

O comportamento de aumento do fator de recuperação, também pode ser relacionado com as permeabilidades dos testemunhos utilizados. Com uma maior permeabilidade, é mais fácil mobilizar o óleo que satura o testemunho, assim espera-se um fator de recuperação maior (CARCOANA, 1992; SHENG, 2010). Na Figura 47 e a Figura 48, observa-se que a maior permeabilidade dos testemunhos também permite maior recuperação de óleo. Ou seja, há um efeito combinado da permeabilidade com a viscosidade da solução injetada. A Tabela 11 sumariza os principais resultados dos quatro experimentos de recuperação realizados.

**Tabela 11** - Dados finais dos experimentos de recuperação

Experimento	Testemunho	Fluido injetado	Viscosidade (cP)	Razão de viscosidades óleo-água	Fator de recuperação após 3VP injetados	Fator de recuperação total	Incremento
01	BN1 $\phi = 24,39\%$ $k = 559,35$ mD	Água destilada	1	126	39,09%	40,77%*	1,68%
02	BN2 $\phi = 22,95\%$ $k = 560,52$ mD	Água + Solução polimérica AN905SH, 500 ppm.	68,6	1,84	38,77%	67,18%	28,41%
03	BN3 $\phi = 23,89\%$ $k = 1122,12$ mD	Água + Solução polimérica AN923VHM, 500 ppm.	90,3	1,40	42,12%	70,48%	28,36%
04	BN4 $\phi = 22,78\%$ $k = 1123,39$ mD	Água + Solução polimérica AN945VHM, 500 ppm.	112,4	1,12	41,01%	73,33%	32,32%

\* O experimento 01 foi encerrado com quatro volumes porosos injetados.

Fonte: Autor.

## 6 CONCLUSÕES

O trabalho experimental desenvolvido se baseia no mecanismo de recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção de soluções poliméricas para melhorar o fator de recuperação de óleo de amostras de rochas. Foram realizados quatro experimentos. O primeiro utilizou apenas água e os três últimos água seguida de soluções poliméricas preparadas com HPAM de diferentes pesos moleculares como fluidos deslocantes. Os resultados deste estudo mostram:

- 1) Os testes reológicos realizados permitem observar que as soluções poliméricas preparadas com HPAM apresentam comportamento pseudoplástico em todas as concentrações testadas.
- 2) As soluções poliméricas preparadas possuem maior viscosidade aparente à medida que a concentração e o peso molecular do polímero aumentam.
- 3) As análises de porosidade e permeabilidade dos testemunhos rochosos aplicados mostraram valores adequados à injeção de soluções poliméricas. Apesar disso, os valores calculados são menores que o informado pelo fabricante.
- 4) A injeção de água e soluções poliméricas foram eficazes na remoção de óleo dos testemunhos. Os experimentos com as soluções poliméricas apresentaram os melhores fatores de recuperação.
- 5) Durante a injeção de água, a pressão de injeção subiu até um pico relacionado ao *breakthrough* e depois diminuiu até se estabilizar. Após o início da injeção das soluções poliméricas houve novo aumento até um segundo pico, maior que o inicial, e após isso cada experimento apresentou um comportamento diferente.
- 6) O experimento de recuperação 01 permitiu avaliar a recuperação de óleo através da injeção de água. Este serviu como base para avaliar a recuperação e comparação com os demais experimentos. O experimento teve duração de 288 minutos e apresentou fator de recuperação de óleo de 40,77%



- 7) O experimento de recuperação 02 teve duração de 468 minutos e fator de recuperação de 67,18%. O experimento 03 teve duração de 488 minutos e fator de recuperação de 70,48%. O experimento de recuperação 04 teve duração de 466 minutos e fator de recuperação de 73,33%.
- 8) Quando comparados os experimentos 01 e 02, que utilizaram rochas com permeabilidades semelhantes, observa-se um incremento de aproximadamente 28% no fator de recuperação de óleo, quando aplicada a injeção de soluções poliméricas.
- 9) Na comparação dos experimentos 03 e 04, que também foram realizados usando testemunhos de permeabilidade semelhante, a injeção da solução de maior viscosidade (experimento 04) permitiu alcançar um fator de recuperação de óleo aproximadamente 4% maior;
- 10) Os resultados de fator de recuperação mostram um aumento da recuperação de óleo à medida que a viscosidade aparente das soluções poliméricas e a permeabilidade dos testemunhos aumentam. Isso mostra que não somente a característica da solução polimérica tem influência no deslocamento de óleo. É necessário avaliar o meio poroso para estabelecer o melhor conjunto de fatores para projetar uma alternativa viável de injeção de solução poliméricas.
- 11) Os principais parâmetros que influenciaram na recuperação de óleo através da injeção de soluções poliméricas nos experimentos realizados são: para a solução, a viscosidade (afetada pela concentração e peso molecular do polímero) e para o meio poroso a permeabilidade.

O trabalho desenvolvido tem pertinência nos estudos de energia pois utiliza um mecanismo capaz de aumentar a eficiência de recuperação de reservatórios de petróleo que ainda é a principal fonte energética utilizada pelo ser humano e que ainda tem grande potencial a ser explorada.

## 6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para que haja sequência neste trabalho, sugere-se:

- Avaliar a injeção de soluções poliméricas variando o tipo do polímero empregado;
- Avaliar a injeção em diferentes vazões verificando o fator de recuperação;
- Estudar a influência da permeabilidade do meio poroso nos experimentos de injeção;
- Utilizar soluções salinas para preparar os fluidos deslocantes, verificando o impacto reológico e do fator de recuperação;
- Variar a viscosidade do óleo deslocado e verificar o impacto no fator de recuperação;
- Estudar a recuperação com a injeção em vazões oscilatórias;
- Estudar a viscoelasticidade dos polímeros e como afetam a recuperação de óleo;
- Estudar a injeção combinando diferentes fluidos deslocantes, como polímeros e surfactantes;
- Modificar a bancada a fim de estudar a injeção de soluções poliméricas em temperaturas variadas;
- Melhorar o sistema de coleta e estimativa dos volumes produzidos;
- Melhorar o sistema de tomada dos valores de pressão de injeção;
- Caracterizar as soluções poliméricas utilizadas na recuperação do óleo, e calcular a quantidade de polímero que ficou retido no testemunho, por adsorção.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABIDIN, A. Z.; PUSPASARI, T.; NUGROHO, W. A. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. **Procedia Chemistry**, [s. l.], v. 4, p. 11–16, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>
- AHMED, T.; MCKINNEY, P. D. **Advanced Reservoir Engineering**. [S. l.: s. n.], 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7733-2.X5000-X>
- AIOLFI, C. S.; ROMERO, O. J. Análise bibliométrica da injeção de soluções poliméricas na recuperação de petróleo. **Research, Society and Development**, [s. l.], v. 8, n. 7, p. 35871107, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.33448/rsd-v8i7.1107>
- AL-HAJRI, S.; MAHMOOD, S. M.; ABDULELAH, H.; AKBARI, S. An overview on polymer retention in Porous media. **Energies**, [s. l.], v. 11, n. 10, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en11102751>
- AL-SHAKRY, B.; SHIRAN, B. S.; SKAUGE, T.; SKAUGE, A. Enhanced oil recovery by polymer flooding: Optimizing polymer injectivity. **Society of Petroleum Engineers - SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition 2018, SATS 2018**, [s. l.], 2018a. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/192437-ms>
- AL-SHAKRY, B.; SKAUGE, T.; SHIRAN, B. S.; SKAUGE, A. Impact of mechanical degradation on polymer injectivity in porous media. **Polymers**, [s. l.], v. 10, n. 7, p. 1–23, 2018b. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/polym10070742>
- AL-SHAKRY, B.; SKAUGE, T.; SHIRAN, B. S.; SKAUGE, A. Polymer injectivity: Investigation of mechanical degradation of enhanced oil recovery polymers using in-situ rheology. **Energies**, [s. l.], v. 12, n. 1, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en12010049>
- AL ADASANI, A.; BAI, B. Analysis of EOR projects and updated screening criteria. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 79, n. 1–2, p. 10–24, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>
- ALFAZAZI, U.; ALAMERI, W.; HASHMET, M. R. Screening of new HPaM base polymers for applications in high temperature and high salinity carbonate reservoirs. **Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2018, ADIPEC 2018**, [s. l.], p. 1–17, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/192805-ms>
- ANP. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro: ANP, 2018.
- API. **RP63 - Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations**. 1. ed. Washington DC: [s. n.], 1990.
- ASTM D891-18. Standard Test Methods for Specific Gravity, Apparent, of Liquid Industrial Chemicals. **ASTM Book of Standards**, [s. l.], 2018.
- BARNES, H. A. **A Handbook of Elementary Rheology**. 1. ed. Aberystwyth: The University of Wales Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2000.

- BENTO, H. de L. I. **Recuperação Avançada de Óleo Viscoso por Injeção de Polímero em Diferentes Temperaturas**. 152 f. 2015. - Unicamp, [s. l.], 2015.
- CAENN, R.; BURNETT, D. B.; CHILINGARIAN, G. V. Polymer Flooding. *In*: DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE. [S. l.: s. n.], 1989. v. 17, p. 157–187. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70459-X](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70459-X)
- CARCOANA, A. **Applied enhanced oil recovery**. 1. ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1992.
- CHHABRA, R. P. **Bubbles, Drops, and Particles in Non-Newtonian Fluids**. 2. ed. [S. l.]: CRC Press, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.1201/9781420015386>
- CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. **Non-newtonian flow and applied rheology**. [S. l.: s. n.], 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8532-0.X0001-7>
- CLARKE, A.; HOWE, A. M.; MITCHELL, J.; STANILAND, J.; HAWKES, L. A. How viscoelastic-polymer flooding enhances displacement efficiency. **SPE Journal**, [s. l.], v. 21, n. 3, p. 675–687, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/174654-pa>
- CRAIG, F. F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. **NEW YORK, U.S.A., AM. INST. MIN. METALL. & PET. ENGRS. INC., 1971**, [s. l.], 1971.
- DA SILVA, I. P. G.; LUCAS, E. F. New insight on the polymer flooding to mature fields. **Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium 2017**, [s. l.], n. 5, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/184907-ms>
- DENYS, K. F. J. **Flow of Polymer Solutions Through Porous Media**. 207 f. 2003. - Universidade de Tecnologia de Delft, [s. l.], 2003.
- DOMINGUEZ, J. G.; WILLHITE, G. P. Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media. **Soc Pet Eng AIME J**, [s. l.], v. 17, n. 2, p. 111–121, 1977. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/5835-pa>
- DONALDSON, E. C.; ALAM, W. Wettability. *In*: WETTABILITY. [S. l.]: Elsevier, 2008. p. 1–55. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-1-933762-29-6.50007-7>
- ERINCIK, M. Z.; QI, P.; BALHOFF, M. T.; POPE, G. A. New method to reduce residual oil saturation by polymer flooding. **SPE Journal**, [s. l.], v. 23, n. 5, p. 1944–1956, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/187230-PA>
- GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. 1. ed. Richardson: SPE, 1998.
- HITE, J. R.; STOSUR, G.; CARNAHAN, N. F.; MILLER, K. IOR and EOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. **Journal of Petroleum Technology**, [s. l.], v. 55, n. 06, p. 16–16, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/0603-0016-JPT>
- HÖÖK, M.; DAVIDSSON, S.; JOHANSSON, S.; TANG, X. Decline and depletion rates of oil production: a comprehensive investigation. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s. l.], v. 372, n. 2006, p. 20120448, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0448>
- JUÁREZ-MOREJÓN, J. L.; BERTIN, H.; OMARI, A.; HAMON, G.; COTTIN, C.; MOREL, D.; ROMERO, C.; BOURDAROT, G. A new approach to polymer flooding:

- Effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery. **SPE Journal**, [s. l.], v. 24, n. 1, p. 129–139, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/190817-PA>
- KJÄRSTAD, J.; JOHNSON, F. Resources and future supply of oil. **Energy Policy**, [s. l.], v. 37, n. 2, p. 441–464, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.056>
- KOH, H.; LEE, V. B.; POPE, G. A. Experimental investigation of the effect of polymers on residual oil saturation. **SPE Journal**, [s. l.], v. 23, n. 1, p. 1–17, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/179683-pa>
- KWON, O.; HERBERT, B. E.; KRONENBERG, A. K. Permeability of illite-bearing shale: 2. Influence of fluid chemistry on flow and functionally connected pores. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, [s. l.], v. 109, n. 10, p. 1–13, 2004. Disponível em: <https://doi.org/10.1029/2004JB003055>
- LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**. 1. ed. Upper Saddle River: Prentice-Hall, 1989.
- LAUER, J. **Efeito do Controle da Mobilidade e da Redução da Tensão Interfacial no Fator de Recuperação do Óleo: Uma Abordagem Experimental**. 134 f. 2017. - UFES, [s. l.], 2017.
- MACOSKO, C. W. **Rheology: Principles, Measurements and Applications**. [S. l.]: Wiley-VHC, 1996.
- MAIA, L. F. A.; ROMERO, O. J. Desenvolvimento de Uma Bancada para Estudo de Recuperação de Óleo em Amostra de Rocha: Resultados Experimentais para Injeção de Água. **SODEBRAS**, [s. l.], v. 12, n. 136, p. 209–216, 2017.
- MARKER, J. M. Dependence of Polymer Retention on Flow Rate. **Journal of Petroleum Technology**, [s. l.], v. 25, n. 11, p. 1307–1308, 1973. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/4423-PA>
- MILLER, R. G.; SORRELL, S. R. The future of oil supply. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s. l.], v. 372, n. 2006, p. 20130179, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1098/rsta.2013.0179>
- MUGGERIDGE, A.; COCKIN, A.; WEBB, K.; FRAMPTON, H.; COLLINS, I.; MOULDS, T.; SALINO, P. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, [s. l.], v. 372, n. 2006, p. 20120320, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>
- NILSSON, M. A.; ROTHSTEIN, J. P. Effect of Fluid Rheology And Sandstone Permeability on Enhanced Oil Recovery in a Microfluidic Sandstone Device. **Applied Rheology**, [s. l.], v. 2, n. 25, p. 1–11, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.3933/ApplRheol-25-25189>
- QI, P.; EHRENFRIED, D. H.; KOH, H.; BALHOFF, M. T. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores by use of viscoelastic polymers. **SPE Journal**, [s. l.], v. 22, n. 2, p. 447–458, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/179689-PA>
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- SERIGHT, R. S.; WANG, D.; LERNER, N.; NGUYEN, A.; SABID, J.; TOCHOR, R.

Can 25-Cp polymer solution efficiently displace 1,600-cp oil during polymer flooding? **SPE Journal**, [s. l.], v. 23, n. 6, p. 2260–2278, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/190321-PA>

SHENG, J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice**. 1. ed. [S. l.]: Gulf Professional Publishing, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-745-0.00013-9>

SNF, do B. **Flocullants**. [S. l.], [s. d.]. Disponível em: <https://www.snf-group.com/chemistry/flocculants/>. Acesso em: 23 out. 2018.

SOARES, I. R.; BORBA, C. Inchamento De Argilas, Deformação E Solubilização De Sais: Um Contexto Da Sua Ocorrência. **Ideias e Inovação - Lato Sensu**, [s. l.], v. 4, n. 1, p. 31, 2017.

SORBIE, K. S. **Polymer-Improved Oil Recovery**. 1. ed. Dordrecht: Springer Netherlands, 1991. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>

SPIILDO, K.; SÆ, E. I. Ø. Effect of Charge Distribution on the Viscosity and Viscoelastic Properties of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide. **Energy & Fuels**, [s. l.], v. 29, n. 9, p. 5609–5617, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b01066>

STANDNES, D. C.; SKJEVRAK, I. Literature review of implemented polymer field projects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 122, p. 761–775, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024>

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. Porosity and Permeability. *In*: PETROPHYSICS. [S. l.]: Elsevier, 2012. p. 85–219. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383848-3.00003-7>

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. Wettability. *In*: PETROPHYSICS. [S. l.]: Elsevier, 2016. p. 319–357. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803188-9.00006-1>

URBISSINOVA, T. S.; TRIVEDI, J. J.; KURU, E. Effect of elasticity during viscoelastic polymer flooding: A possible mechanism of increasing the sweep efficiency. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, [s. l.], v. 49, n. 12, p. 49–56, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/133471-PA>

VIK, B., KEDIR, A.; KIPPE, V.; SANDENGEN, K.; SKAUGE, T.; SOLBAKKEN, J.; ZHU, D. Viscous oil recovery by polymer injection; Impact of in-situ polymer rheology on water front stabilization. **Society of Petroleum Engineers - SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition 2018**, [s. l.], 2018.

WANG, J.; DONG, M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 67, n. 3–4, p. 155–158, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.05.007>

WANG, M.; XIAO, Q.; GOU, Y.; DENG, F.; WANG, B.; ZHANG, D. Laboratory experimental study on new polymer in Xinjiang Lukeqin high temperature and high salt reservoir. **Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2018, HOCE 2018**, [s. l.], p. 1–13, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/193649-MS>

WASSMUTH, F. R.; ARNOLD, W.; GREEN, K.; CAMERON, N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, [s. l.], v. 48, n. 02, p. 55–61, 2009. Disponível em:

<https://doi.org/10.2118/09-02-55>

WATERS. **515 HPLC Pump - Manual de operação**. [S. l.]: Waters Corporation, [s. d.].

XIN, X.; YU, G.; CHEN, Z.; WU, K.; DONG, X.; ZHU, Z. Effect of polymer degradation on polymer flooding in heterogeneous reservoirs. **Polymers**, [s. l.], v. 10, n. 8, p. 1–25, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/polym10080857>

YEN, W. S.; COSCIA, A. T.; KOHEN, S. I. Chapter 8 Polyacrylamides. *In*: DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE. [S. l.: s. n.], 1989. p. 189–218. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70460-6](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70460-6)

## APÊNDICE A – DADOS EXPERIMENTAIS REFERENTE À MÉDIA DOS VALORES OBTIDOS NA CARACTERIZAÇÃO DE SOLUÇÕES

**Tabela A.0.1** - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN905SH para cada uma das concentrações.

Ponto	Taxa de cisalhamento, s <sup>-1</sup>	Viscosidade, cP			
		100 ppm	250 ppm	500 ppm	1000 ppm
1	0,0996	2048,0	2255,1	2895,0	3115,1
2	0,158	1818,4	1859,7	964,4	2194,2
3	0,251	892,5	911,7	1048,8	1463,9
4	0,398	592,8	699,6	778,9	1100,6
5	0,631	401,7	364,5	765,3	730,1
6	1,00	475,0	371,7	498,6	695,0
7	1,59	311,4	186,0	274,9	472,1
8	2,51	189,1	169,9	180,4	323,6
9	3,98	84,1	124,0	163,5	229,8
10	6,31	74,0	71,9	92,1	124,7
11	10,0	36,2	46,0	68,6	93,2
12	15,9	27,3	26,4	51,0	58,3
13	25,1	16,4	17,1	27,3	44,1
14	39,8	9,3	10,6	19,0	28,0
15	63,1	4,7	7,4	13,2	20,8
16	100,0	3,7	6,5	10,4	17,2
17	159,0	4,8	6,0	10,3	14,8
18	251,0	4,4	5,6	8,5	14,1
19	398,3	4,5	6,0	8,9	10,8
20	633,0	5,5	7,2	10,0	13,5
21	1000,0	6,6	8,6	11,4	14,6

Fonte: Autor.



**Tabela A.0.2** - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN923VHM para cada uma das concentrações.

Ponto	Taxa de cisalhamento, s <sup>-1</sup>	Viscosidade, cP			
		100 ppm	250 ppm	500 ppm	1000 ppm
1	0,0997	2950,4	782,5	4280,2	8898,8
2	0,158	2322,7	1711,4	3403,3	6182,3
3	0,250	1262,7	1259,0	1548,6	4334,1
4	0,398	1061,0	993,2	1418,3	2753,2
5	0,631	942,6	812,8	1106,4	1966,4
6	1,00	602,8	631,8	598,4	1224,2
7	1,59	387,0	331,6	379,7	785,4
8	2,51	219,4	245,9	276,1	520,7
9	3,98	182,9	164,0	188,4	337,2
10	6,31	115,3	95,4	125,9	205,9
11	10,0	68,7	78,5	90,3	132,4
12	15,9	40,6	51,5	64,6	95,8
13	25,1	25,6	33,7	47,9	68,0
14	39,8	15,5	21,0	31,8	52,4
15	63,1	9,2	14,0	23,2	38,1
16	100,0	6,2	10,4	17,5	30,9
17	159,0	5,4	11,2	14,4	25,5
18	251,0	6,4	9,5	12,2	20,2
19	398,7	6,2	8,7	10,9	15,7
20	632,3	6,8	8,9	12,1	15,9
21	1000,0	8,1	10,1	12,7	17,0

Fonte: Autor.

**Tabela A.0.3** - Dados experimentais referente à média dos valores obtidos na caracterização da solução preparada com o polímero AN945VHM para cada uma das concentrações.

Ponto	Taxa de Cisalhamento, s <sup>-1</sup>	Viscosidade, cP			
		100 ppm	250 ppm	500 ppm	1000 ppm
1	0,0998	4111,6	4626,9	3459,5	8434,5
2	0,158	1932,4	2908,2	2580,2	6082,4
3	0,250	1535,5	1716,9	2054,8	3632,6
4	0,398	1502,3	1781,0	1145,1	2435,9
5	0,631	1058,4	1123,8	914,2	1727,6
6	1,00	760,4	705,8	820,8	1130,6
7	1,59	397,8	519,0	595,2	798,4
8	2,51	307,4	309,4	330,7	537,1
9	3,98	151,6	244,8	234,2	391,7
10	6,31	65,4	146,6	170,1	262,4
11	10,0	43,7	71,9	112,4	175,5
12	15,9	32,7	52,6	79,7	125,8
13	25,1	17,0	35,7	54,8	86,8
14	39,83	10,9	24,4	33,3	60,1
15	63,1	6,7	15,0	23,9	44,2
16	100,0	4,6	12,4	18,2	33,4
17	159,0	3,7	14,3	16,6	27,0
18	251,0	6,0	10,0	12,9	21,8
19	398,7	5,3	8,1	9,9	16,9
20	632,7	5,7	8,1	10,2	14,7
21	1000,0	6,8	9,2	10,9	15,4

Fonte: Autor.

## APÊNDICE B

### DADOS PARA O CÁLCULO DA POROSIDADE DOS QUATROS TESTEMUNHOS ROCHOSOS

Tabela B.0.1 - Dados do testemunho BN1

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)
1	142,2201	159,7517	3,8300	6,3600
2	142,2209	159,9411	3,8250	6,3600
3	142,2215	159,8705	3,8350	6,3600
<b>Média</b>	142,2208	159,8544	3,8300	6,3600
<b>Desvio padrão</b>	0,0007	0,0957	0,0050	0,0000

Fonte: Autor.

Tabela B.0.2 - Dados do testemunho BN2

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)
1	142,2933	158,8246	3,8200	6,3400
2	142,2965	158,7044	3,8200	6,3400
3	142,2963	158,7285	3,8200	6,3400
<b>Média</b>	142,2954	158,7525	3,8200	6,3400
<b>Desvio padrão</b>	0,0018	0,0636	0,0000	0,0000

Fonte: Autor.

Tabela B.0.3 - Dados do testemunho BN3

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)
1	142,4881	159,6431	3,8300	6,3500
2	142,4895	159,6409	3,8200	6,3500
3	142,4904	159,7195	3,8150	6,3550
<b>Média</b>	142,4893	159,6678	3,8217	6,3517
<b>Desvio padrão</b>	0,0012	0,0448	0,0076	0,0029

Fonte: Autor.

Tabela B.0.4 - Dados do testemunho BN4

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)	Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)
1	144,8003	161,3391	3,8250	6,3500
2	144,8016	161,1730	3,8150	6,3500
3	144,8019	161,0007	3,8200	6,3600
<b>Média</b>	144,8013	161,1709	3,8200	6,3533
<b>Desvio padrão</b>	0,0009	0,1692	0,0050	0,0058

Fonte: Autor.

## APÊNDICE C

### DADOS DO EXPERIMENTO DE RECUPERAÇÃO 01 – INJEÇÃO DE ÁGUA

Inicialmente a rocha passou pelo ciclo de saturação de óleo conforme procedimento da Seção 3.5. Os dados de massa seca e massa saturada (após 6º ciclo) estão listados na Tabela C.0.1.

**Tabela C.0.1** - Dados da saturação com óleo: testemunho BN1

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)
1	142,2201	157,3380
2	142,2209	157,2874
3	142,2215	157,2415
<b>Média</b>	142,2208	157,2890
<b>Desvio padrão</b>	0,0007	0,0483

Fonte: Autor

Com os dados do processo de saturação calcula-se a massa de óleo que satura o meio poroso como 15,0681 g. Adotando a massa específica do óleo como  $\rho_{\text{óleo}} = 0,85 \text{ g/cm}^3$  (conforme o fabricante), o volume de óleo que satura a rocha é de 17,7272  $\text{cm}^3$  de óleo. Da Tabela 9, o volume poroso do testemunho é de 17,87  $\text{cm}^3$ . Dividindo o volume de óleo que satura o testemunho pelo seu volume poroso, a saturação é de 99,3%.

As Tabelas C.0.2 e C.0.3 trazem os dados das médias de pressão referentes ao experimento de recuperação 01.

Para calcular a massa de fluidos foi adotado  $\rho_w = 0,997 \text{ g/cm}^3$ . A Tabela C.0.4 traz os valores calculados de massa para cada coleta do experimento. A Tabela C.0.5 traz os dados calculados de volumes recuperados e acumulados. Com esses dados o volume inicial de óleo da rocha, o fator de recuperação foi calculado para cada coleta. Os dados estão listados na Tabela C.0.6.

**Tabela C.0.2** - Média dos valores de pressão durante experimento 01 – Injeção de água (Parte 1).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
0	0,101	0,004	82	0,030	0,001
2	0,114	0,003	84	0,030	0,001
4	0,152	0,003	86	0,029	0,006
6	0,138	0,003	88	0,029	0,003
8	0,124	0,001	90	0,029	0,003
10	0,104	0,003	92	0,030	0,007
12	0,086	0,002	94	0,029	0,002
14	0,072	0,002	96	0,028	0,004
16	0,068	0,003	98	0,028	0,004
18	0,059	0,003	100	0,028	0,004
20	0,055	0,001	102	0,028	0,003
22	0,050	0,002	104	0,028	0,006
24	0,046	0,001	106	0,028	0,004
26	0,047	0,001	108	0,028	0,003
28	0,044	0,002	110	0,027	0,003
30	0,042	0,001	112	0,027	0,003
32	0,040	0,001	114	0,026	0,003
34	0,040	0,001	116	0,028	0,003
36	0,039	0,003	118	0,026	0,004
38	0,038	0,001	120	0,027	0,002
40	0,038	0,002	122	0,028	0,003
42	0,036	0,003	124	0,029	0,001
44	0,034	0,001	126	0,028	0,003
46	0,037	0,003	128	0,028	0,002
48	0,037	0,003	130	0,031	0,003
50	0,035	0,001	132	0,028	0,003
52	0,034	0,002	134	0,027	0,001
54	0,035	0,002	136	0,028	0,004
56	0,034	0,001	138	0,028	0,004
58	0,033	0,001	140	0,026	0,004
60	0,031	0,001	142	0,026	0,001
62	0,034	0,003	144	0,028	0,002
64	0,032	0,001	146	0,029	0,004
66	0,032	0,001	148	0,029	0,002
68	0,032	0,001	150	0,026	0,004
70	0,033	0,004	152	0,026	0,004
72	0,032	0,002	154	0,025	0,003
74	0,032	0,001	156	0,026	0,004
76	0,032	0,001	158	0,028	0,002
78	0,032	0,001	160	0,026	0,004
80	0,028	0,001	162	0,025	0,001

Fonte: Autor.

**Tabela C.0.3** - Média dos valores de pressão durante experimento 01 – Injeção de água (Parte 2).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
164	0,028	0,003	246	0,023	0,003
166	0,026	0,003	248	0,026	0,004
168	0,026	0,005	250	0,025	0,004
170	0,025	0,003	252	0,024	0,001
172	0,025	0,002	254	0,025	0,003
174	0,027	0,005	256	0,023	0,004
176	0,026	0,004	258	0,025	0,001
178	0,025	0,002	260	0,025	0,003
180	0,024	0,003	262	0,025	0,003
182	0,026	0,001	264	0,025	0,004
184	0,026	0,004	266	0,025	0,003
186	0,025	0,002	268	0,024	0,001
188	0,025	0,003	270	0,025	0,002
190	0,026	0,004	272	0,022	0,002
192	0,026	0,004	274	0,025	0,002
194	0,025	0,003	276	0,024	0,003
196	0,024	0,001	278	0,024	0,004
198	0,027	0,004	280	0,024	0,001
200	0,027	0,002	282	0,024	0,003
202	0,027	0,004	284	0,024	0,003
204	0,027	0,006	286	0,025	0,002
206	0,023	0,004	288	0,024	0,002
208	0,023	0,004			
210	0,024	0,004			
212	0,026	0,004			
214	0,026	0,004			
216	0,026	0,003			
218	0,026	0,003			
220	0,025	0,002			
222	0,025	0,001			
224	0,025	0,003			
226	0,025	0,003			
228	0,025	0,003			
230	0,027	0,005			
232	0,027	0,005			
234	0,025	0,002			
236	0,024	0,004			
238	0,025	0,003			
240	0,024	0,004			
242	0,025	0,004			
244	0,024	0,001			

Fonte: Autor.

**Tabela C.0.4** - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 01 – Injeção de água.

Coleta	Vol. porosos injetados	Massa Inicial Tubo (g)	Massa Final Tubo (g)	Massa recuperada (g)	Massa Água (g)	Massa Óleo, (g)
-	0,00	-	-	0,0000	0,0000	0,0000
BN1.1	0,25	14,3899	17,6319	3,2420	0,4850	2,7570
BN1.2	0,50	14,2941	18,6835	4,3894	3,7128	0,6766
BN1.3	0,75	14,9026	19,4064	4,5038	4,0274	0,4764
BN1.4	1,00	14,2229	18,6224	4,3996	4,0124	0,3872
BN1.5	1,25	14,7294	19,2952	4,5658	4,2173	0,3485
BN1.6	1,50	14,9925	19,4235	4,4309	4,1096	0,3213
BN1.7	1,75	15,1348	19,5744	4,4396	4,1685	0,2712
BN1.8	2,00	14,7446	19,3482	4,6036	4,3584	0,2452
BN1.9	2,25	14,7952	19,2761	4,4809	4,3908	0,0901
BN1.10	2,50	14,4605	18,9376	4,4771	4,3649	0,1122
BN1.11	2,75	14,9509	19,4968	4,5459	4,4282	0,1177
BN1.12	3,00	14,1174	18,5989	4,4814	4,3943	0,0871
BN1.13	3,25	15,0949	19,5178	4,4230	4,3439	0,0791
BN1.14	3,50	14,5394	18,9470	4,4076	4,3549	0,0527
BN1.15	3,75	14,8461	19,2604	4,4144	4,3434	0,0710
BN1.16	4,00	14,5658	19,6121	5,0463	4,9970	0,0493

Fonte: Autor.

**Tabela C.0.5** - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 01 – Injeção de água.

Coleta	Vol. porosos injetados	Volume Óleo (mL)	Vol. Óleo Acum. (mL)	Volume Água (mL)	Vol. Água Acum. (mL)	Vol. Total Acum. (mL)
-	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BN1.1	0,25	3,244	3,244	0,487	0,487	3,730
BN1.2	0,50	0,796	4,040	3,724	4,211	8,250
BN1.3	0,75	0,560	4,600	4,040	8,250	12,850
BN1.4	1,00	0,456	5,056	4,025	12,275	17,330
BN1.5	1,25	0,410	5,466	4,230	16,505	21,970
BN1.6	1,50	0,378	5,844	4,122	20,627	26,470
BN1.7	1,75	0,319	6,163	4,181	24,808	30,970
BN1.8	2,00	0,289	6,451	4,372	29,179	35,630
BN1.9	2,25	0,106	6,557	4,404	33,583	40,140
BN1.10	2,50	0,132	6,689	4,378	37,961	44,650
BN1.11	2,75	0,139	6,828	4,442	42,403	49,230
BN1.12	3,00	0,103	6,930	4,408	46,810	53,740
BN1.13	3,25	0,093	7,023	4,357	51,167	58,190
BN1.14	3,50	0,062	7,085	4,368	55,535	62,620
BN1.15	3,75	0,084	7,169	4,357	59,892	67,060
BN1.16	4,00	0,058	7,227	5,012	64,904	72,130

Fonte: Autor.

**Tabela C.0.6** - Fator de recuperação para experimento 01 – Injeção de água.

<b>Coleta</b>	<b>Vol. porosos injetados</b>	<b>Fator de Recuperação</b>
-	0,00	0,00%
BN7.1	0,25	18,30%
BN7.2	0,50	22,79%
BN7.3	0,75	25,95%
BN7.4	1,00	28,52%
BN7.5	1,25	30,83%
BN7.6	1,50	32,96%
BN7.7	1,75	34,76%
BN7.8	2,00	36,39%
BN7.9	2,25	36,99%
BN7.10	2,50	37,73%
BN7.11	2,75	38,51%
BN7.12	3,00	39,09%
BN7.13	3,25	39,62%
BN7.14	3,50	39,97%
BN7.15	3,75	40,44%
BN7.16	4,00	40,77%

Fonte: Autor.



## APÊNDICE D

### DADOS DO EXPERIMENTO DE RECUPERAÇÃO 02 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN905SH (11 A $13 \times 10^6$ DALTON)

Inicialmente a rocha BN2 passou pelo ciclo de saturação de óleo conforme procedimento da Seção 3.5. Os dados de massa seca e massa saturada (após 6º ciclo) estão listados na Tabela D.0.1

**Tabela D.0.1** - Dados da saturação com óleo: testemunho BN2.

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)
1	142,2933	156,4853
2	142,2965	156,4553
3	142,2963	156,4330
<b>Média</b>	142,2954	156,4579
<b>Desvio padrão</b>	0,0018	0,0262

Fonte: Autor.

Com os dados do processo de saturação calcula-se a massa de óleo que satura a meio poroso como 14,1625 g. Adotando a massa específica do óleo como  $\rho_{\text{óleo}} = 0,85 \text{ g/cm}^3$  (conforme o fabricante), o volume de óleo que satura o testemunho é de  $16,6618 \text{ cm}^3$  de óleo. Da Tabela 9, o volume poroso do testemunho é de  $16,68 \text{ cm}^3$ . Dividindo o volume de óleo que satura a rocha pelo volume poroso, a saturação é de 99,9%.

As Tabelas D.0.2, D.0.3 e D.0.4 trazem os dados das médias de pressão referentes ao experimento de recuperação 02.

Para calcular a massa de fluidos foi adotado  $\rho_w = 0,997 \text{ g/cm}^3$  e, a partir da coleta BN2.15,  $\rho_w = 0,997136 \text{ g/cm}^3$ . A Tabela D.0.5 traz os valores calculados de massa para cada coleta do experimento. A Tabela D.0.6 traz os dados calculados de volumes recuperados e acumulados. Com esses dados o volume inicial de óleo do testemunho, o fator de recuperação foi calculado para cada coleta. Os dados estão listados na Tabela D.0.7.

**Tabela D.0.2** - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 1).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
0	0,080	0,001	82	0,026	0,003
2	0,079	0,003	84	0,027	0,002
4	0,121	0,002	86	0,024	0,003
6	0,117	0,001	88	0,024	0,001
8	0,091	0,004	90	0,027	0,003
10	0,069	0,004	92	0,028	0,004
12	0,061	0,003	94	0,026	0,004
14	0,057	0,003	96	0,027	0,004
16	0,052	0,001	98	0,027	0,005
18	0,050	0,003	100	0,027	0,004
20	0,046	0,003	102	0,025	0,003
22	0,045	0,003	104	0,026	0,004
24	0,044	0,002	106	0,027	0,004
26	0,044	0,003	108	0,026	0,003
28	0,042	0,004	110	0,027	0,004
30	0,043	0,002	112	0,026	0,004
32	0,039	0,002	114	0,026	0,003
34	0,037	0,003	116	0,026	0,001
36	0,036	0,001	118	0,026	0,001
38	0,035	0,002	120	0,026	0,003
40	0,034	0,003	122	0,026	0,003
42	0,034	0,001	124	0,024	0,003
44	0,034	0,003	126	0,024	0,003
46	0,033	0,002	128	0,025	0,004
48	0,029	0,003	130	0,024	0,003
50	0,032	0,003	132	0,025	0,004
52	0,028	0,004	134	0,024	0,003
54	0,029	0,001	136	0,025	0,003
56	0,028	0,003	138	0,024	0,003
58	0,030	0,002	140	0,025	0,002
60	0,030	0,002	142	0,024	0,003
62	0,029	0,001	144	0,026	0,004
64	0,030	0,001	146	0,025	0,002
66	0,027	0,002	148	0,026	0,003
68	0,027	0,004	150	0,023	0,004
70	0,028	0,002	152	0,024	0,003
72	0,029	0,001	154	0,023	0,002
74	0,026	0,003	156	0,025	0,002
76	0,027	0,002	158	0,023	0,001
78	0,027	0,001	160	0,025	0,005
80	0,026	0,003	162	0,025	0,002

Fonte: Autor.

**Tabela D.0.3** - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 2).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
164	0,023	0,004	246	0,188	0,003
166	0,022	0,003	248	0,190	0,005
168	0,022	0,002	250	0,190	0,003
170	0,025	0,002	252	0,187	0,003
172	0,025	0,004	254	0,180	0,003
174	0,023	0,003	256	0,187	0,002
176	0,023	0,004	258	0,191	0,002
178	0,023	0,004	260	0,192	0,003
180	0,025	0,002	262	0,193	0,001
182	0,024	0,004	264	0,187	0,001
184	0,023	0,002	266	0,188	0,003
186	0,024	0,002	268	0,196	0,004
188	0,024	0,001	270	0,194	0,003
190	0,024	0,002	272	0,195	0,004
192	0,024	0,002	274	0,191	0,002
194	0,023	0,003	276	0,187	0,003
196	0,022	0,004	278	0,187	0,004
198	0,023	0,003	280	0,183	0,003
200	0,023	0,002	282	0,180	0,002
202	0,025	0,002	284	0,174	0,003
204	0,023	0,001	286	0,173	0,002
206	0,016	0,002	288	0,171	0,003
208	0,012	0,001	290	0,170	0,002
210	0,014	0,003	292	0,167	0,001
212	0,012	0,001	294	0,165	0,001
214	0,014	0,003	296	0,162	0,004
216	0,014	0,001	298	0,160	0,003
218	0,014	0,001	300	0,153	0,004
220	0,016	0,004	302	0,153	0,005
222	0,020	0,003	304	0,147	0,003
224	0,024	0,002	306	0,143	0,003
226	0,036	0,004	308	0,142	0,004
228	0,048	0,003	310	0,139	0,003
230	0,060	0,001	312	0,138	0,002
232	0,070	0,001	314	0,135	0,003
234	0,087	0,002	316	0,135	0,003
236	0,101	0,001	318	0,131	0,003
238	0,129	0,003	320	0,129	0,001
240	0,141	0,004	322	0,130	0,002
242	0,160	0,003	324	0,129	0,004
244	0,178	0,002	326	0,129	0,001

Fonte: Autor

**Tabela D.0.4** - Média dos valores de pressão durante experimento 02 (Parte 3).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
328	0,130	0,001	410	0,141	0,001
330	0,131	0,001	412	0,138	0,002
332	0,133	0,004	414	0,140	0,002
334	0,133	0,004	416	0,138	0,003
336	0,132	0,004	418	0,137	0,004
338	0,135	0,002	420	0,137	0,003
340	0,136	0,003	422	0,134	0,001
342	0,135	0,001	424	0,132	0,003
344	0,138	0,003	426	0,131	0,001
346	0,142	0,002	428	0,130	0,001
348	0,143	0,002	430	0,132	0,002
350	0,143	0,002	432	0,131	0,001
352	0,145	0,004	434	0,131	0,001
354	0,145	0,002	436	0,133	0,003
356	0,145	0,001	438	0,133	0,003
358	0,148	0,002	440	0,132	0,001
360	0,150	0,004	442	0,131	0,004
362	0,150	0,001	444	0,130	0,001
364	0,152	0,001	446	0,131	0,002
366	0,154	0,002	448	0,131	0,003
368	0,152	0,001	450	0,129	0,003
370	0,151	0,003	452	0,128	0,002
372	0,153	0,004	454	0,127	0,001
374	0,153	0,004	456	0,127	0,001
376	0,153	0,002	458	0,124	0,001
378	0,155	0,002	460	0,126	0,002
380	0,155	0,004	462	0,123	0,001
382	0,156	0,004	464	0,121	0,001
384	0,155	0,002	466	0,121	0,001
386	0,155	0,003	468	0,123	0,002
388	0,154	0,002			
390	0,152	0,003			
392	0,152	0,003			
394	0,152	0,001			
396	0,150	0,003			
398	0,150	0,002			
400	0,150	0,002			
402	0,149	0,001			
404	0,146	0,004			
406	0,144	0,003			
408	0,143	0,003			

Fonte: Autor.

**Tabela D.0.5** - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 02

Coleta	Vol. porosos injetados	Massa Inicial Tubo (g)	Massa Final Tubo (g)	Massa recuperada (g)	Massa Água (g)	Massa Óleo, (g)
-	0,00	-	-	-	-	-
BN2.1	0,25	14,7349	17,6594	2,9245	0,5224	2,4021
BN2.2	0,50	14,7050	18,8391	4,1341	3,0189	1,1152
BN2.3	0,75	14,2216	18,4172	4,1956	3,4357	0,7599
BN2.4	1,00	14,7917	19,0196	4,2279	3,9431	0,2848
BN2.5	1,25	14,9736	19,1830	4,2094	3,9910	0,2185
BN2.6	1,50	14,9027	19,1485	4,2458	4,1226	0,1233
BN2.7	1,75	14,4768	18,7333	4,2564	4,1366	0,1199
BN2.8	2,00	14,5169	18,7468	4,2299	4,1296	0,1003
BN2.9	2,25	14,7745	19,0130	4,2386	4,1311	0,1075
BN2.10	2,50	14,7640	19,0229	4,2589	4,1535	0,1054
BN2.11	2,75	15,4512	19,6951	4,2438	4,1665	0,0773
BN2.12	3,00	14,4406	18,6745	4,2339	4,1570	0,0769
BN2.13	3,25	14,7908	18,0824	3,2916	3,2427	0,0489
BN2.14	3,50	14,6775	17,5714	2,8938	2,8504	0,0434
BN2.15	3,75	14,8932	18,9530	4,0598	2,9161	1,1437
BN2.16	4,00	14,6495	19,2132	4,5637	3,2207	1,3430
BN2.17	4,25	15,1081	19,7944	4,6863	4,1665	0,5198
BN2.18	4,50	14,6026	19,1183	4,5157	4,3355	0,1802
BN2.19	4,75	14,7746	19,6658	4,8912	4,7484	0,1428
BN2.20	5,00	14,9378	18,6649	3,7271	3,6570	0,0701
BN2.21	5,25	14,9754	19,0207	4,0453	3,9701	0,0752
BN2.22	5,50	14,9387	19,0406	4,1018	4,0648	0,0370
BN2.23	5,75	14,5723	18,8180	4,2457	4,1760	0,0697
BN2.24	6,00	14,7138	19,0202	4,3064	4,2418	0,0646
BN2.25	6,25	14,6552	19,0408	4,3856	4,3176	0,0680
BN2.26	6,50	14,7494	18,9820	4,2326	4,1446	0,0880
BN2.27	6,75	14,3793	18,4770	4,0977	4,0369	0,0608
BN2.28	7,00	14,6797	19,1848	4,5051	4,4363	0,0689

Fonte: Autor.

**Tabela D.0.6** - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 02

Coleta	Vol. porosos injetados	Volume Óleo (mL)	Vol. Óleo Acum. (mL)	Volume Água (mL)	Vol. Água Acum. (mL)	Vol. Total Acum. (mL)
-	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BN2.1	0,25	2,826	2,826	0,524	0,524	3,350
BN2.2	0,50	1,312	4,138	3,028	3,552	7,690
BN2.3	0,75	0,894	5,032	3,446	6,998	12,030
BN2.4	1,00	0,335	5,367	3,955	10,953	16,320
BN2.5	1,25	0,257	5,624	4,003	14,956	20,580
BN2.6	1,50	0,145	5,769	4,135	19,091	24,860
BN2.7	1,75	0,141	5,910	4,149	23,240	29,150
BN2.8	2,00	0,118	6,028	4,142	27,382	33,410
BN2.9	2,25	0,126	6,155	4,144	31,526	37,680
BN2.10	2,50	0,124	6,279	4,166	35,692	41,970
BN2.11	2,75	0,091	6,370	4,179	39,871	46,240
BN2.12	3,00	0,090	6,460	4,170	44,040	50,500
BN2.13	3,25	0,058	6,518	3,253	47,293	53,810
BN2.14	3,50	0,051	6,569	2,859	50,152	56,720
BN2.15	3,75	1,346	7,914	2,925	53,076	60,990
BN2.16	4,00	1,580	9,494	3,230	56,306	65,800
BN2.17	4,25	0,612	10,106	4,179	60,485	70,590
BN2.18	4,50	0,212	10,318	4,348	64,833	75,150
BN2.19	4,75	0,168	10,486	4,762	69,595	80,080
BN2.20	5,00	0,083	10,568	3,668	73,262	83,830
BN2.21	5,25	0,089	10,657	3,982	77,244	87,900
BN2.22	5,50	0,043	10,700	4,077	81,320	92,020
BN2.23	5,75	0,082	10,782	4,188	85,508	96,290
BN2.24	6,00	0,076	10,858	4,254	89,762	100,620
BN2.25	6,25	0,080	10,938	4,330	94,092	105,030
BN2.26	6,50	0,103	11,042	4,157	98,249	109,290
BN2.27	6,75	0,072	11,113	4,049	102,297	113,410
BN2.28	7,00	0,081	11,194	4,449	106,746	117,940

Fonte: Autor.

**Tabela D.0.7** - Fator de recuperação para experimento 02

<b>Coleta</b>	<b>Vol. porosos injetados</b>	<b>Fator de Recuperação</b>
-	0,00	0,00%
BN2.1	0,25	16,96%
BN2.2	0,50	24,84%
BN2.3	0,75	30,20%
BN2.4	1,00	32,21%
BN2.5	1,25	33,75%
BN2.6	1,50	34,62%
BN2.7	1,75	35,47%
BN2.8	2,00	36,18%
BN2.9	2,25	36,94%
BN2.10	2,50	37,68%
BN2.11	2,75	38,23%
BN2.12	3,00	38,77%
BN2.13	3,25	39,12%
BN2.14	3,50	39,42%
BN2.15	3,75	47,50%
BN2.16	4,00	56,98%
BN2.17	4,25	60,65%
BN2.18	4,50	61,92%
BN2.19	4,75	62,93%
BN2.20	5,00	63,43%
BN2.21	5,25	63,96%
BN2.22	5,50	64,22%
BN2.23	5,75	64,71%
BN2.24	6,00	65,17%
BN2.25	6,25	65,65%
BN2.26	6,50	66,27%
BN2.27	6,75	66,70%
BN2.28	7,00	67,18%

Fonte: Autor.

## APÊNDICE E

### DADOS DO EXPERIMENTO DE RECUPERAÇÃO 03 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN923VHM (14 A $18 \times 10^6$ DALTON)

Inicialmente a rocha BN3 passou pelo ciclo de saturação de óleo conforme procedimento da Seção 3.5. Os dados de massa seca e massa saturada (após 6º ciclo) estão listados na Tabela E.0.1.

**Tabela E.0.1** - Dados da saturação com óleo: testemunho BN3

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)
1	142,4881	155,9096
2	142,4895	155,8635
3	142,4904	155,8310
<b>Média</b>	142,4893	155,8680
<b>Desvio padrão</b>	0,0012	0,0395

Fonte: Autor.

Com os dados do processo de saturação calcula-se a massa de óleo que satura o meio poroso como 13,3787 g. Adotando a massa específica do óleo como  $\rho_{\text{óleo}} = 0,85 \text{ g/cm}^3$  (conforme o fabricante), o volume de óleo que satura a rocha é de 15,7396  $\text{cm}^3$  de óleo. Da Tabela 9, o volume poroso do testemunho é de 17,41  $\text{cm}^3$ . Dividindo o volume de óleo que satura a rocha pelo volume poroso, a saturação é de 90,42%.

As Tabelas E.0.2, E.0.3 e E.0.4 trazem os dados das médias de pressão referentes ao experimento de recuperação 03.

Para calcular a massa de fluidos foi adotado  $\rho_w = 0,997 \text{ g/cm}^3$  e, a partir da coleta BN3.15,  $\rho_w = 0,997448 \text{ g/cm}^3$ . A Tabela E.0.5 traz os valores calculados de massa para cada coleta do experimento. A Tabela E.0.6 traz os dados calculados de volumes recuperados e acumulados. Com esses dados o volume inicial de óleo da rocha, o fator de recuperação foi calculado para cada coleta. Os dados estão listados na Tabela E.0.7.



**Tabela E.0.2** - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 1).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
0	0,000	0,000	82	0,031	0,003
2	0,076	0,004	84	0,035	0,003
4	0,124	0,004	86	0,035	0,002
6	0,165	0,002	88	0,033	0,003
8	0,156	0,006	90	0,031	0,002
10	0,143	0,001	92	0,032	0,004
12	0,127	0,004	94	0,032	0,004
14	0,110	0,004	96	0,033	0,001
16	0,099	0,003	98	0,032	0,003
18	0,092	0,004	100	0,033	0,003
20	0,085	0,003	102	0,033	0,004
22	0,076	0,001	104	0,032	0,004
24	0,071	0,001	106	0,034	0,002
26	0,067	0,002	108	0,033	0,004
28	0,066	0,001	110	0,031	0,004
30	0,056	0,003	112	0,033	0,004
32	0,056	0,004	114	0,031	0,001
34	0,050	0,003	116	0,030	0,001
36	0,049	0,002	118	0,033	0,003
38	0,049	0,001	120	0,033	0,002
40	0,047	0,003	122	0,031	0,001
42	0,047	0,001	124	0,032	0,003
44	0,045	0,003	126	0,030	0,003
46	0,042	0,004	128	0,032	0,002
48	0,043	0,002	130	0,030	0,001
50	0,041	0,001	132	0,031	0,004
52	0,039	0,001	134	0,032	0,002
54	0,040	0,001	136	0,030	0,006
56	0,039	0,004	138	0,031	0,002
58	0,038	0,002	140	0,030	0,001
60	0,040	0,002	142	0,029	0,003
62	0,037	0,001	144	0,030	0,003
64	0,038	0,001	146	0,030	0,004
66	0,035	0,001	148	0,030	0,001
68	0,036	0,002	150	0,028	0,003
70	0,034	0,003	152	0,032	0,001
72	0,036	0,002	154	0,030	0,002
74	0,035	0,001	156	0,029	0,001
76	0,036	0,001	158	0,029	0,001
78	0,033	0,001	160	0,029	0,002
80	0,035	0,002	162	0,027	0,001

Fonte: Autor.

**Tabela E.0.3** - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 2).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
164	0,028	0,002	246	0,420	0,001
166	0,029	0,001	248	0,447	0,002
168	0,031	0,001	250	0,455	0,002
170	0,028	0,003	252	0,461	0,001
172	0,027	0,004	254	0,464	0,004
174	0,031	0,005	256	0,467	0,002
176	0,029	0,003	258	0,467	0,001
178	0,030	0,004	260	0,466	0,001
180	0,027	0,003	262	0,464	0,002
182	0,029	0,002	264	0,467	0,001
184	0,028	0,003	266	0,465	0,001
186	0,029	0,004	268	0,466	0,001
188	0,030	0,001	270	0,466	0,004
190	0,030	0,002	272	0,462	0,002
192	0,027	0,004	274	0,461	0,004
194	0,027	0,002	276	0,458	0,003
196	0,029	0,004	278	0,457	0,002
198	0,027	0,002	280	0,454	0,003
200	0,028	0,003	282	0,453	0,002
202	0,028	0,003	284	0,451	0,003
204	0,026	0,001	286	0,449	0,003
206	0,028	0,002	288	0,449	0,003
208	0,014	0,003	290	0,449	0,004
210	0,026	0,001	292	0,446	0,004
212	0,023	0,001	294	0,448	0,004
214	0,023	0,003	296	0,448	0,002
216	0,026	0,004	298	0,446	0,003
218	0,028	0,003	300	0,443	0,003
220	0,030	0,003	302	0,443	0,003
222	0,051	0,004	304	0,443	0,003
224	0,041	0,001	306	0,443	0,003
226	0,049	0,001	308	0,440	0,004
228	0,101	0,002	310	0,445	0,002
230	0,153	0,004	312	0,444	0,002
232	0,190	0,003	314	0,447	0,004
234	0,231	0,001	316	0,446	0,002
236	0,279	0,003	318	0,446	0,004
238	0,305	0,001	320	0,441	0,001
240	0,342	0,001	322	0,443	0,003
242	0,375	0,004	324	0,440	0,001
244	0,399	0,004	326	0,442	0,002

Fonte: Autor

Tabela E.0.4 - Média dos valores de pressão durante experimento 03 (Parte 3).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
328	0,440	0,003	410	0,424	0,003
330	0,441	0,003	412	0,425	0,003
332	0,444	0,002	414	0,428	0,004
334	0,445	0,002	416	0,445	0,003
336	0,448	0,003	418	0,468	0,004
338	0,447	0,004	420	0,462	0,004
340	0,449	0,001	422	0,449	0,004
342	0,450	0,002	424	0,444	0,001
344	0,448	0,003	426	0,442	0,004
346	0,445	0,003	428	0,441	0,003
348	0,450	0,001	430	0,442	0,004
350	0,445	0,003	432	0,440	0,001
352	0,448	0,004	434	0,442	0,004
354	0,440	0,001	436	0,446	0,003
356	0,440	0,003	438	0,445	0,002
358	0,439	0,002	440	0,445	0,004
360	0,439	0,003	442	0,444	0,001
362	0,436	0,001	444	0,441	0,003
364	0,436	0,004	446	0,442	0,005
366	0,442	0,004	448	0,441	0,011
368	0,445	0,004	450	0,463	0,002
370	0,440	0,001	452	0,465	0,004
372	0,443	0,002	454	0,460	0,006
374	0,445	0,004	456	0,457	0,004
376	0,440	0,002	458	0,461	0,004
378	0,442	0,004	460	0,485	0,003
380	0,441	0,002	462	0,522	0,004
382	0,438	0,004	464	0,506	0,004
384	0,432	0,004	466	0,496	0,001
386	0,430	0,002	468	0,492	0,001
388	0,428	0,003	470	0,488	0,003
390	0,428	0,002	472	0,488	0,006
392	0,434	0,003	474	0,485	0,002
394	0,427	0,001	476	0,484	0,002
396	0,431	0,002	478	0,481	0,004
398	0,428	0,003	480	0,479	0,004
400	0,427	0,005	482	0,472	0,001
402	0,425	0,005	484	0,470	0,001
404	0,425	0,004	486	0,475	0,003
406	0,426	0,003	488	0,488	0,002
408	0,423	0,002			

Fonte: Autor.

**Tabela E.0.5** - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 03

Coleta	Vol. porosos injetados	Massa Inicial Tubo (g)	Massa Final Tubo (g)	Massa recuperada (g)	Massa Água (g)	Massa Óleo, (g)
-	0,00	-	-	-	-	-
BN3.1	0,25	15,2529	17,4249	2,1721	0,0309	2,1412
BN3.2	0,50	14,3732	18,0048	3,6316	2,1475	1,4841
BN3.3	0,75	14,5207	18,3241	3,8033	3,2542	0,5491
BN3.4	1,00	14,5125	18,3020	3,7895	3,4486	0,3409
BN3.5	1,25	14,5543	18,3868	3,8325	3,6251	0,2074
BN3.6	1,50	14,4727	18,1238	3,6511	3,4905	0,1607
BN3.7	1,75	14,4693	18,3745	3,9052	3,7726	0,1326
BN3.8	2,00	15,1175	18,9541	3,8366	3,7108	0,1258
BN3.9	2,25	14,3128	18,1667	3,8539	3,7128	0,1411
BN3.10	2,50	14,4933	19,0582	4,5648	4,4411	0,1237
BN3.11	2,75	14,2223	18,7692	4,5469	4,4347	0,1122
BN3.12	3,00	14,4595	18,9758	4,5163	4,4003	0,1160
BN3.13	3,25	15,1342	19,1445	4,0104	3,9092	0,1012
BN3.14	3,50	14,7450	16,9056	2,1606	2,0289	0,1318
BN3.15	3,75	14,7955	18,3147	3,5192	2,0717	1,4476
BN3.16	4,00	14,9916	18,9039	3,9123	3,1779	0,7344
BN3.17	4,25	14,9202	18,9131	3,9929	3,7808	0,2121
BN3.18	4,50	14,9377	18,7423	3,8046	3,5998	0,2049
BN3.19	4,75	14,5509	18,8015	4,2506	4,0292	0,2214
BN3.20	5,00	14,2944	18,3470	4,0526	3,8397	0,2129
BN3.21	5,25	14,1171	18,1665	4,0494	3,9329	0,1165
BN3.22	5,50	14,9022	19,0264	4,1242	4,0367	0,0876
BN3.23	5,75	14,5150	18,5354	4,0204	3,9669	0,0536
BN3.24	6,00	14,7477	18,7566	4,0090	3,9469	0,0621
BN3.25	6,25	14,8925	19,0063	4,1138	4,0237	0,0901
BN3.26	6,50	14,7632	18,7956	4,0324	3,9908	0,0416
BN3.27	6,75	14,9506	18,9756	4,0250	3,9978	0,0272
BN3.28	7,00	14,7344	18,8453	4,1108	4,0606	0,0502

Fonte: Autor.

**Tabela E.0.6** - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 03

Coleta	Vol. porosos injetados	Volume Óleo (mL)	Vol. Óleo Acum. (mL)	Volume Água (mL)	Vol. Água Acum. (mL)	Vol. Total Acum. (mL)
-	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BN3.1	0,25	2,519	2,519	0,031	0,031	2,550
BN3.2	0,50	1,746	4,265	2,154	2,185	6,450
BN3.3	0,75	0,646	4,911	3,264	5,449	10,360
BN3.4	1,00	0,401	5,312	3,459	8,908	14,220
BN3.5	1,25	0,244	5,556	3,636	12,544	18,100
BN3.6	1,50	0,189	5,745	3,501	16,045	21,790
BN3.7	1,75	0,156	5,901	3,784	19,829	25,730
BN3.8	2,00	0,148	6,049	3,722	23,551	29,600
BN3.9	2,25	0,166	6,215	3,724	27,275	33,490
BN3.10	2,50	0,145	6,361	4,455	31,730	38,090
BN3.11	2,75	0,132	6,493	4,448	36,178	42,670
BN3.12	3,00	0,137	6,629	4,414	40,591	47,220
BN3.13	3,25	0,119	6,748	3,921	44,512	51,260
BN3.14	3,50	0,155	6,903	2,035	46,547	53,450
BN3.15	3,75	1,703	8,606	2,077	48,624	57,230
BN3.16	4,00	0,864	9,470	3,186	51,810	61,280
BN3.17	4,25	0,250	9,720	3,791	55,601	65,320
BN3.18	4,50	0,241	9,961	3,609	59,210	69,170
BN3.19	4,75	0,261	10,221	4,040	63,249	73,470
BN3.20	5,00	0,251	10,472	3,850	67,099	77,570
BN3.21	5,25	0,137	10,609	3,943	71,042	81,650
BN3.22	5,50	0,103	10,712	4,047	75,089	85,800
BN3.23	5,75	0,063	10,775	3,977	79,066	89,840
BN3.24	6,00	0,073	10,848	3,957	83,023	93,870
BN3.25	6,25	0,106	10,954	4,034	87,057	98,010
BN3.26	6,50	0,049	11,003	4,001	91,058	102,060
BN3.27	6,75	0,032	11,035	4,008	95,066	106,100
BN3.28	7,00	0,059	11,094	4,071	99,137	110,230

Fonte: Autor.

**Tabela E.0.7** - Fator de recuperação para experimento 03

<b>Coleta</b>	<b>Vol. porosos injetados</b>	<b>Fator de Recuperação</b>
-	0,00	0,00%
BN3.1	0,25	16,00%
BN3.2	0,50	27,10%
BN3.3	0,75	31,20%
BN3.4	1,00	33,75%
BN3.5	1,25	35,30%
BN3.6	1,50	36,50%
BN3.7	1,75	37,49%
BN3.8	2,00	38,43%
BN3.9	2,25	39,49%
BN3.10	2,50	40,41%
BN3.11	2,75	41,25%
BN3.12	3,00	42,12%
BN3.13	3,25	42,87%
BN3.14	3,50	43,86%
BN3.15	3,75	54,68%
BN3.16	4,00	60,17%
BN3.17	4,25	61,75%
BN3.18	4,50	63,28%
BN3.19	4,75	64,94%
BN3.20	5,00	66,53%
BN3.21	5,25	67,40%
BN3.22	5,50	68,05%
BN3.23	5,75	68,45%
BN3.24	6,00	68,92%
BN3.25	6,25	69,59%
BN3.26	6,50	69,90%
BN3.27	6,75	70,11%
BN3.28	7,00	70,48%

Fonte: Autor.

## APÊNDICE F

### DADOS DO EXPERIMENTO DE RECUPERAÇÃO 04 – INJEÇÃO DE ÁGUA E SOLUÇÃO POLIMÉRICA AN945VHM (16 A $23 \times 10^6$ DALTON)

Inicialmente a rocha BN4 passou pelo ciclo de saturação de óleo conforme procedimento da Seção 3.5. Os dados de massa seca e massa saturada (após 6º ciclo) estão listados na Tabela F.0.1.

**Tabela F.0.1** - Dados da saturação com óleo: testemunho BN4

Medida	Massa seca (g)	Massa saturada (g)
1	144,8003	158,5735
2	144,8016	158,5527
3	144,8019	158,5300
<b>Média</b>	144,8013	155,5521
<b>Desvio padrão</b>	0,0009	0,0218

Fonte: Autor.

Com os dados do processo de saturação calcula-se a massa de óleo que satura o meio poroso como 13,7508 g. Adotando a massa específica do óleo como  $\rho_{\text{óleo}} = 0,85 \text{ g/cm}^3$  (conforme o fabricante), o volume de óleo que satura a rocha é de 16,1774  $\text{cm}^3$  de óleo. Da Tabela 9, o volume poroso do testemunho é de 16,59  $\text{cm}^3$ . Dividindo o volume de óleo que satura a rocha pelo volume poroso, a saturação é de 97,53%.

As Tabelas F.0.2, F.0.3 e F.0.4 trazem os dados das médias de pressão referentes ao experimento de recuperação 04.

Para calcular a massa de fluidos foi adotado  $\rho_w = 0,997 \text{ g/cm}^3$  e, a partir da coleta BN4.15,  $\rho_w = 0,997911 \text{ g/cm}^3$ . A Tabela F.0.5 traz os valores calculados de massa para cada coleta do experimento. A Tabela F.0.6 traz os dados calculados de volumes recuperados e acumulados. Com esses dados o volume inicial de óleo da rocha, o fator de recuperação foi calculado para cada coleta. Os dados estão listados na Tabela F.0.7.

**Tabela F.0.2** - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 1).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
0	0,000	0,000	82	0,032	0,001
2	0,058	0,003	84	0,032	0,003
4	0,078	0,004	86	0,028	0,003
6	0,070	0,002	88	0,030	0,002
8	0,144	0,003	90	0,029	0,001
10	0,131	0,002	92	0,028	0,003
12	0,122	0,002	94	0,029	0,002
14	0,105	0,003	96	0,028	0,003
16	0,088	0,001	98	0,028	0,003
18	0,076	0,004	100	0,027	0,001
20	0,069	0,004	102	0,029	0,004
22	0,066	0,001	104	0,029	0,001
24	0,060	0,003	106	0,029	0,002
26	0,056	0,001	108	0,029	0,001
28	0,053	0,005	110	0,028	0,001
30	0,049	0,006	112	0,029	0,001
32	0,046	0,003	114	0,031	0,004
34	0,046	0,004	116	0,028	0,003
36	0,044	0,003	118	0,031	0,003
38	0,041	0,003	120	0,026	0,002
40	0,038	0,003	122	0,027	0,002
42	0,042	0,003	124	0,028	0,002
44	0,037	0,004	126	0,029	0,003
46	0,043	0,002	128	0,030	0,001
48	0,040	0,004	130	0,028	0,001
50	0,040	0,001	132	0,028	0,002
52	0,038	0,002	134	0,029	0,003
54	0,038	0,003	136	0,027	0,004
56	0,036	0,004	138	0,030	0,001
58	0,033	0,001	140	0,027	0,003
60	0,032	0,001	142	0,027	0,003
62	0,031	0,004	144	0,029	0,003
64	0,034	0,003	146	0,027	0,003
66	0,032	0,003	148	0,027	0,001
68	0,031	0,003	150	0,028	0,002
70	0,032	0,001	152	0,027	0,003
72	0,034	0,002	154	0,026	0,003
74	0,029	0,001	156	0,025	0,004
76	0,030	0,001	158	0,029	0,004
78	0,032	0,001	160	0,027	0,004
80	0,031	0,003	162	0,028	0,003

Fonte: Autor.



**Tabela F.0.3** - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 2).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
164	0,025	0,001	246	0,276	0,003
166	0,026	0,004	248	0,284	0,001
168	0,027	0,002	250	0,300	0,004
170	0,027	0,001	252	0,312	0,004
172	0,026	0,003	254	0,320	0,004
174	0,027	0,004	256	0,332	0,003
176	0,027	0,004	258	0,340	0,003
178	0,025	0,004	260	0,351	0,002
180	0,025	0,003	262	0,358	0,002
182	0,027	0,002	264	0,365	0,001
184	0,027	0,001	266	0,371	0,001
186	0,027	0,001	268	0,377	0,001
188	0,027	0,004	270	0,381	0,004
190	0,026	0,004	272	0,385	0,002
192	0,025	0,001	274	0,387	0,004
194	0,027	0,003	276	0,388	0,003
196	0,027	0,003	278	0,390	0,004
198	0,027	0,002	280	0,387	0,001
200	0,026	0,001	282	0,386	0,002
202	0,014	0,004	284	0,384	0,001
204	0,020	0,004	286	0,387	0,002
206	0,023	0,004	288	0,387	0,001
208	0,025	0,004	290	0,386	0,003
210	0,021	0,004	292	0,387	0,004
212	0,027	0,005	294	0,385	0,004
214	0,034	0,003	296	0,385	0,001
216	0,043	0,003	298	0,384	0,004
218	0,057	0,005	300	0,387	0,005
220	0,068	0,003	302	0,386	0,002
222	0,084	0,003	304	0,386	0,004
224	0,100	0,004	306	0,384	0,003
226	0,114	0,004	308	0,385	0,002
228	0,131	0,004	310	0,383	0,003
230	0,148	0,005	312	0,384	0,001
232	0,165	0,004	314	0,380	0,001
234	0,187	0,003	316	0,379	0,001
236	0,198	0,003	318	0,379	0,004
238	0,213	0,003	320	0,379	0,005
240	0,231	0,003	322	0,377	0,003
242	0,244	0,006	324	0,372	0,003
244	0,261	0,001	326	0,375	0,002

Fonte: Autor

**Tabela F.0.4** - Média dos valores de pressão durante experimento 04 (Parte 3).

<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>	<b>Tempo (min)</b>	<b>Pressão (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Desvio padrão</b>
328	0,374	0,003	410	0,339	0,004
330	0,368	0,003	412	0,340	0,004
332	0,369	0,004	414	0,340	0,004
334	0,370	0,002	416	0,338	0,003
336	0,368	0,003	418	0,337	0,001
338	0,369	0,002	420	0,340	0,003
340	0,365	0,003	422	0,339	0,004
342	0,365	0,002	424	0,341	0,004
344	0,365	0,003	426	0,336	0,003
346	0,365	0,005	428	0,336	0,002
348	0,364	0,003	430	0,333	0,001
350	0,360	0,004	432	0,329	0,002
352	0,358	0,001	434	0,322	0,003
354	0,358	0,002	436	0,314	0,002
356	0,354	0,003	438	0,305	0,002
358	0,354	0,004	440	0,297	0,003
360	0,351	0,003	442	0,288	0,002
362	0,350	0,003	444	0,277	0,002
364	0,349	0,002	446	0,268	0,003
366	0,347	0,002	448	0,259	0,001
368	0,344	0,002	450	0,244	0,002
370	0,343	0,004	452	0,241	0,002
372	0,340	0,003	454	0,230	0,003
374	0,340	0,003	456	0,221	0,004
376	0,341	0,003	458	0,212	0,002
378	0,341	0,003	460	0,204	0,001
380	0,342	0,002	462	0,198	0,002
382	0,343	0,003	464	0,191	0,001
384	0,340	0,002	466	0,184	0,003
386	0,343	0,002			
388	0,343	0,001			
390	0,344	0,002			
392	0,344	0,002			
394	0,346	0,004			
396	0,345	0,003			
398	0,342	0,004			
400	0,346	0,002			
402	0,341	0,002			
404	0,340	0,003			
406	0,343	0,001			
408	0,342	0,003			

Fonte: Autor.

**Tabela F.0.5** - Dados de massa dos fluidos recuperados no experimento 04

Coleta	Vol. porosos injetados	Massa Inicial Tubo (g)	Massa Final Tubo (g)	Massa recuperada (g)	Massa Água (g)	Massa Óleo, (g)
-	0,00	-	-	-	-	-
BN4.1	0,25	14,5571	16,1283	1,5712	0,0489	1,5224
BN4.2	0,50	14,6016	17,7233	3,1217	1,3410	1,7808
BN4.3	0,75	14,4765	17,9913	3,5148	2,9117	0,6031
BN4.4	1,00	14,7913	18,3449	3,5537	3,1176	0,4361
BN4.5	1,25	14,9748	18,5112	3,5364	3,1156	0,4208
BN4.6	1,50	14,4094	17,9353	3,5259	3,3330	0,1930
BN4.7	1,75	14,8579	18,4726	3,6146	3,4735	0,1411
BN4.8	2,00	14,4401	18,2068	3,7668	3,6410	0,1258
BN4.9	2,25	14,4425	18,1870	3,7445	3,6047	0,1398
BN4.10	2,50	14,7883	18,5804	3,7920	3,6964	0,0956
BN4.11	2,75	15,1085	18,8988	3,7903	3,6849	0,1054
BN4.12	3,00	14,7740	18,5295	3,7555	3,6794	0,0761
BN4.13	3,25	15,4510	18,2856	2,8346	2,7373	0,0973
BN4.14	3,50	14,5397	16,6997	2,1600	2,0822	0,0778
BN4.15	3,75	14,9275	17,1802	2,2527	1,8362	0,4165
BN4.16	4,00	14,8994	17,6366	2,7372	1,4924	1,2448
BN4.17	4,25	14,7135	18,0283	3,3148	2,2353	1,0795
BN4.18	4,50	14,8465	18,6248	3,7782	3,3545	0,4237
BN4.19	4,75	14,7041	18,4912	3,7871	3,4717	0,3154
BN4.20	5,00	14,6778	18,5531	3,8753	3,6653	0,2100
BN4.21	5,25	14,5703	18,4646	3,8943	3,7936	0,1007
BN4.22	5,50	14,6481	18,5628	3,9147	3,8165	0,0982
BN4.23	5,75	15,0950	18,9251	3,8301	3,7621	0,0680
BN4.24	6,00	14,7735	18,5933	3,8198	3,7501	0,0697
BN4.25	6,25	14,9372	18,7789	3,8417	3,7831	0,0587
BN4.26	6,50	14,9731	19,0640	4,0909	4,0306	0,0604
BN4.27	6,75	14,7647	19,2138	4,4491	4,3828	0,0663
BN4.28	7,00	14,6553	19,3157	4,6604	4,6039	0,0565

Fonte: Autor.

**Tabela F.0.6** - Dados de volume dos fluidos recuperados no experimento 04

Coleta	Vol. porosos injetados	Volume Óleo (mL)	Vol. Óleo Acum. (mL)	Volume Água (mL)	Vol. Água Acum. (mL)	Vol. Total Acum. (mL)
-	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
BN4.1	0,25	1,791	1,791	0,049	0,049	1,840
BN4.2	0,50	2,095	3,886	1,345	1,394	5,280
BN4.3	0,75	0,710	4,596	2,921	4,315	8,910
BN4.4	1,00	0,513	5,109	3,127	7,442	12,550
BN4.5	1,25	0,495	5,604	3,125	10,567	16,170
BN4.6	1,50	0,227	5,831	3,343	13,910	19,740
BN4.7	1,75	0,166	5,997	3,484	17,394	23,390
BN4.8	2,00	0,148	6,145	3,652	21,046	27,190
BN4.9	2,25	0,165	6,309	3,616	24,661	30,970
BN4.10	2,50	0,113	6,422	3,708	28,369	34,790
BN4.11	2,75	0,124	6,546	3,696	32,065	38,610
BN4.12	3,00	0,089	6,635	3,691	35,755	42,390
BN4.13	3,25	0,115	6,750	2,746	38,501	45,250
BN4.14	3,50	0,092	6,841	2,089	40,589	47,430
BN4.15	3,75	0,490	7,331	1,840	42,429	49,760
BN4.16	4,00	1,465	8,796	1,496	43,925	52,720
BN4.17	4,25	1,270	10,066	2,240	46,165	56,230
BN4.18	4,50	0,499	10,564	3,362	49,526	60,090
BN4.19	4,75	0,371	10,935	3,479	53,005	63,940
BN4.20	5,00	0,247	11,182	3,673	56,678	67,860
BN4.21	5,25	0,119	11,301	3,802	60,480	71,780
BN4.22	5,50	0,116	11,416	3,825	64,304	75,720
BN4.23	5,75	0,080	11,496	3,770	68,074	79,570
BN4.24	6,00	0,082	11,578	3,758	71,832	83,410
BN4.25	6,25	0,069	11,647	3,791	75,623	87,270
BN4.26	6,50	0,071	11,718	4,039	79,662	91,380
BN4.27	6,75	0,078	11,796	4,392	84,054	95,850
BN4.28	7,00	0,066	11,863	4,614	88,668	100,530

Fonte: Autor.

**Tabela F.0.7** - Fator de recuperação para experimento 04

<b>Coleta</b>	<b>Vol. porosos injetados</b>	<b>Fator de Recuperação</b>
-	0,00	0,00%
BN4.1	0,25	11,07%
BN4.2	0,50	24,02%
BN4.3	0,75	28,41%
BN4.4	1,00	31,58%
BN4.5	1,25	34,64%
BN4.6	1,50	36,04%
BN4.7	1,75	37,07%
BN4.8	2,00	37,98%
BN4.9	2,25	39,00%
BN4.10	2,50	39,69%
BN4.11	2,75	40,46%
BN4.12	3,00	41,01%
BN4.13	3,25	41,72%
BN4.14	3,50	42,29%
BN4.15	3,75	45,32%
BN4.16	4,00	54,37%
BN4.17	4,25	62,22%
BN4.18	4,50	65,30%
BN4.19	4,75	67,59%
BN4.20	5,00	69,12%
BN4.21	5,25	69,85%
BN4.22	5,50	70,57%
BN4.23	5,75	71,06%
BN4.24	6,00	71,57%
BN4.25	6,25	72,00%
BN4.26	6,50	72,43%
BN4.27	6,75	72,92%
BN4.28	7,00	73,33%

Fonte: Autor.

## APÊNDICE G

### BANCADA DE TESTES: PROBLEMAS E ALTERNATIVAS PARA EXECUÇÃO DOS EXPERIMENTOS

A bancada de injeção em meios porosos utilizada para a execução dos experimentos de recuperação apresentou uma série de desafios para execução do trabalho proposto. Esses desafios surgiram em parte pelo *design* e elementos da própria bancada e em parte pela falta de manutenção adequada durante o período em que esteve instalada.

Este apêndice destina-se a resumir as principais informações dos problemas enfrentados e quais foram as alternativas para solucioná-los. Essas informações podem vir a ser úteis aos pesquisadores que derem sequência aos estudos na bancada.

O primeiro desafio surgiu nos primeiros testes preliminares de pressurização do *core holder*. Foi verificado que havia duas válvulas da bancada que estavam apresentando vazamento. Todas as válvulas possuem peças de vedação que com o uso precisam ser substituídas, não é diferente com as válvulas da bancada. Os itens são válvulas de agulha como a ilustrada na Figura G01. Esse modelo de válvula apresenta capacidade de pressão de 5000 psi com corpo construído em aço inoxidável. A válvula também apresenta sentido correto de fluxo, representado por uma seta gravada no seu corpo.

Quando o vazamento foi identificado, buscou-se representantes do fabricante da válvula, HOKE® e foram enviadas as válvulas danificadas para a empresa que fabricou a bancada, no município de Aracruz-ES, para avaliar se era possível sua recuperação. Essa manutenção não foi eficaz, pois as válvulas permaneceram com vazamento. Optou-se então pela compra de itens novos para a correta aplicação na bancada. Sugere-se que haja sempre, pelo menos uma válvula reserva em condições de uso para possíveis imprevistos. A necessidade desse componente é que uma válvula com vazamento compromete o funcionamento de toda a bancada.



Figura G01 - Válvula de agulha HOKE® utilizada na bancada. Fonte: Autor.

As conexões dos tubos e das válvulas são roscadas e metálicas. O efeito de vedação na conexão se dá pelo correto ajuste da parte roscada com a porca. Uma conexão executada de maneira incorreta danifica os fios de rosca e acaba por gerar um efeito cascata de danos. Assim é importante, sempre que possível, verificar o estado das roscas e evitar desmontagens desnecessárias. Uma das válvulas com vazamento apresentava danos também na conexão roscada.

Com relação aos transdutores de pressão da bancada, não houve problemas que viessem a comprometer seu funcionamento. Apesar disso, como são dispositivos de medição, é necessário proceder sua calibração. Também é possível ajustar o range de medição. O transdutor lê o sinal de pressão (entrada) e emite um sinal elétrico de 4 a 20 mA como resposta (saída). Esse sinal é proporcional ao range avaliado. Por exemplo, se o transdutor está ajustado para medir de 0 a 10 kgf/cm<sup>2</sup>, o sinal 0 pressão será de 4 mA e o sinal de 10 kgf/cm<sup>2</sup> será de 20 mA. Esse ajuste do range do equipamento é descrito no seu manual de operação. Ainda assim, é necessário algum dispositivo que gere o sinal de pressão calibrado como parâmetro de entrada para o ajuste. Esse procedimento pode ajudar no registro do sinal de pressão automaticamente, através de um Arduíno por exemplo. Neste trabalho não foi possível realizar essa tomada automática.

O principal equipamento da bancada é a bomba de microvazão Waters 515 HPLC (Figura G02). Esse equipamento é fundamental para os experimentos de injeção, pois é quem fornece o fluido que será injetado ou movimentará as células de transferência. Esse equipamento também foi o responsável pelos atrasos do cronograma de trabalho pois houve duas paradas devido a defeitos. Essas paradas somaram, ao todo, cerca de 5 meses de inatividade.



Figura G02 - Bomba de microvazão Waters 515 HPLC. Fonte: Autor.

A identificação do defeito se deu quando o tempo para enchimento do *core holder* passou a ser de duas vezes o tempo normal. Diversos testes foram realizados utilizando volumes e vazões variados, e foi constatado que a bomba não estava fornecendo a vazão pré ajustada. Foi realizado um contato com o fornecedor do equipamento e marcada uma manutenção preventiva do equipamento.

Nessa preventiva o técnico iniciou abrindo a carenagem do equipamento para verificar se havia algum tipo de vazamento do lubrificante da bomba. Esta etapa era a mais crítica pois se houvesse a confirmação do vazamento não seria possível reparar



o equipamento na universidade e o mesmo teria que ser enviado ao fornecedor. Felizmente não havia comprometimento das vedações como pode ser observado na Figura G03.

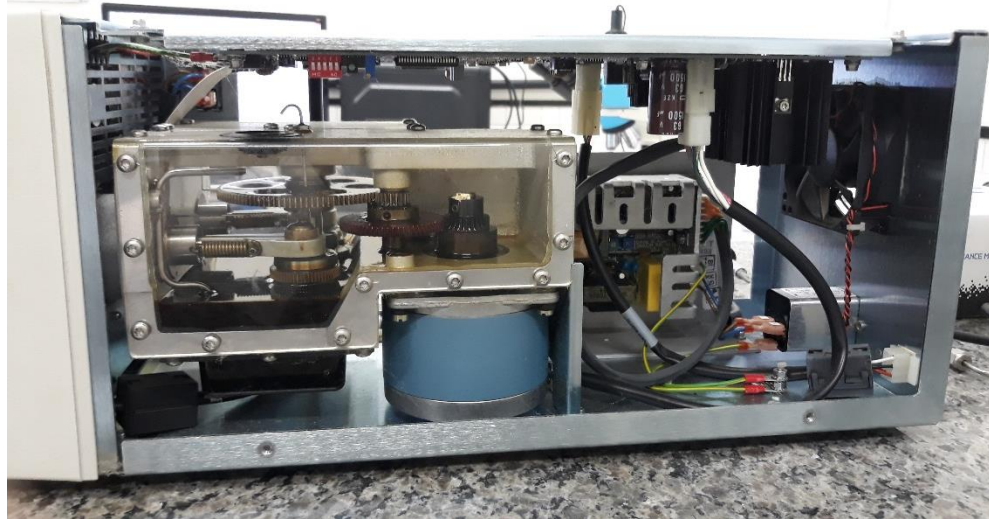


Figura G03 – Detalhe do interior da bomba. Fonte: Autor.

Posteriormente, foi iniciada a revisão do mecanismo de trabalho. Inicialmente, o técnico procedeu a desconexão dos tubos de condução do sistema e retirada das *check valves*. Para desconectar basta soltar os parafusos como a Figura G04. Após soltar as conexões é necessário retirar os alojamentos das *check valves* (Figura G05). Dentro dos quatro alojamentos indicados na figura estão posicionadas as válvulas.

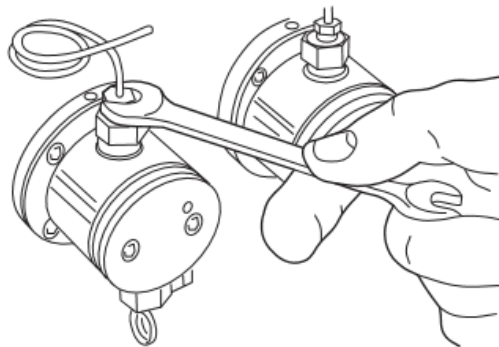


Figura G04 - Desmontagem das tubulações da bomba. Fonte: WATERS, [s. d.].

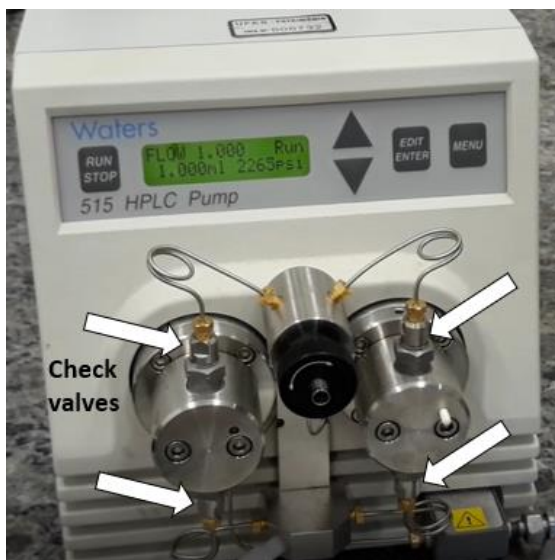


Figura G05 - Detalhe da bomba com indicação da posição das *check valves*. Fonte: Autor.

Após a etapa anterior, executa-se a retirada dos cabeçotes das seringas (Figura G06). Nesta etapa, verificou-se que um dos selos estava comprometido. Este componente realiza a vedação do sistema, impedindo o vazamento do fluido bombeado (Figura G07 e Figura G08).

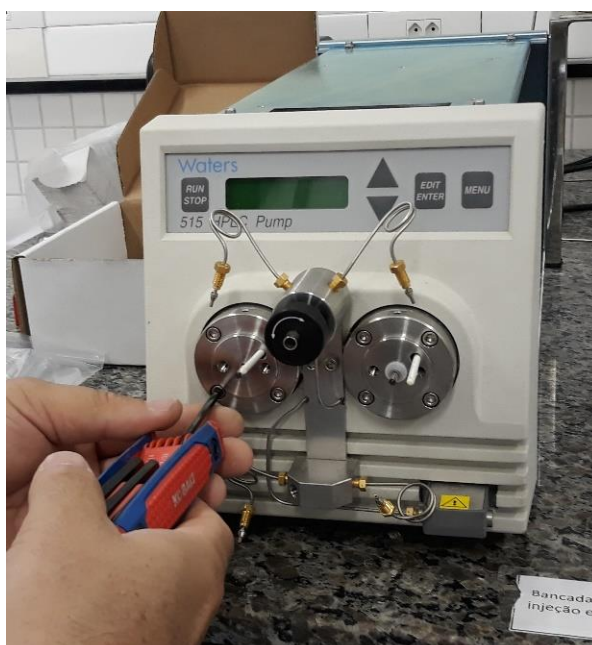


Figura G06 - Desmontagem dos cabeçotes da bomba. Fonte: Autor.

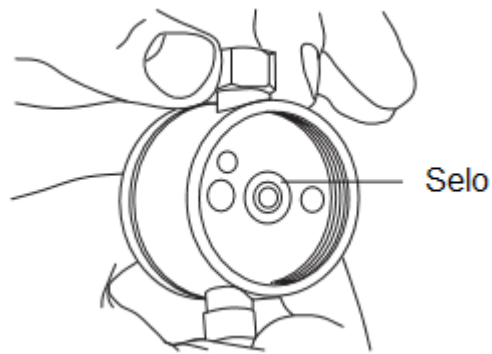


Figura G07 - Esquema do cabeçote da bomba com posição do selo. Fonte: WATERS, [s. d.].



Figura G08 - Cabeçote da bomba sem selo (esquerda) e com o selo posicionado (direita). Fonte: Autor.

Também foram retiradas as seringas de trabalho para que fossem substituídas. A Figura G09 mostra a bomba sem os cabeçotes. As setas indicam a posição das seringas. A Figura G10 ilustra a retirada das seringas. A Figura G11 ilustra as seringas do equipamento com seus componentes. Os selos dos cabeçotes e as seringas novas foram instaladas e o técnico procedeu pela montagem do equipamento. O técnico também substituiu as quatro *check valves* da bomba e constatou que duas delas, pelo menos, não estavam em condições operacionais adequadas. A verificação qualitativa do estado das válvulas se dá pelo ruído emitido quando chacoalhadas.

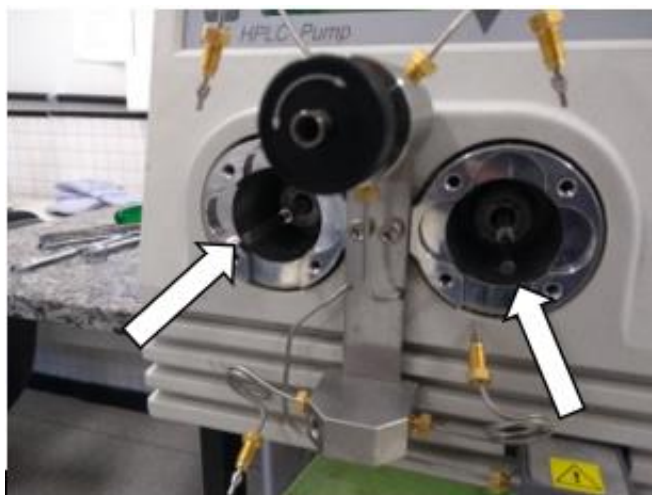


Figura G09 - Detalhe da bomba sem os cabeçotes. Fonte: Autor.

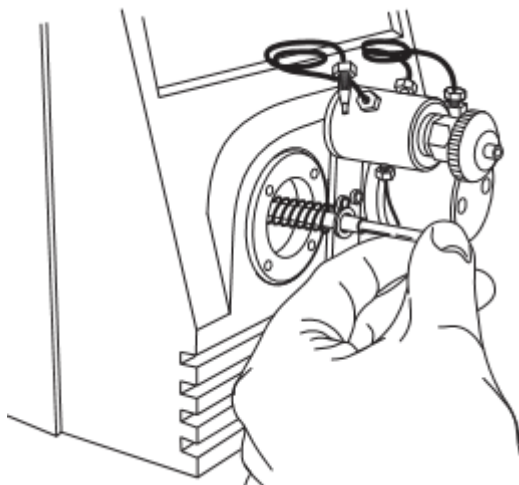


Figura G10 - Ilustração da retirada das seringas da bomba. Fonte: WATERS, [s. d.].

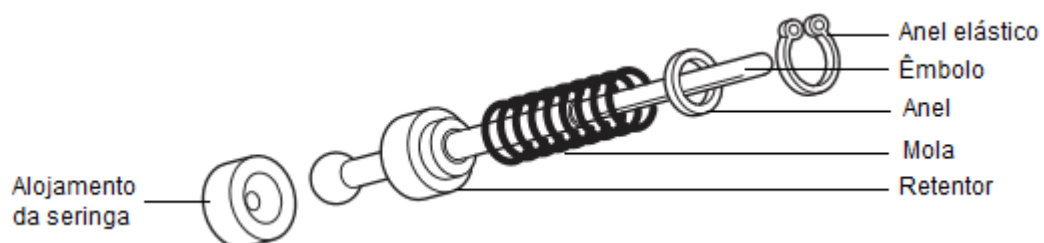


Figura G11 - Ilustração das seringas com seus componentes. Fonte: WATERS, [s. d.].

Segundo o parecer técnico, o motivo do problema de vazão estava relacionado com as *check valves*, que estavam permitindo a passagem do fluido bombeado quando deveriam estar vedadas, e pelo selo danificado. Estes defeitos, provavelmente, são em decorrência do tempo de uso sem a manutenção preventiva – pelo menos 8 anos – e pelo fluido de trabalho utilizado. Mesmo a água destilada pode favorecer o crescimento microbiológico e formação de um biofilme na superfície das esferas de vedação da válvula. O técnico sugeriu que se compre pelo menos um conjunto reserva de *check valves* e que fosse executada uma limpeza sempre antes de algum período em que a bomba permaneça desligada. Para a limpeza basta bombear uma solução de 20% de metanol por pelo menos 10 minutos.

Após a montagem o técnico procedeu os testes de calibração de vazão e pressão, tendo o equipamento apresentado desempenho esperado. Nesse momento o mantenedor encontrou uma segunda possível causa de problemas de vazão: A água utilizada na injeção possui muitos gases dissolvidos. Esses gases podem se desprender durante o bombeamento pela seringa e causar oscilações de pressão e de vazão. A sugestão foi utilizar um ultrassom para ajudar a separar os gases dissolvidos da água.

Após dois meses da primeira intervenção, a bomba apresentou o mesmo problema de vazão incorreta, novamente caracterizado pela demora no tempo de enchimento do *core holder*. As *check valves* foram retiradas e um procedimento de limpeza foi realizado. As válvulas foram colocadas em uma solução de metanol de 50% permanecendo por uma hora sob ação de ultrassom. (Esse procedimento também foi recomendado pelo especialista do fabricante). Após a limpeza, as válvulas foram reinstaladas, mas o problema se manteve. Novamente, o técnico foi chamado à universidade e constatou-se que o defeito era realmente nas *check valves*. Os componentes foram substituídos e a operação voltou ao normal. A nova recomendação do técnico foi manter o equipamento em funcionamento o máximo de tempo possível e a limpeza deveria ser realizada com um metanol mais puro, do tipo P.A. Além disso, o técnico instalou um restritor logo após a tubulação de saída da bomba. Esse restritor fornece uma pressão contrária ao bombeio. Segundo o técnico, esse dispositivo irá auxiliar, diminuindo a influência dos gases presentes dissolvidos na água bombeada. O profissional ainda explicou que os testes de vazão da bomba requerem essa pressão contrária.

Ressalta-se que os procedimentos de manutenção foram realizados por profissional do fornecedor da bomba. O autor não recomenda que seja feita nenhuma desmontagem no equipamento por alguém que não possua habilitação para tal. O equipamento é sensível e suas peças de reposição possuem alto custo. Assim, em caso de desvio na operação, indica-se contatar o fornecedor do equipamento.

O *core holder* também apresentou uma série de desafios para sua correta operação. Inicialmente é preciso verificar que as tampas roscadas precisam ser periodicamente lubrificadas com graxa grafitada. A graxa evita desgaste dos fios de rosca e atua como elemento de vedação para a água utilizada no confinamento das amostras. A Figura G12 mostra a posição das roscas do *core holder* desmontado.

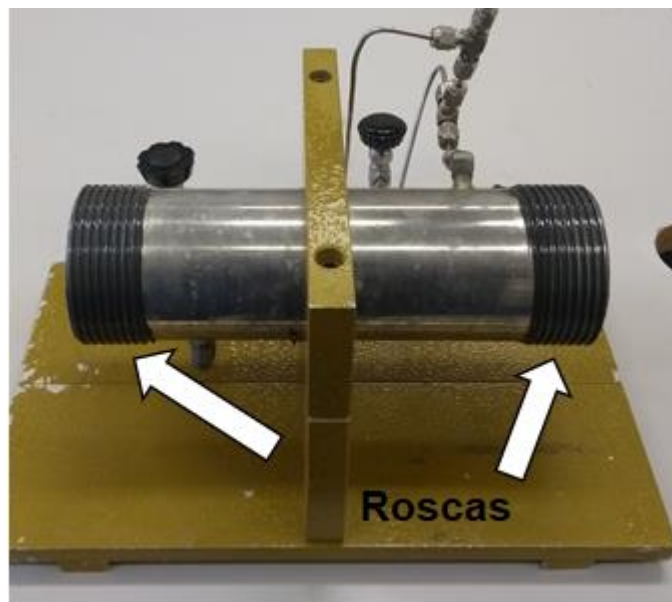


Figura G12 - *Core holder* desmontado com indicação das roscas. Fonte: Autor.

A graxa utilizada foi do tipo grafitada NLGI grau 2 da marca Molykote®. O lubrificante pode ser aplicado manualmente nas roscas. O excesso deve ser limpo com um papel toalha apenas para evitar sujar mãos e vestimentas. Atentar para não contaminar os testemunhos com a graxa.

Ao iniciar os testes preliminares, verificou-se que a pressão do *core holder* era instável. Durante a pressurização a pressão oscilava bastante. Por diversas vezes ocorreram vazamentos nas tampas roscadas. O sistema era desmontado e montado

repetidamente. Foi observado que todas os componentes do *core holder* possuem anéis de vedação. A hipótese que melhor explicou os defeitos é que devido ao tempo de trabalho do equipamento, as vedações se deterioraram e possivelmente não haviam sido substituídas. Procedeu-se então pela troca dos anéis. A substituição é simples, o anel antigo é retirado, o canal de alojamento limpo e novo é posicionado no sistema. Após as substituições não houve mais oscilação da pressão enquanto o sistema era pressurizado e nem vazamentos. As Figuras G13, G14 e G15 ilustram as posições das vedações dos componentes do *core holder*.

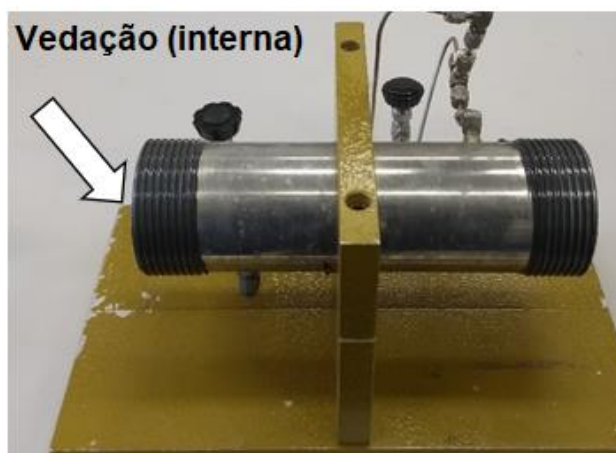


Figura G13 - *Core holder* desmontado com indicação da posição das vedações. Fonte: Autor.



Figura G14 - Tampas roscadas com indicação da posição das vedações. Fonte: Autor.

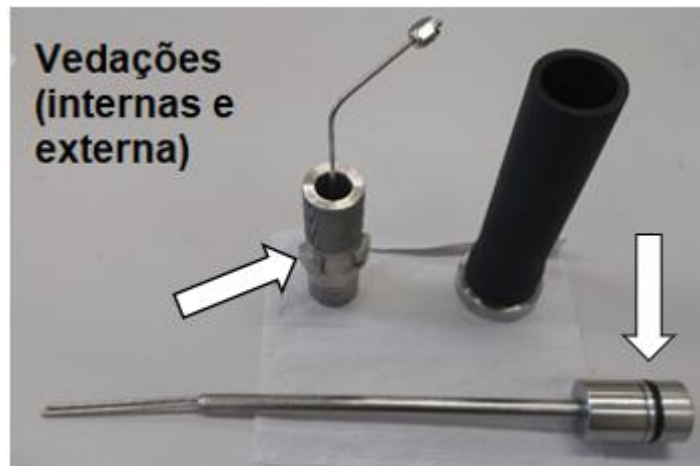


Figura G15 - Componentes internos do core holder com indicação das posições das vedações. Fonte: Autor.

Por último, mas não menos importante, também ocorreram problemas com a camisa de borracha do *core holder*. A camisa é fabricada em vitton e várias das existentes no laboratório possuem furos ou danos devido a ressecamento. É importante avaliar o contato de fornecedores que possam vir a suprir a demanda emergencial de uma nova camisa, pois não é simples encontrar comercialmente um sobressalente com as dimensões requeridas pela bancada. O principal cuidado é durante a montagem do sistema. Deve-se garantir que não haja grandes espaços entre as tampas de entrada e saída e a rocha. Esses espaços podem permitir danos na camisa durante a operação em altas pressões de confinamento. Para a camisa e os elementos de vedação, recomenda-se cuidado com o uso de solventes, quando necessário, pois eles podem ser agressivos aos materiais de fabricação.



## APÊNDICE H

### INCERTEZAS DE MEDIÇÃO

Todo estudo que envolve coleta e análise de dados experimentais envolve uma incerteza oriunda de diversos fatores como precisão do instrumento utilizado, habilidade da pessoa que realiza os experimentos, condições ambientais de realização, calibração entre outros.

As ações de repetibilidade dessas medições ajuda a estimar a incerteza envolvida e analisar qual a sua influência nos resultados do estudo. Ainda assim, nem sempre essas ações são exequíveis, ora pelo tempo envolvido para realização das mesmas, ora pela disponibilidade de recursos ou mesmo pela própria característica do experimento. Um exemplo disso são os experimentos de recuperação de óleo realizados nesse estudo pois ao deslocar a solução polimérica pelo meio poroso, ela tende a modificar a permeabilidade do testemunho. Um novo experimento realizado com o mesmo testemunho não teria características idênticas, ou seja, não haveria repetibilidade.

Com relação aos instrumentos utilizados neste estudo, estes possuem sua resolução mínima como um ponto de partida para a estimativa de erro. O paquímetro utilizado é da marca Insize® com escala de 0 a 150 mm e resolução de 0,05 mm. A balança analítica utilizada é da marca Shimadzu® com resolução de 0,0001 g.

Para a leitura dos volumes de fluidos, para o cálculo das massas específicas e para estimativa dos volumes produzidos nos experimentos de recuperação, foram utilizadas vidrarias. Um picnômetro de 25 mL e os tubos de centrífuga com escala de 0 a 15 mL e resolução de 0,3 mL. A leitura das vidrarias envolve uma variabilidade oriunda do próprio observador que pode ser afetada pela posição da lâmina de fluidos, pela escala do instrumento, iluminação entre outros fatores.

Para ilustrar a presença de incertezas na análise dos dados desse estudo foi elaborada a Figura H01. Cada quadro envolve uma etapa sequencial do estudo e as setas grandes indicam incertezas envolvidas. A incerteza global se manifesta na

determinação do fator de recuperação e cada uma das etapas anteriores influencia na sua determinação.

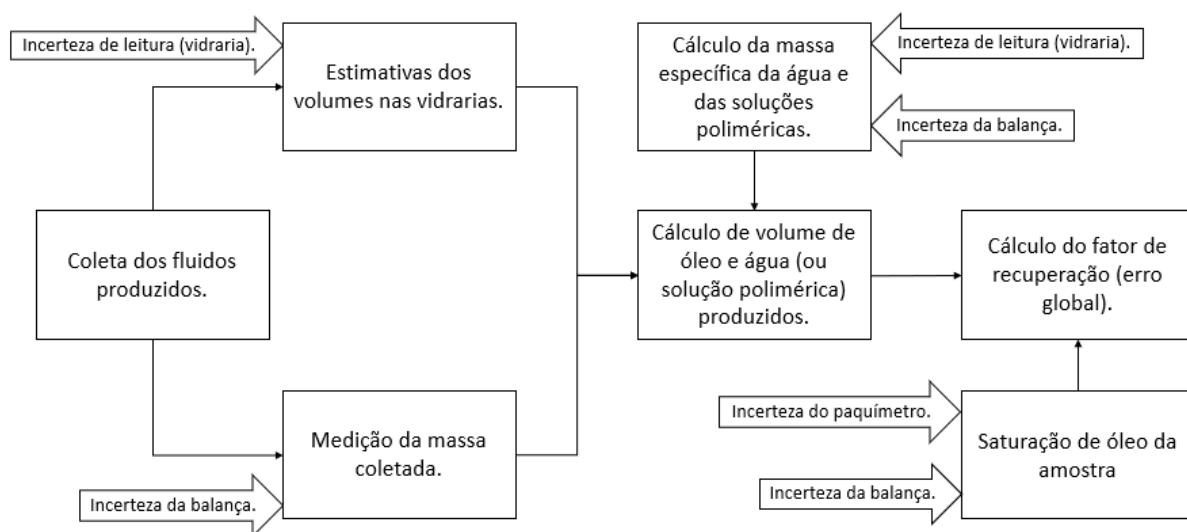


Figura H01. Diagrama de incertezas envolvidas na execução do presente estudo. Fonte: Autor.