



FELIPE ROBLES LOPES

# **ESTUDO EXPERIMENTAL DE DANO DE FORMAÇÃO EM MEIOS POROSOS**

CAMPINAS  
2012



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

FELIPE ROBLES LOPES

## **ESTUDO EXPERIMENTAL DE DANO DE FORMAÇÃO EM MEIOS POROSOS**

Orientadora: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Felipe Robles Lopes e orientada pela Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Rosângela", is written over a horizontal line.

Orientadora

CAMPINAS  
2012

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

L881e                   Lopes, Felipe Robles  
                          Estudo experimental de dano de formação em meios  
                          porosos / Felipe Robles Lopes. --Campinas, SP: [s.n.],  
                          2012.

                          Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.  
                          Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de  
                          Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

                          1. Polímeros. 2. Permeabilidade. 3. Materiais  
                          porosos. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes,  
                          1966-. II. Universidade Estadual de Campinas.  
                          Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Título em Inglês: Experimental study of formation damage in porous medium

Palavras-chave em Inglês: Polymer, Permeability, Porous materials

Área de concentração: Reservatório e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Osvaldo Vidal Trevisan, André Leibsohn Martins

Data da defesa: 14-12-2012

Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

## **ESTUDO EXPERIMENTAL DE DANO DE FORMAÇÃO EM MEIOS POROSOS**

Autor: Felipe Robles Lopes

Orientadora: Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Handwritten signature of Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.

\_\_\_\_\_  
Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente  
DEP/FEM/UNICAMP

Handwritten signature of Osvaldo Vidal Trevisan.

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan  
DEP/FEM/UNICAMP

Handwritten signature of André Leibsohn Martins.

\_\_\_\_\_  
Dr. André Leibsohn Martins  
PETROBRAS-RJ

Campinas, 14 de dezembro de 2012

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos pais José Robles Lopes e Eliana Robles Lopes que sempre me apoiaram em todas as decisões de minha vida.

A todos os familiares e amigos que me incentivaram e me deram forças para concluí-lo. A minha orientadora Rosangela que sempre me tratou com palavras de incentivo que sem dúvida foram fundamentais para chegar onde estou.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais, José e Eliana pelo suporte e acima de tudo por acreditarem no autor sempre.

Um agradecimento especial pela orientação da Profa. Dra. Rosangela Barros Zanoni Lopes Moreno. O autor fica extremamente grato pela confiança e apoio imensurável recebido desde o primeiro momento até a conclusão.

Ao Mestre José Euclides Bonet por sua cooperação, por suas sugestões e por compartilhar da sua imensa experiência em realizações experimentais.

Um agradecimento a todos os professores das disciplinas, pois foi através deles que o autor desenvolveu todo o conhecimento necessário para realizar este trabalho.

A todos os funcionários da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM), Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP), e do Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) que contribuíram para realização deste projeto.

Aos funcionários do laboratório de engenharia de Petróleo da Unicamp, Leandro Augusto Fernandez, Luiz Benedicto Pompeu Neto, e Wellington pela disposição na montagem do aparato experimental e acompanhamento dos testes, pelas inúmeras discussões e análises dos resultados. O autor também gostaria de fazer um agradecimento especial a sua futura esposa Isabela Panobianco pela compreensão e apoio em todos os momentos deste trabalho.

O autor gostaria de agradecer a Petrobras pelo suporte financeiro recebido neste projeto e ao Departamento de Engenharia de Petróleo por todo o suporte, os quais foram fundamentais para a realização deste projeto.

*“A imaginação é mais importante que a ciência,  
porque a ciência é limitada, ao passo que a  
imaginação abrange o mundo inteiro”*

*Albert Einstein*

## RESUMO

LOPES, Felipe Robles. Estudo Experimental de Dano de Formação em Meios Porosos. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 95 p. Dissertação de Mestrado.

A invasão de fluidos de perfuração e suas consequências na produção de petróleo são bem conhecidas e intensivamente discutidas por especialistas. Além disso, a comunidade científica tem buscado o entendimento dos mecanismos de invasão e do retorno de permeabilidade.

Este estudo estende investigações anteriores sobre análise de dano e inclui as etapas de invasão de fluido de perfuração e de fluxo reverso de óleo. Foram realizados testes de invasão de fluidos base-água, soluções de goma xantana e de poliacrilamida, à pressão constante, em amostras saturadas com óleo e água conata. Usando um porta-testemunho especial, perfis de saturação e de pressão foram monitorados durante a invasão e o fluxo reverso, permitindo a observação das características do processo de invasão e de remoção do dano de forma dinâmica.

A condição de saturação da amostra antes da invasão de polímero, óleo e água conata, permitiu melhorar a representatividade de um reservatório de petróleo. O monitoramento da pressão ao longo da direção de escoamento e varreduras de Raios-X combinados com o balanço de massa de fluidos injetados e produzidos permitiu observar o avanço do fluido invasor. Durante o fluxo reverso foi possível acompanhar dinamicamente a mudança de permeabilidade da região invadida.

As principais contribuições deste estudo referem-se à análise do retorno de permeabilidade devido à produção de óleo em uma região danificada pela invasão do fluido de perfuração, bem como a influência da presença de água conata nestes processos.

**Palavras-Chave:** Dano de formação, polímeros, retorno de permeabilidade, meio poroso.

## ABSTRACT

Lopes, Felipe Robles. Experimental Study of Fomation Damage in Porous Medium. Campinas, Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2012. 95p. Dissertation.

Invasion of drilling fluids and their effects on oil production are well known and has been extensively discussed by experts. Furthermore, the scientific community has invested a lot of effort into understanding the mechanisms of invasion and permeability restoration.

This study extends previous investigations and includes both invasion and back flow evaluation conditions. Test sample, initially at connate water condition, were submitted to constant pressure displacement. Using a special core holder, saturation and pressure profiles were monitored during overbalance pressure invasion and oil back flow. Monitored data has allowed observing the formation damage characteristics as well as cleaning dynamics.

In this work, polymer injection into the sample at residual water saturation has improved the reservoir representation. The pressures data, from the taps along the core, X-Ray data and also the mass balance allow the author to follow the invasive fluid going through the core. Additional insights about dynamic mechanisms were also discussed based on a large quantity of monitored data. During the back flow was possible to dynamically monitor the change of permeability of the invaded region.

The main contributions of this study are related to the analysis of the permeability restoration due to oil natural cleanup of the region damage by drill in fluid. The influence of connate water in this process was also important.

**Keywords:** Formation Damage, polymer, permeability restoration, porous medium.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>XXI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>XXIII</b>
<b>LISTA DE NOMENCLATURAS.....</b>	<b>XXV</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Aspectos Práticos e Econômicos .....	4
1.2. Objetivos .....	4
1.3. Organização do manuscrito.....	4
<b>2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS E LITERATURA.....</b>	<b>7</b>
2.1. Fluidos de Perfuração.....	7
2.1.1. Funções dos Fluidos de Perfuração .....	8
2.1.2. Fluidos de Perfuração do tipo Drill-in .....	9
2.2. Danos de Perfuração .....	9
2.2.1. Importância (Relevância) do Dano de Formação .....	10
2.2.2. Mecanismos de Danos de Formação .....	14
2.2.3. Outros Fatores intervenientes na formação do dano e na sua remoção... ..	18
2.3. Mobilidade e Razão de Mobilidade .....	21
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>23</b>
3.1. Condições de teste.....	23
3.2. Descrição do aparato experimental .....	24

3.2.1. Célula de Teste.....	25
3.2.2. Meio Poroso .....	25
3.2.3. Monitoramento da Pressão.....	25
3.2.4. Monitoramento da Vazão.....	26
3.3. Calibração dos sensores de pressão .....	27
3.4. Fluidos Utilizados .....	27
3.4.1. Fluidos Residentes .....	27
3.4.2. Fluido de perfuração (Invasor).....	28
3.5. Raios-X .....	29
3.6. Procedimento experimental.....	30
3.6.1. Descrição da Etapa I – Preparação e limpeza da amostra .....	32
3.6.2. Descrição Etapa II – Injeção de Água .....	34
3.6.3. Descrição Etapa III – Injeção de Óleo .....	35
3.6.4. Descrição Etapa IV – Injeção de Solução com polímero .....	35
3.6.5. Descrição Etapa V – Fluxo Reverso de Óleo .....	36
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>39</b>
4.1. Etapa I - Dimensões e características permo-porosas da amostra .....	39
4.2. Etapa II - Saturação da amostra com água.....	40
4.3. Etapa III - Deslocamento com óleo até a saturação de água conata .....	41
4.3.1. Injeção de óleo na amostra - Teste 1.....	42
4.3.2. Injeção de óleo na amostra - Teste 2.....	46
4.3.3. Injeção de óleo na amostra - Teste 3.....	50

4.4. Etapa IV - Injeção de Solução Polimérica .....	53
4.4.1. Injeção de solução polimérica na amostra - Teste 1 -Poliacrilamida .....	55
4.4.2. Injeção de solução polimérica na amostra - Teste 2 – Poliacrilamida.....	60
4.4.3. Injeção de solução polimérica na amostra – Teste 3 – Goma Xantana ...	66
4.5. Etapa V - Fluxo Reverso de Óleo .....	73
4.5.1. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 1 .....	74
4.5.2. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 2 .....	77
4.5.3. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 3 .....	80
4.6. Compilação de resultados dos Testes 1,2 e 3.....	83
<b>5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>87</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>89</b>
<b>APÊNDICE: INFLUÊNCIA DO SKIN .....</b>	<b>93</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Perfil de Saturação da Região Danificada (adaptado de AHMED, 2006).....	11
Figura 2-2 – Parâmetros para o cálculo de fator de skin de um modelo linear. ....	13
Figura 3-1 – Desenho Esquemático do Aparato Experimental .....	24
Figura 3-2 – Foto do Aparato Experimental.....	25
Figura 3-3 – Posição dos poços de observação. ....	26
Figura 3-4 – Reômetro Haake .....	28
Figura 3-5 – Protocolo de Teste .....	31
Figura 3-6 – Foto do Porosímetro .....	33
Figura 3-7 – Foto do Permeabilímetro .....	33
Figura 3-8 – Posição dos transdutores durante o fluxo reverso.....	36
Figura 4-1– Volumes acumulados, injetado e produzido, durante injeção de óleo - Teste 1.....	42
Figura 4-2 – Raio-X durante a drenagem – Teste 1 .....	43
Figura 4-3 – Registro de pressões durante a drenagem - Teste 1 .....	43
Figura 4-4 – Volumes acumulados, injetado e produzido, durante injeção de óleo - Teste 2.....	46
Figura 4-5 – Raios-X durante a injeção de óleo no Teste 2. ....	47
Figura 4-6 – Registro de pressão durante a injeção de óleo do Teste 2. ....	47
Figura 4-7 – Volumes acumulados injetado e produzido durante a injeção de óleo - Teste 3.....	50
Figura 4-8 – Raios-X durante a injeção de óleo no Teste 3 .....	51
Figura 4-9 – Registro de pressão de durante a injeção de óleo no Teste 3.....	51
Figura 4-10 – Posições dos transdutores de pressão na amostra durante a Etapa IV .....	54
Figura 4-11 – Histórico de volume de óleo deslocado devido à injeção/invasão de solução polimérica – Teste 1 .....	55
Figura 4-12 – Registro de pressão durante a injeção de Polímero do Teste 1.....	56
Figura 4-13 – Perfil da pressão em diversos instantes durante a injeção de polímero do Teste 1	57
Figura 4-14 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida - Teste 1 .....	59
Figura 4-15 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão na amostra Teste 1 .....	59
Figura 4-16 – Perfil de mobilidade ao óleo – Teste 1 .....	60
Figura 4-17– Curva de produção em função do tempo – Teste 2. ....	61

Figura 4-18 – Registro de pressão do Teste 2 – Injeção de poliacrilamida.....	62
Figura 4-19 – Pressões dos transdutores em função da distância – Teste 2.....	63
Figura 4-20 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida para a amostra - Teste 2...	65
Figura 4-21 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão na amostra - Teste 2.....	65
Figura 4-22 – Gráfico de mobilidade –Teste 2.....	66
Figura 4-23 – Volume produzido durante a injeção de polímero.....	67
Figura 4-24 – Registros dos transdutores de pressão do teste 3.....	68
Figura 4-25 – Perfil da pressão em diversos tempos no teste 3.....	69
Figura 4-26 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida- Teste 3.....	71
Figura 4-27 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão- Teste 3.....	71
Figura 4-28 – Mobilidade utilizando os diferenciais de pressão mostrados no gráfico.....	72
Figura 4-29 – Posições dos transdutores durante o fluxo reverso.....	74
Figura 4-30 – RP durante o fluxo reverso - Poliacrilamida.....	76
Figura 4-31 – Curva de produção acumulada – Fluxo rereverso do Teste 1.....	77
Figura 4-32 – Curva de vazão – Fluxo Reverso – Teste 1.....	77
Figura 4-33 – Fluxo reverso – Poliacrilamida.....	79
Figura 4-34 – Curva de produção no fluxo reverso – Teste 2.....	80
Figura 4-35 – Fluxo Reverso – Goma Xantana - Teste 3.....	82
Figura 4-36 – Produção acumulada teste 3.....	82
Figura 4-37 – Comportamento de vazão do teste 3.....	83
Figura 4-38 Comparação entre os três testes durante o Fluxo reverso.....	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1 – Porosidade e permeabilidade absoluta nos Testes 1, 2 e 3 (Etapa I).....	39
Tabela 4-2 – Permeabilidade absoluta à água nos Testes 1, 2 e 3 (Etapa I).....	41
Tabela 4-3 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 1) ..	44
Tabela 4-4 – Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata, por trechos - Teste 1	45
Tabela 4-5 – Permeabilidades efetivas ao óleo para diferentes trechos da amostra.....	48
Tabela 4-6 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 2) ..	49
Tabela 4-7 – Valores de permeabilidade efetiva ao óleo em diferentes trechos da amostra.....	52
Tabela 4-8 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 3) ..	53
Tabela 4-9 – Pressão dos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um.	56
Tabela 4-10 – Saturações médias na zona invadida – Teste 1.....	57
Tabela 4-11 – Razão de produtividade na zona invadida – Teste 1. ....	58
Tabela 4-12 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 1 .....	58
Tabela 4-13 – Estimativa de profundidade de invasão e cálculos de mobilidades média.....	59
Tabela 4-14 – Pressão nos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um.	62
Tabela 4-15 – Dados da zona invadida – Teste 2.....	63
Tabela 4-16 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 2 .....	64
Tabela 4-17 – Estimativa de profundidade de invasão e cálculo de mobilidade média – Teste 2	65
Tabela 4-18 – Pressão nos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um	68
Tabela 4-19 – Dados da zona invadida – Teste 3.....	69
Tabela 4-20 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 3 .....	70
Tabela 4-21 – Profundidade de invasão e cálculo de mobilidade média – Teste 3.....	71
Tabela 4-22 – Valores de Mobilidade do óleo antes e depois da injeção de polímero .....	75
Tabela 4-23 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 1.....	75
Tabela 4-24 – Valores de Mobilidade do óleo antes e depois da injeção de polímero .....	78
Tabela 4-25 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 2.....	79
Tabela 4-26 – Mobilidades de óleo no início e no fim – Teste 3 .....	81
Tabela 4-27 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 3.....	81
Tabela 4-28 – Compilação de resultados para os Testes 1, 2 e 3 .....	84

## LISTA DE NOMENCLATURAS

### Letras Latinas

		[m]
A	Área da face da amostra	[cm <sup>2</sup> ]
L	Comprimento da amostra	[cm]
L <sub>skin</sub>	Comprimento da região invadida	[cm]
d	Diâmetro da amostra	[cm]
k <sub>o</sub>	Permeabilidade efetiva ao óleo	[mD]
k <sub>w,abs</sub>	Permeabilidade Absoluta a água	[mD]
k <sub>g</sub>	Permeabilidade ao Nitrogênio	[mD]
k <sub>skin</sub>	Permeabilidade na região invadida	[mD]
S <sub>wi</sub>	Saturação residual ou Saturação de água Conata	-
S <sub>o</sub>	Saturação ao óleo	-
V <sub>total</sub>	Volume da Amostra	[cm <sup>3</sup> ]
V <sub>p</sub>	Volume Poroso	[cm <sup>3</sup> ]
V <sub>porosimetro</sub>	Volume indicado no porosimetro	[cm <sup>3</sup> ]
V <sub>morto</sub>	Volume nos conduites	[cm <sup>3</sup> ]
c	Altura da coluna de mercúrio	[cm]
Q	Vazão de saída no permeabilímetro	[cc/s]
$\bar{q}$	Vazão média	[cc/s]
h <sub>w</sub>	Altura da coluna de água	[cm]
M	Razão de Mobilidade	-
Q <sub>o</sub>	Vazão de óleo	[cc/s]

---

### Letras Gregas

μ <sub>o</sub>	Viscosidade do óleo	[cp]
μ <sub>w</sub>	Viscosidade da água	[cp]
φ	Porosidade da amostra	
λ <sub>o</sub>	Mobilidade ao óleo	[mD/cp]
λ <sub>w</sub>	Mobilidade à água	[mD/cp]

### Abreviações

IP	Índice de Produtividade
RP	Razão de Produtividade
EOR	Enhanced Oil Recovery
VP	Volume Poroso

---

VPI	Volume Poroso Invadido
-----	------------------------

### Siglas

DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
CEPETRO	Centro de Pesquisa e Engenharia de Petróleo
PHPA	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada

# 1. INTRODUÇÃO

Durante as várias operações no campo - perfuração, completação, produção e estimulação - existe a possibilidade de ocorrência de dano à formação. O fluido pode invadir o meio poroso e, através de interações físico-químicas, reduzir a capacidade de produção/injeção do poço. Este fenômeno é conhecido como dano de formação, pois altera as características naturais do reservatório e/ou dos fluidos, modificando o modo como os hidrocarbonetos escoam através do meio poroso.

Minimizar os danos em um reservatório tornou-se uma questão importante durante a perfuração. Isto devido à necessidade de redução de custos de produção, bem como de aumento da produtividade dos poços.

Com ênfase no aumento da área contatada, o uso de poços horizontais tem crescido já que a produtividade de um poço horizontal é cerca de 2 a 5 vezes maior do que a de um poço vertical ou inclinado, principalmente em casos em que a espessura do reservatório não é tão grande (JILANI et al. 2002). Todavia, algumas vezes, o desempenho de um poço horizontal é desapontador devido ao dano de formação causado pela perfuração. Este dano pode ocorrer ao longo de todo o comprimento do poço ou em intervalos discretos com diferentes graus, dependendo das condições de perfuração e mudanças na litologia ao longo do poço.

A maioria dos poços de petróleo são perfurados por meio de uma operação sobre-balanceada, na qual a pressão dentro do poço é maior do que a pressão de poro do reservatório. Esta condição é usada para prevenir a invasão de fluidos da formação para o poço, que podem provocar uma perda de controle do mesmo. Em contrapartida, esta pressão sobre-balanceada promove a invasão dos fluidos de perfuração no reservatório, causando uma alteração na distribuição de saturação de fluidos no espaço poroso da região invadida. O tempo de contato entre o fluido de perfuração e a zona produtora também é importante, uma vez que algumas operações, tais como poços horizontais ou com geometrias complexas, caracterizam-se por um tempo de contato longo. Por todas estas razões, os fluidos de perfuração devem ser construídos com propriedades específicas para minimizar o dano à formação (AUDIBERT et al. 1999).

Outro aspecto a se destacar, refere-se à limpeza natural do dano. Como o diferencial de pressão para produção é, em geral, muito menor para um poço horizontal do que para um poço vertical ou inclinado, operações de limpeza para a quebra do reboco do fluido de perfuração e para a remoção de material invasor são muito menos efetivas para estes poços. Experiências de campo indicam que na maioria dos casos, a produção de poços horizontais não ocorre com a eficiência prevista, parcialmente devido a danos de formação. Em um caso particular, apenas 5-10% do total do comprimento do poço contribuía para o escoamento (AUDIBERT et al 1999).

As interações entre o fluido invasor e a rocha podem resultar em uma redução da permeabilidade original. O dano causado pode ser irreversível prejudicando a produtividade do poço. Assim sendo, minimizar a invasão de fluidos é o foco principal durante uma operação de perfuração.

Segundo NAVARRETE et al (2000), o controle de invasão de fluidos para a formação é obtido através de dois mecanismos básicos:

1. Aumento da viscosidade do fluido devido à alta concentração de polímero ou à reticulação de polímeros.
2. Desenvolvimento de um reboco externo e/ou interno usando aditivos para controle de filtração (amido,  $\text{CaCO}_3$ , mica, resina de óleo solúvel, etc.) de forma a bloquear as gargantas de poro do meio poroso.

Quando a broca entra em contato com o reservatório, e enquanto não existe nenhum reboco protegendo as paredes da formação, ocorre invasão de fluido, sendo este fenômeno conhecido como *spurt loss*. Durante este período, partículas começam a se depositar no meio poroso formando um reboco interno e depois começam a formar um fino reboco externo que por sua vez controla a taxa de invasão. Depois disso, o reboco interno e o reboco externo estão completos e nenhuma partícula externa adentra o reservatório (DING e RENARD, 2003). Para minimizar o dano à formação causado pelo fluido de perfuração, estes rebocos devem ser formados o mais rápido possível, de forma a diminuir a quantidade de filtrado e conseqüentemente a profundidade de invasão. O fluido também deve ser compatível com a formação de modo que não provoque danos devido a interações químicas entre o mesmo e a rocha ou com os fluidos da formação.

A invasão de filtrado e de sólidos para dentro da formação e a interação entre os fluidos invasores e os fluidos da formação, ou mesmo com a própria rocha, podem danificar a formação

por diferentes maneiras, reduzindo a produtividade do poço. Em geral existem três causas de dano de formação que são física, química e por bactérias (GHOFRANI e ALABOUDI, 1992).

Fisicamente, a formação pode ser danificada por: (a) invasão de sólidos de fluido de perfuração com bloqueio das gargantas de poros (b) bloqueio de capilares devido à adsorção de polímeros invasores e também (c) bloqueio por água, emulsão ou gás.

Quimicamente, a formação pode ser danificada devido a reações entre o filtrado e o conteúdo do poro ou com os materiais da rocha. Inchamento ou dispersão de argila, reações de precipitação, bem como solução de sais e minerais da rocha podem ocorrer.

A formação pode ser danificada ainda pelo bloqueio de poros causado por colônias de bactérias e produtos precipitados por elas.

O desenvolvimento de fluidos que aumentem a eficiência destas operações é de extrema importância para a indústria do petróleo.

Segundo MANDAL et. al (2006), foram perfurados vários poços na região norte de Cambey Basin utilizando NDDF *Nondamaging drilling fluids* e os resultados foram comparados com dados provenientes de poços perfurados com fluidos de perfuração convencionais. Os resultados generalizados incluíram as seguintes observações: nenhum dos poços teve complicações; as completações ocorreram dentro do prazo estipulado; os poços apresentaram uma melhora na qualidade dos dados de perfilagem; os poços foram ativados instantaneamente sem a aplicação de compressor. Os poços apresentaram um aumento considerável na produção inicial de óleo.

O problema relacionado com o dano de formação é conhecido pela comunidade científica há muitos anos. Para compreender a importância deste fenômeno pode-se representar o problema poço-reservatório através de um escoamento radial entre dois cilindros concêntricos um (o reservatório) com a permeabilidade original e outro (a zona danificada) com a permeabilidade alterada. A alteração da permeabilidade em uma região ao redor do poço devida à invasão de fluidos externos pode ter um impacto direto na produtividade do poço. Portanto, existe a necessidade e um interesse muito grande das empresas em compreender os fenômenos que ocorrem nesta região ao redor de um poço de petróleo.

## **1.1. Aspectos Práticos e Econômicos**

Durante muitos anos quando o custo do óleo era extremamente baixo, o dano na produtividade era amplamente ignorado e a ênfase era colocada em minimizar os custos de perfuração ao invés de maximizar a produtividade. Desde o advento da crise energética, a prevenção a danos de formação e a maximização da produtividade dos poços tem sido prioridade, não apenas para operações convencionais, mas também para otimização de recuperação de óleo melhorada (EOR – Enhanced oil Recovery) (KRUEGER, 1986). Em uma operação de EOR se a produtividade ou injetividade do poço é danificada, as eficiências de varrido e de recuperação são prejudicadas também.

Uma vez que reparar danos de formação usualmente caracteriza-se por um custo elevado e ainda apresenta um alto grau de dificuldade, a melhor opção é evitá-lo. Para alcançar esta meta, o processo completo que inclui perfuração, completação e produção, precisa ser visto como um todo. O objetivo é fazer um planejamento para aperfeiçoar todas as etapas e assim diminuir o dano de formação, pois se uma das etapas não for bem sucedida ela pode prejudicar todo o projeto.

## **1.2. Objetivos**

O principal objetivo deste trabalho é avaliar o potencial para estudos de danos de formação de um porta-testemunho com tomadas de pressão ao longo da direção de escoamento, bem como avaliar o retorno de permeabilidade da região invadida. Será dada ênfase à descrição do aparato experimental e à melhoria de representatividade do problema em estudo com a presença da água conata na amostra como condição inicial.

Este trabalho também visa apresentar os principais mecanismos de dano de formação envolvidos nas operações de perfuração de um poço, a partir das avaliações sobre a profundidade de invasão e o retorno de permeabilidade para dois tipos de fluido: um dos fluidos contendo Goma Xantana e o outro contendo Poliacrilamida.

## **1.3. Organização do manuscrito**

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos básicos envolvidos no problema de dano de formação. São discutidos os principais tipos de dano de formação encontrados na literatura dando

enfoque principal aos danos causados pelos fluidos de perfuração. São discutidos modelos que mostram a influência do dano de formação no escoamento de fluidos através de meios porosos. São apresentados também os conceitos relacionados à análise da saturação no meio poroso usando-se varredura de Raios-X.

No Capítulo 3, resume-se toda a metodologia utilizada nos experimentos. O aparato experimental foi projetado para viabilizar o registro de pressão ao longo da amostra durante o escoamento dos fluidos através do meio poroso e assim possibilitar a avaliação do perfil de pressão, ou seja, a queda de pressão em função da distância da face de invasão durante os testes.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados e as discussões dos ensaios de laboratórios. Estes resultados estão divididos em três testes, sendo dois realizados com uma solução de Poliacrilamida (PHPA) e o outro com uma solução de Goma Xantana.

E por fim, no Capítulo 5 são sumarizadas as conclusões deste trabalho, bem como as recomendações e sugestões para trabalhos futuros.



## **2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS E LITERATURA**

### **2.1. Fluidos de Perfuração**

Fluido de perfuração é qualquer tipo de fluido usado durante uma operação de perfuração na qual o fluido é circulado ou bombeado da superfície, passa através da broca e retorna para a superfície através do espaço anular entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. Tradicionalmente os fluidos de perfuração são classificados em três categorias de acordo com o fluido-base usado na sua preparação, sendo elas (DARLEY, 1988):

- Base água: Partículas sólidas são suspensas em água. Óleo pode ser emulsificado na água e neste caso a água é chamada de fase contínua.
- Base óleo: Partículas sólidas são suspensas no óleo. Água é emulsificada no óleo, isto é, o óleo é a fase contínua.
- Base gás: Os cascalhos são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural.

Na maioria das operações de perfuração, são usados fluidos base-água. Em cerca de 5 a 10 por cento usa-se fluido base-óleo e em uma porcentagem muito menor, são utilizados fluido base-ar (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

O sucesso de um poço de petróleo e o seu custo dependem de um modo considerável das propriedades do fluido de perfuração. O custo do fluido de perfuração por ele mesmo não é tão expressivo se comparado com o preço total de execução de um poço, mas a escolha do tipo de fluido adequado apresenta certa influência nos custos envolvidos. Como exemplos de situações que podem ocorrer durante uma perfuração, pode-se citar o número dias que a sonda fica na plataforma, dependendo da taxa de penetração, da perda de circulação ou de ocorrências de prisão de broca. Estes problemas, entre outros, podem ser evitados ou diminuídos com a escolha adequada do tipo de fluido de perfuração. Além disso, é reconhecido que o fluido de perfuração pode alterar as características da formação ao redor do poço e conseqüentemente a produtividade do mesmo.

Um fluido de perfuração ideal para o controle de dano de formação deve ser compatível com a rocha e com o fluido do reservatório, e formar um reboco fino de boa qualidade com baixa perda de circulação.

O uso de agente tamponante adequado parece ser uma boa estratégia para aumentar a qualidade do reboco. A chave para o sucesso na formação de um bom reboco é selecionar o tamanho do agente tamponante adequadamente, de acordo com o tamanho médio de poros da formação.

A seleção de um fluido de perfuração também depende da profundidade do poço, que deve ser levada em consideração, de forma a permitir a antecipação de dificuldades durante a perfuração, bem como o custo dos fluidos. Avaliadas as características técnicas, a escolha final de qualquer fluido de perfuração inclui uma decisão econômica relacionada ao preço dos fluidos e da perfuração do poço. (BARNA e PATTON, 1972).

### **2.1.1. Funções dos Fluidos de Perfuração**

O fluido de perfuração precisa desempenhar diversas funções importantes. Historicamente a primeira função do fluido era remover os cascalhos formados no fundo do poço para evitar a formação de um reboco espesso e para facilitar a perfuração. Mas além destas, outras funções precisam ser desempenhadas pelos fluidos, tais como:

- Controlar a pressão da formação e manter a estabilidade do poço;
- Lubrificar e limpar a broca;
- Formar um reboco fino de baixa permeabilidade para selar os poros e outras aberturas na formação;
- Transmitir energia hidráulica para a broca;
- Prevenir o influxo de fluidos: óleo, gás, ou água;
- Ajudar na coleta e interpretação de informações disponíveis nos cascalhos, testemunhos e perfilagens;
- Minimizar o dano de formação;
- Controlar a corrosão;
- Facilitar a cimentação e a completação;
- Inibir a formação de hidratos;

- Minimizar o impacto ao meio ambiente;

### **2.1.2. Fluidos de Perfuração do tipo Drill-in**

Estes fluidos são usados para fazer a perfuração do reservatório. Eles possuem as mesmas funções citadas no item anterior, porém, uma vez que a região do reservatório é a de maior interesse durante a perfuração, as características do reservatório também devem ser consideradas na formulação do fluido, focando-se na minimização do dano de formação.

Segundo JIAENIAN et al (1996), através de estudos de dano de formação em poços horizontais perfurados em Shengli e Dagang (leste da China), pode-se observar a alta relevância na produtividade dos poços em arenitos de baixa permeabilidade (menor que 80 mD).

Testes de deslocamento realizados com testemunhos amostrados da mesma formação possibilitaram comparar a permeabilidade inicial com a permeabilidade recuperada depois do escoamento dos fluidos de perfuração. Com isso três fluidos que forneciam uma excelente proteção para a formação, juntamente com outros requisitos de desempenho, foram selecionados e aplicados na perfuração de trinta e três poços. Os resultados mostraram que os poços horizontais perfurados com os fluidos adequados possuíam uma taxa de 3 a 5 vezes maior do que o poço vertical adjacente.

Os resultados mostraram que é possível controlar danos de formação

## **2.2. Danos de Perfuração**

Durante a perfuração de um poço de petróleo, o fluido de perfuração é circulado e sua densidade é ajustada para que a pressão no fundo do poço seja superior à pressão de poro da formação, a fim de evitar que os fluidos do reservatório invadam o poço de maneira indesejada. Como resultado deste diferencial de pressão positivo, parte deste fluido invade a formação, e sólidos presentes no fluido acabam formando um reboco na região ao redor do poço. Os sólidos presentes, quando estão no tamanho adequado, formam este reboco rapidamente, permitindo a passagem apenas de líquido (filtrado) para dentro da formação. Uma vez que o reboco está formado, o escoamento de fluidos para dentro no meio poroso é determinado pela permeabilidade do reboco (COMMITTE et al. 2005).

FERGUNSON et al (1953) citam que, desde 1933, a indústria de petróleo tem feito grandes esforços para a determinação do volume de filtrado que invade a região ao redor do poço e tem investigado maneiras para reduzir este volume.

Algumas das razões pelas quais a indústria precisa determinar o volume de filtrado são:

- Se o filtrado danifica a permeabilidade da rocha ao petróleo (óleo ou gás), o dano resultante na produtividade do petróleo dependerá da profundidade de invasão do filtrado. Assim sendo, a redução de invasão de filtrado deve contribuir para uma menor perda de produtividade do poço.
- O filtrado que penetra em uma seção de folhelho pode causar o inchamento das argilas e a redução do diâmetro do poço, o que pode resultar no aprisionamento de ferramentas.
- Os perfis de resistividade são alterados pela invasão de filtrado e estas alterações dependem da profundidade da invasão. Segundo PEDEN et al. (1984), o conhecimento desta invasão é fundamental para que os perfis de resistividade sejam interpretados de maneira adequada.

### 2.2.1. Importância (Relevância) do Dano de Formação

A região danificada devido à invasão de fluidos em uma operação de perfuração é conhecida como *skin zone*. HURST (1969) propuseram um fator chamado de *skin* para avaliar esta zona, cuja profundidade pode estender-se desde poucos centímetros até vários metros. Assim, os efeitos causados pelo dano de formação podem ser interpretados como uma queda de pressão localizada durante o escoamento. Esta queda de pressão é conhecida como  $\Delta p_{skin}$  e representa o efeito resultante da alteração de permeabilidade na região ao redor do poço.

Na Figura 2-1, são comparadas três possibilidades para a queda de pressão na região danificada:

- A primeira refere-se a um *skin* positivo ( $\Delta p_{skin} > 0$ ) e indica uma queda de pressão adicional devido ao dano de formação, que resulta de uma redução da permeabilidade da formação ( $k_{skin} < k$ ).
- A segunda opção indica que não ocorreu mudança na região ao redor do poço e, portanto,  $\Delta p_{skin} = 0$  e  $k_{skin} = k$ .

- A terceira alternativa refere-se um *skin* negativo ( $\Delta p_{skin} < 0$ ) e indica uma queda de pressão menor que a prevista, ou seja, uma resistência ao escoamento menor na região ao redor do poço e logo  $k_{skin} > k$ .

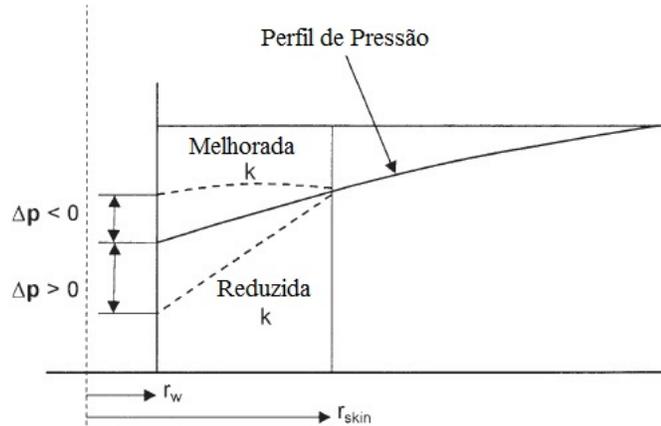


Figura 2-1 – Perfil de Saturação da Região Danificada (adaptado de AHMED, 2006).

A queda de pressão através desta zona pode ser aproximada pela lei de Darcy e a permeabilidade nesta zona referida como  $k_{skin}$  (HAWKINS, 1956):

$$\Delta p_{skin} = \left[ \Delta p \text{ na zona afetada devido à } k_{skin} \right] - \left[ \Delta p \text{ na zona afetada devido à } k \right] \quad (1)$$

Escrevendo-se a lei de Darcy para o escoamento radial tem-se:

$$\Delta p_{skin} = 2\pi \left[ \frac{Q_o \mu_o}{h k_{skin}} \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) - 2\pi \left[ \frac{Q_o \mu_o}{h k} \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (2)$$

Ou

$$\Delta p_{skin} = 2\pi \left( \frac{Q_o \mu_o}{h k_{skin}} \right) \left[ \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (3)$$

A equação acima é comumente escrita na seguinte forma:

$$\Delta p_{skin} = 2\pi \left[ \frac{Q_o \mu_o}{k h} \right] s \quad (4)$$

onde  $s$  é conhecido como fator *skin*.

Analisando-se a Figura 2.1 juntamente com a lei de Darcy para escoamento radial e para o escoamento linear pode-se verificar a importância da redução de permeabilidade na região danificada.

### Escoamento Radial

Considerando um caso ideal, com escoamento em regime permanente, no qual o raio do reservatório é  $r_e$  e a região danificada tem raio igual à  $r_{skin}$ , tem-se que:

$$q = q_1 = q_2 \quad (5)$$

$$q = \frac{2\pi h k_a (p_{skin} - p_w)}{\mu \ln(r_{skin}/r_w)} = \frac{2\pi h k_e (p_e - p_{skin})}{\mu \ln(r_e/r_{skin})} = \frac{2\pi h \bar{k} (p_e - p_w)}{\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (6)$$

Onde

$k_a$  = permeabilidade na região danificada.

$k_e$  = permeabilidade original do reservatório

$\bar{k}$  = permeabilidade média considerando as duas regiões.

Escrevendo-se a seguinte relação entre as pressões,

$$(p_e - p_w) = (p_{skin} - p_w) + (p_e - p_{skin}) \quad (7)$$

e substituindo a Equação 6 na Equação 7 e isolando  $\bar{k}$  tem-se a seguinte expressão:

$$\bar{k} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\frac{1}{k_e} \ln(r_e/r_{skin}) + \frac{1}{k_{skin}} \ln(r_{skin} - r_w)} \quad (8)$$

Analisando esta equação conclui-se a forte influência de  $k_{skin}$  no  $\bar{k}$ , sendo que quando  $k_{skin}$  tende a zero,  $\bar{k}$  também tende a zero. Quando  $r_{skin}$  aumenta,  $\bar{k}$  tende a  $k_{skin}$ . Veja um exemplo ilustrativo no Apêndice A.

### Escoamento Linear

Analogamente para o escoamento linear (Figura 2-2), tem-se:

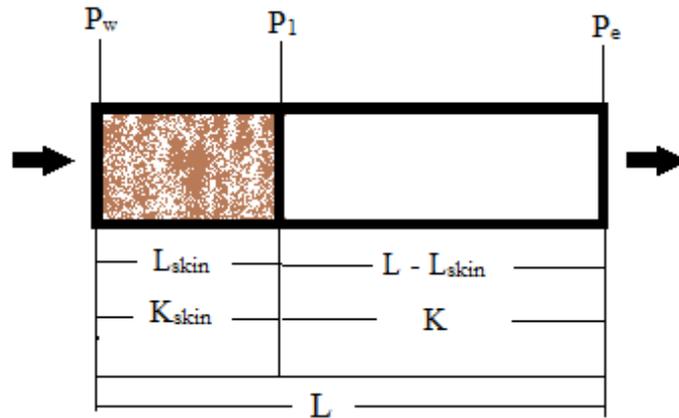


Figura 2-2 – Parâmetros para o cálculo de fator de skin de um modelo linear.

$$q = q_1 = q_2 \quad (10)$$

$$q = \frac{k_{skin}A(p_1 - p_w)}{\mu L_{skin}} = \frac{kA(p_e - p_1)}{\mu(L - L_{skin})} = \frac{\bar{k}A(p_e - p_w)}{\mu L} \quad (11)$$

e a permeabilidade média  $\bar{k}$  pode ser expressa por:

$$\bar{k} = \frac{1}{\frac{L}{k} + L_{skin} \left( \frac{1}{k_{skin}} - \frac{1}{k} \right)} \quad (13)$$

Esta expressão será utilizada para ajudar a estimar a profundidade de invasão de polímero durante os testes realizados.

Neste trabalho utilizou-se uma célula de injeção para a simulação de invasão de filtrado no reservatório. A célula é limitada para o escoamento linear. Como a célula possui transdutores de pressão ao longo da direção de escoamento pôde-se verificar a profundidade de invasão do fluido analisando-se os registros dos mesmos.

A seguir são apresentados alguns parâmetros que permitem avaliar o dano ocorrido em meios porosos. Para a avaliação e quantificação do dano, vários termos podem ser utilizados como os citados na sequência (CIVAN, 2000):

- Efeito Película (s)
- Razão de Produtividade (RP)

- Fator de Dano (FD)

Neste trabalho, será usada a Razão de Produtividade (RP) como principal parâmetro de avaliação do dano causado nas amostras testadas nos experimentos de laboratório.

A razão de produtividade é uma razão entre o IP real (Índice de Produtividade) e o IP teórico, sendo que o Índice de produtividade é dado pela equação abaixo:

$$IP = \frac{q_w}{p_i - p_w} \quad (14)$$

### 2.2.2. Mecanismos de Danos de Formação

Para prevenir a redução da permeabilidade ou estimular um poço de maneira efetiva, é de vital importância diagnosticar que tipo de mecanismo de dano de formação está ocorrendo. Em algumas imagens de meios porosos, obtidas através de microscopia eletrônica e mostradas no trabalho de Kruger et al. (1986), pode-se observar que o movimento dos fluidos através dos poros encontram condições adversas; caminhos tortuosos, paredes rugosas com uma grande área superficial; variedade de minerais reativos como feldspato, mica e componentes ferrosos. Estas condições de poros são ideais para o aprisionamento físico de fluidos e para a ocorrência de reações químicas entre o fluido invasor e a rocha.

Os mecanismos de danos de formação podem ser divididos em três grupos.

#### Mecanismos Físicos

O primeiro grupo, caracterizado pelos mecanismos físicos, inclui o bloqueio de canais porosos das rochas devido à invasão de sólidos e à migração de finos, bloqueio pela água (*water-block*), bloqueio por emulsão (*emulsion-block*), bloqueio por gás (*gás-block*) e estreitamento dos capilares devido à adsorção de polímeros (GHOFRANI E ALABOUDI, 1992).

Os finos se movimentam apenas se eles são molháveis à fase deslocante. A liberação e a captura de finos dentro do meio poroso é controlada pelo potencial de interação entre os finos e a superfície dos poros (DI JIAO e SHARMA, 1992). Este potencial de interação existe devido à atuação de várias forças sendo elas: Força Inercial; Força Gravitacional; Força Centrifuga; Força

de Difusão; Força Hidrodinâmica; Força de Van der Waals; Força de Cisalhamento; Força Eletrostática.

Alguns dos primeiros indicadores de movimentos de finos, observados em laboratórios, dentro do meio poroso foram: mudança abrupta nos valores de permeabilidade quando o escoamento em uma amostra era revertido e também quando ocorria a descarga de micropartículas na água pura após esta ter escoado através da amostra. Por muitos anos a significância destas observações não era muito reconhecida. O contínuo estudo de danos de formação levou a uma importante observação: um aumento significativo de retorno de permeabilidade era obtido durante o fluxo reverso de óleo em uma amostra danificada sujeita a diferenciais de pressão e vazões mais baixos do que quando sob vazões e diferenciais de pressão elevados.

Estas observações contrariam a prática usual de se colocar o poço em produção com o máximo diferencial de pressão possível. Foi observado que poços reperfurados, produziram com vazões mais altas do que o esperado quando um diferencial de pressão baixo foi aplicado para promover a limpeza da região invadida. (KRUEGER, 1986)

Uma explicação para estas observações é que com uma pressão menor, os finos dispersos podem se alinhar gradualmente e assim percorrer as gargantas de poros um por um. Com vazões altas, a distribuição randômica dos finos no escoamento faz com que eles interajam uns com os outros e assim acabem promovendo o entupimento das gargantas de poro. O reconhecimento do papel da migração de finos no dano de formação resultou em ampla utilização da técnica de limpeza da região danificada com vazões baixas, depois de tratamentos de estimulação de poço.

Sólidos adicionados ao fluido de perfuração como adensantes e agentes obturantes para formação de reboco, ou micropartículas geradas pela interação broca-rocha podem invadir a formação. O aprisionamento destas partículas dentro do meio poroso pode reduzir drasticamente a permeabilidade ao redor do poço. A invasão dos sólidos é fortemente dependente do tamanho dos poros da formação, do tamanho e forma das partículas presentes no fluido de perfuração e também do diferencial de pressão poço-reservatório.

Utilizando o tamanho certo de particulado no fluido de perfuração é possível minimizar a invasão de sólidos e reduzir o dano de formação. Estas partículas quando escolhidas com o tamanho apropriado iniciam a formação de um reboco mais rapidamente. Isto ocorre quando duas

partículas iniciam o movimento para dentro de uma garganta de poro ao mesmo tempo e ficam presas uma na outra. Outras partículas menores acabam obstruindo as passagens remanescentes. Se as partículas contidas nos fluidos tem tamanho adequado, este processo continua até que as passagens remanescentes sejam tão pequenas que nenhuma partícula sólida pode atravessar esta barreira (ISMAIL e ARSHAD, 1994). A partir deste momento apenas o filtrado consegue atravessar o reboco estabelecido.

O entupimento de poros não é único mecanismo que pode causar redução na permeabilidade, existem também a modificação de molhabilidade e a emulsificação in-situ (SCHECHTER, 1992).

### **Mecanismos Químicos**

Os processos químicos mais importantes que ocorrem no meio poroso resultam da interação rocha-fluido. Muitos meios porosos são formados por tipos de rochas potencialmente reativas. Algumas reações podem ocorrer quando um fluido estranho invade o meio poroso, provocando inchamento de argila do tipo esmectita ou ainda materiais que podem produzir precipitado como a caulinita. . Inchamento de argila ou migração de finos podem causar reduções dramáticas na permeabilidade (SHARMA et al. 1985).

Filtrados com certa concentração de sal podem reduzir estes danos. Krueger et al (1951) estudaram o retorno de permeabilidade, promovendo um fluxo reverso de óleo depois da injeção de filtrados com diferentes concentrações de sal em testemunhos de arenitos. Eles mostraram que o teste no qual foi utilizada uma solução de cloreto de cálcio, o retorno de permeabilidade foi de 100%. Este efeito foi explicado em termos de trocas de íons. O testemunho utilizado tinha minerais com sódio; os íons de sódio estavam inicialmente presentes para neutralizar as cargas de superfície de algum tipo de minério. Quando o filtrado entrou em contato com estas paredes, ocorreu uma troca de íons na proporção de uma partícula de cálcio para duas de sódio. O resultado desta troca foi o encolhimento do minério e, portanto, uma menor ou nenhuma redução na permeabilidade.

Já a injeção de água pura pode causar a redução na permeabilidade. Em uma amostra de teste foi injetada água pura com uma vazão muito baixa para evitar o dano causado por força hidrodinâmica, e depois que cerca de 6 a 8 volumes porosos haviam sido injetados, a permeabilidade foi drasticamente reduzida. Uma injeção de solução de NaCl 3% no sentido

reverso foi executada e houve uma recuperação da permeabilidade do meio poroso. Quando água pura foi injetada no sentido reverso, uma redução de permeabilidade foi novamente observada. Pode-se observar que o inchamento é um fator importante, mas menos significativo que o bloqueio dos poros por partículas desprendidas das paredes.

Segundo Khilar et al (1983) existe uma concentração de sal crítica para cada tipo de formação, na qual para concentrações menores do que este valor o dano de formação é mais pronunciado. Esta concentração de eletrólitos é necessária para superar as forças de repulsão eletrostática e assim permitir que as partículas possam se realocar na superfície dos poros ao invés de entupir as gargantas dos mesmos.

Muitos aditivos de fluidos de perfuração, usados para alteração da reologia, controle de estabilidade, controle de emulsão, inibição de corrosão, redução de torque ou lubrificidade possuem surfactantes polares ou compostos que podem adsorver nas paredes das rochas. Em alguns casos, estes aditivos podem ser incompatíveis com os fluidos da formação ou com a própria rocha e ainda podem exibir uma alta propensão para adsorção física (BENNION et al. 1996). A adsorção destes componentes pode reduzir a permeabilidade nos meios porosos, principalmente em meios com permeabilidade muito baixa e nos quais os canais porosos possuem gargantas de poros estreitas. A adsorção de cadeias poliméricas longas poderia interromper a passagem de fluidos. Além disso, componentes polares podem alterar a molhabilidade da rocha na região ao redor do poço causando um aumento significativo na permeabilidade relativa da fase aquosa, conseqüentemente um aumento na razão água-óleo de produção se o poço for completado em uma zona onde existe uma elevada saturação de água.

Durante algumas operações de campo pode ocorrer a formação de emulsões. O tipo mais comum é a emulsão de água, ou seja, quando pequenas gotas de água são encapsuladas em uma fase de óleo contínua. Este tipo de emulsão pode apresentar uma viscosidade alta (com valor de 2 - 4 ordens de magnitude maior do que a do óleo de campo sem emulsão) e, portanto pode causar bloqueio por emulsão, afetando a permeabilidade (BENNION, 1999).

### **Mecanismos Biológicos**

Finalmente, podem ser destacados os mecanismos biológicos, que incluem o bloqueio de poros causado pela presença de colônias de bactérias e produtos precipitados por elas.

Bactérias aeróbicas e anaeróbicas podem ser introduzidas no meio poroso durante o processo de perfuração, caso agentes de controle biológico sejam selecionados de maneira imprópria ou mantidos em uma concentração insuficiente. O crescimento de bactérias pode causar uma redução de permeabilidade devido à criação e subsequente adsorção de polímeros, problemas com corrosão e ainda produção de H<sub>2</sub>S.

### **2.2.3. Outros Fatores intervenientes na formação do dano e na sua remoção**

#### **Qualidade do reboco**

Para formar um reboco de baixa permeabilidade e minimizar a profundidade de invasão do fluido de perfuração no meio poroso, as partículas a serem adicionadas ao fluido devem medir entre 1/3 e 2/3 do diâmetro do poro. Quando os sólidos são muito grandes, eles podem formar um reboco com permeabilidade muito alta permitindo que uma quantidade excessiva de fluido invada o meio poroso. Este reboco também pode ficar muito espesso, aumentando o risco da broca ficar presa. Em uma operação de perfuração é importante que o fluido utilizado tenha uma composição de particulado apropriada, para que este forme rapidamente um reboco de baixa permeabilidade na face da formação, evitando perdas de circulação, invasão de sólidos e, além disso, espera-se que este reboco possa ser rompido através de um fluxo reverso ou de algum tipo de estimulação localizada.

Segundo ABRAMS et. al (1977) existem duas regras que são usadas para selecionar o tamanho e a concentração do material tamponante:

- A média do tamanho das partículas adicionadas deve ser igual ou um pouco maior do que um terço do tamanho de poro.
- A concentração destas partículas deve ser pelo menos 5% do volume de sólidos na mistura final.

#### **Fluidos com reologia pobre**

O uso de filtrados com baixa viscosidade geralmente irá aumentar o potencial de perdas de fluidos para a formação. Frequentemente, tem sido apresentadas considerações para o uso de fluidos sem obturantes, sendo esperado que se o fluido for compatível com a formação nenhum dano será causado. Infelizmente, sólidos gerados durante a perfuração, geralmente com tamanhos

inadequados invadem as formações e causam uma redução de permeabilidade na região. O uso de viscosificantes/polímeros apropriados pode ajudar na redução de perda de fluidos para a formação em alguns casos, e devem ser avaliados para cada situação BENNION et al.(1996).

### **Regime de Escoamento**

Experiência de campo e de laboratório tem mostrado que a limpeza de poços horizontais pode ser otimizada utilizando-se um bombeamento de fluido em regime turbulento. Isto porque a capacidade de limpeza na parte inferior da seção transversal de um poço horizontal é limitada. Em contrapartida, o regime turbulento pode provocar erosão nas paredes dos poços, dificultando a formação de reboco ou removendo-o das paredes, e possibilitando assim um aumento de invasão de fluidos para a formação. (CAMERON, 2001)

### **Profundidade de dano versus operações sub ou sobre-balanceadas**

Ao contrário do que se espera, a profundidade de invasão de fluidos de perfuração não é diretamente proporcional ao diferencial de pressão entre o fundo do poço e os poros da formação. Em seus experimentos JILANI et al. (2002), mostrou a profundidade de invasão para a amostra utilizada foi respectivamente, de 12.9, 9.75, 8.31 cm para os diferenciais de pressão de 100, 200 e 300 psi. Ele mostrou que a profundidade de invasão diminuiu com aumento da pressão até que a partir de 300 psi, a profundidade de invasão aumentou linearmente com o aumento do diferencial de pressão. O experimento foi realizado para diferentes tempos de contato entre o fluido invasor e o testemunho e a tendência dos resultados obtidos foi a mesma.

Uma perfuração sub-balanceada significa manter a pressão da coluna de perfuração menor do que a pressão de poro da formação. Na indústria do petróleo é amplamente aceito o conceito de que uma operação sub-balanceada tem uma menor propensão para causar danos de formação, particularmente no que diz respeito a perdas de circulação e invasão de sólidos, mas o potencial para danos de formação ainda existe.

A perfuração sub-balanceada apresenta vantagens em situações onde existe potencial para severa perda de circulação ou perda de fluidos para a formação. Estas situações podem ocorrer em reservatórios como:

- Reservatórios de arenitos ou carbonatos altamente fraturados;
- Carbonatos heterogêneos com alta permeabilidade vugular;

- Areias consolidadas ou inconsolidadas de alta permeabilidade.
- Rafique et. al (2008) citam alguns casos reais e comentam algumas das vantagens obtidas neste tipo de perfuração. Entre elas:
  - Ausência de invasão de fluido na formação;
  - Minimização do dano de formação;
  - Aumento da velocidade de perfuração (cerca de 2 a 5 vezes);
  - Aumento do tempo de vida da broca;
  - Diminuição da chance de prisão da broca;
  - Não é necessário limpar ou estimular o poço depois da perfuração;
  - Diminuição da possibilidade de entupimento dos poros, levando a um aumento de produção de até cinco vezes quando comparado com a perfuração convencional;
  - Contribuição para a identificação das zonas mais produtivas do reservatório durante a perfuração.

Em muitos casos, em uma operação sobre-balanceadas, a profundidade de invasão em reservatórios de alta permeabilidade é muito grande e pode estender-se para uma região fora do alcance de tratamentos de estimulação.

Assim sendo, pode-se eliminar o potencial de invasão de fluidos na formação mantendo a operação de perfuração sub-balanceada. Isto pode reduzir consideravelmente o dano de formação, o volume de fluido de perfuração, os custos de estimulação e de completação.

Todavia, existem também algumas desvantagens, a saber:

- Problemas de segurança (riscos de perda de controle de poço)
- Perfurações sub-balanceadas podem custar muito mais do que operações convencionais.

Quando o nitrogênio é utilizado para reduzir o peso do fluido de perfuração, particularmente devido à baixa taxa de penetração em formações rochosas muito duras ou ainda devido a problemas técnicos, os custos podem aumentar consideravelmente. O ar pode ser considerado

uma alternativa barata, mas ar envolve maiores riscos de explosões. Há ainda os custos de equipamento e de treinamento de pessoal especializado para realizar operações deste tipo.

Perfuração sub-balanceada não elimina todos os tipos de danos de formação e em alguns inclui mecanismos de danos de formação próprios.

O fato de um reboco estável não ser formado em uma perfuração sub-balanceada, devido ao influxo contínuo da face da formação, pode resultar em problemas caso ocorra um pulso sobre-balanceado, pois a formação fica completamente exposta o tempo todo sem nenhum tipo de agente tamponante.

Existe um problema conhecido como embebição contracorrente. É reconhecido que o efeito de embebição pode mover água centenas de metro na formação entre regiões de contato água – óleo ou água – gás e forças similares podem causar efeitos equivalentes na região ao redor de um poço sujeito à perfuração sub-balanceada (BENNION, 1994).

Efeitos de embebição espontânea causam uma autosaturação da região ao redor do poço até que o efeito de pressão capilar interno seja balanceado pela pressão exercida decorrente do diferencial de pressão entre a pressão de poro e a pressão do poço sub-balanceado.

### 2.3. Mobilidade e Razão de Mobilidade

Uma vez que este estudo envolve o deslocamento de fluidos imiscíveis dentro do meio poroso é importante definir dois parâmetros dos quais dependem o processo de invasão/injeção: a mobilidade e a razão de mobilidade.

A mobilidade de um fluido ( $\lambda$ ) é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, medidas nas mesmas condições (ROSA et al. 2006). Se dois fluidos estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão dadas, respectivamente, por:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (15)$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (16)$$

Segundo o Rosa et al. (2006), a razão de mobilidade ( $M$ ) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante ( $\lambda_D$ ) e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido.

$$M = \frac{\lambda_{deslocante}}{\lambda_{deslocado}} \quad (17)$$

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são abordados os materiais e equipamentos utilizados na preparação dos fluidos, na caracterização da amostra e na realização dos testes.

#### 3.1. Condições de teste

Os testes experimentais visaram demonstrar a viabilidade de estudar dano de formação em reservatórios de petróleo, de forma dinâmica, focando-se tanto no processo de invasão e redução de produtividade da formação, quanto na dinâmica de remoção do dano e restauração da permeabilidade através do fluxo reverso de óleo. Para isto foi utilizado um porta-testemunho com tomadas de pressão ao longo da direção de escoamento e os registros de pressão durante os processos de invasão e de fluxo reverso foram analisados.

Foram realizados experimentos em escala de laboratório e foram utilizadas as seguintes condições e parâmetros para a montagem do aparato e desenvolvimento do trabalho:

- Escoamento linear unidimensional;
- Condições ambiente de temperatura e pressão;
- Meio poroso de arenito Botucatu saturado com solução aquosa NaI (150.000ppm) e óleo Nujol;
- Injeção de óleo à vazão constante para preparar a amostra para representar o reservatório (amostra saturada com óleo e água conata);
- Monitoramento no tempo das massas de fluidos injetados e produzidos;
- Monitoramento no tempo do volume total e do contato dos fluidos produzidos;
- Monitoramento no tempo da pressão em diversas posições e da temperatura durante os testes;
- Invasão da solução polimérica sob um diferencial de pressão de injeção constante (~200 psi);
- Fluxo reverso com injeção de óleo sob um diferencial de pressão constante. (~200psi)

Nos trabalhos anteriores (Moreno et al. 2007<sup>a,b,c</sup>) realizados pelo grupo de pesquisa eram avaliados o deslocamento do óleo através da injeção de diferentes tipos de solução polimérica em amostras saturadas 100% com óleo. O acompanhamento das frentes de avanço era feito através de varreduras de Raios-X e as amostras utilizadas, de cerca de 22 cm de comprimento, eram

encapsuladas com resina e folhas de alumínio. Nestes trabalhos o objetivo era avaliar a injeção de polímeros em reservatórios de óleo com diferentes diferenciais de pressão.

No presente trabalho, foi utilizada uma amostra de 44.8cm, a qual foi encapsulada por meio de um porta-testemunho especial. Além de avaliar as condições de um novo porta-testemunho, o processo de invasão foi realizado com a amostra saturada com óleo e água conata, o que melhorou representatividade de um reservatório de óleo. Em relação ao trabalho desenvolvido pelo grupo de pesquisa, foi acrescentada ainda a etapa de fluxo reverso, com vistas à análise do retorno de permeabilidade, avaliando-se assim o dano residual causado pelos diferentes polímeros no reservatório.

### 3.2. Descrição do aparato experimental

A inclusão do porta-testemunho no aparato experimental facilitou o registro de pressão ao longo da amostra de teste e o estudo do processo de invasão, uma vez que nos trabalhos anteriores (Moreno et al, 2007<sup>a,b,c</sup> e 2009), as amostras eram encapsuladas uma a uma por meio de resina e de camisas de alumínio.

Na Figura 3-1 apresenta-se o desenho esquemático do aparato e a seguir são descritos cada um de seus componentes. Uma foto do aparato utilizado no laboratório é apresentada na Figura 3-2.

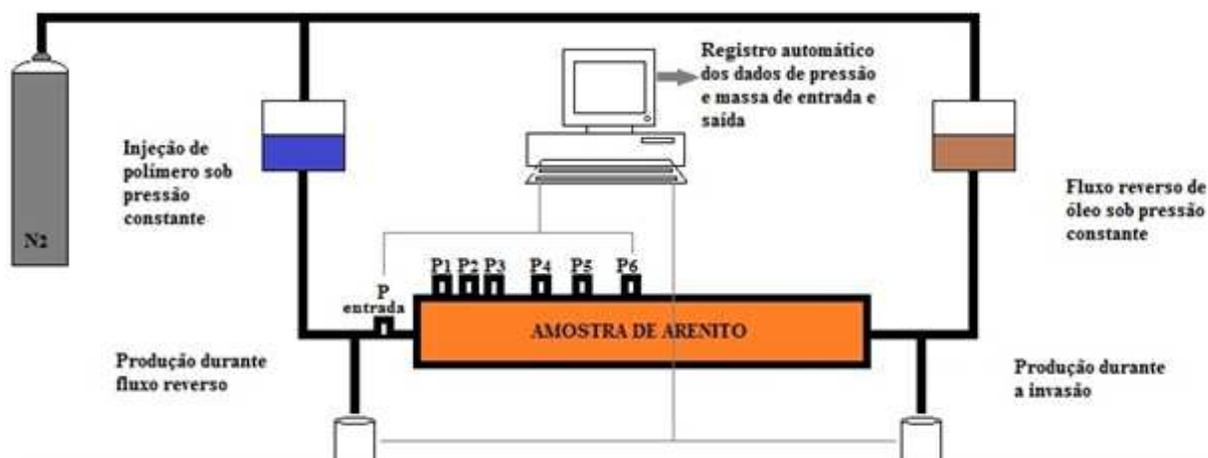


Figura 3-1 – Desenho Esquemático do Aparato Experimental



Figura 3-2 – Foto do Aparato Experimental

### 3.2.1. Célula de Teste

A célula de teste ou porta-testemunho consiste de uma camisa de borracha onde a amostra é inserida. A amostra possui o mesmo diâmetro da camisa de borracha e o espaço anular entre a camisa de borracha e as paredes externas do porta-testemunho é preenchido com água sob pressão (~3000psi) para vedar hidraulicamente a face lateral da amostra e assim garantir um escoamento unidimensional.

### 3.2.2. Meio Poroso

A amostra utilizada nos experimentos para simular o meio poroso foi cortada de um bloco de arenito Botucatu procedente de um afloramento da região de Ribeirão Claro - PR. Ela corresponde a um quartzo-arenito de granulometria fina e média, bem selecionado com predomínio de grão de quartzo (MORENO, 2000). A amostra possui um diâmetro de 1,5 polegadas e 44,8 cm de comprimento e foi cortada visando utilizar o tamanho máximo disponível no porta-testemunho. Uma vez que se tratava da única amostra disponível com as características desejadas para a realização do teste, foi necessária a realização do processo de limpeza antes do início de cada teste.

### 3.2.3. Monitoramento da Pressão

Para o monitoramento da pressão de escoamento, foram utilizados transdutores de pressão Validynes contendo diafragmas com fundo de escala apropriados e saídas A/D na faixa de +/-

5V, conectados à placa de aquisição de dados. Os transdutores foram conectados na camisa de borracha que permite o posicionamento de até seis transdutores ao longo da direção de escoamento, como pode ser observado na Figura 3-3.



Figura 3-3 – Posição dos poços de observação.

#### 3.2.4. Monitoramento da Vazão

A vazão de injeção foi controlada por uma bomba Jasco Intelligent Prep, PU-2086 Plus. O volume de fluidos produzidos foi registrado manualmente na face de produção e a massa de fluidos produzidos foi registrada por uma balança analítica Mettler Modelo PM 4000 com fundo de escala de 4100 g e resolução de leitura de 0.01 g. A balança foi conectada à porta serial RS232 do microcomputador do sistema de aquisição automática de dados, e gerenciada pelo *software* Aqdados<sup>®</sup> por meio de um programa complementar fornecido pela Lynx.

O registro da massa dos fluidos produzidos simultaneamente ao de volumes é muito importante, uma vez que se pode determinar o volume correspondente a partir das densidades dos fluidos, obtidas com um densímetro. Um sistema de aquisição armazena todos os valores das tomadas de pressão e da balança em intervalos de tempo de 50 segundos. Com estes dados pode-se realizar uma descrição bem fundamentada sobre a dinâmica de formação e de remoção do dano causado pela invasão da solução polimérica no meio poroso.

### **3.3. Calibração dos sensores de pressão**

A calibração de um instrumento de medida é muito importante para qualquer trabalho experimental. Os dados analisados precisam ser extremamente confiáveis e, para facilitar a interpretação correta dos mesmos, os instrumentos precisam fornecer a mesma medida durante os testes. Para tal é importante que a calibração seja feita corretamente.

Para garantir que os transdutores de pressão estivessem com a mesma sensibilidade de leitura, eles foram calibrados ao mesmo tempo. Para tal, todos os transdutores foram conectados em uma mesma linha. Com o auxílio de um manômetro padrão do tipo Heise, de precisão de até 1000 psig com subdivisões de um, colocou-se uma pressão na linha equivalente a 75% do fundo de escala. O próximo passo foi ajustar os leitores para que estes marcassem 75% da escala do aparelho. Este processo foi repetido três vezes ou mais até que todos os transdutores estivessem devidamente calibrados.

### **3.4. Fluidos Utilizados**

#### **3.4.1. Fluidos Residentes**

Para simular a água conata do reservatório, foi preparada uma solução aquosa adicionando-se sal NaI em água destilada. A solução foi desaerada para evitar a injeção de bolhas de ar dentro do meio poroso. Para os testes realizados, foi utilizada uma solução de 150000 ppm em massa, ou seja, 150g de NaI por 1000g de água destilada.

Para simular o óleo do reservatório foi utilizado óleo mineral Nujol (100cp @ 23<sup>0</sup>C). Utilizando-se um reômetro da Haake (Figura 3.4), a viscosidade do óleo foi medida em triplicata para 20 e 25 graus Celsius, resultando respectivamente em 142 e 105 centipoise. Uma vez que os testes foram realizados sob temperatura ambiente de 23<sup>0</sup>C, a viscosidade do óleo utilizada para a análise de dados foi de 120cp.

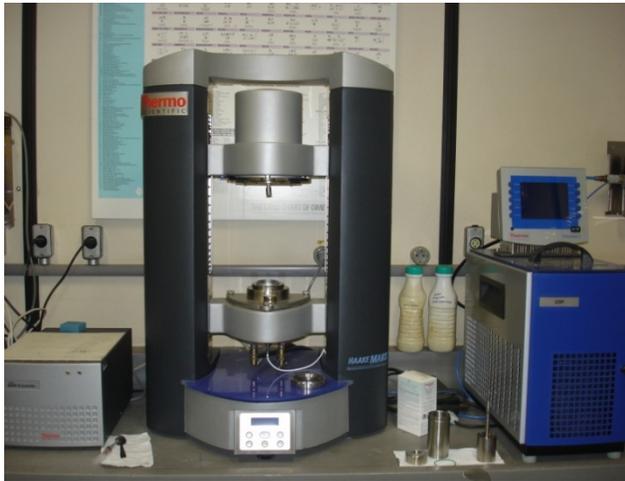


Figura 3-4 – Reômetro Haake

### 3.4.2. Fluido de perfuração (Invasor)

Dois tipos de polímeros são usualmente aplicados em atividades de exploração de petróleo: polímeros sintéticos (Poliacrilamida - PHPA) e naturais produzidos por bactérias. (SORBIE, 1991).

A Poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA) é manufaturada através da hidrólise de monômeros de acrilamida formando uma cadeia de polímero reta. Caracterizada por um alto peso molecular e suas propriedades (adsorção, estabilidade de cisalhamento e estabilidade térmica) depende do grau da hidrólise.

O polímero natural utilizado foi a Goma Xantana que é obtida através da fermentação de polissacarídeos pelo micro-organismo *Xanthomonas Campestris*. Ao contrário da PHPA a viscosidade as Goma Xantana não é influenciada pela salinidade e efeitos de cisalhamentos podem ser tolerados. Porém acima de 95 °C, a biodegradação é significativa.

Nos experimentos relatados foram utilizados os mesmos fluidos que tinham sido utilizados pelo grupo de pesquisa em trabalhos anteriores (Moreno et al, 2007<sup>a,b,c</sup> e 2009), afim de contribuir com mais informações sobre o comportamento dos mesmos no meio poroso.

O primeiro consistiu de uma solução preparada no CENPES e enviada para Unicamp contendo água destilada, 15000ppm de NaI e 4,5 lb/bbl de poliacrilamida (PHPA). O segundo fluido utilizado foi uma solução com o polímero natural Goma Xantana, o qual é extensivamente

utilizado na indústria de petróleo como viscosificante para diferentes aplicações, devido às suas propriedades reológicas únicas (NAVARRETE et al. 2000). Para construir este fluido, foi utilizado um misturador magnético e um comum. A composição de fluido utilizado foi de 3lb/bbl de goma Xantana e água destilada

### **3.5. Raios-X**

Durante os experimentos, também foi utilizado um equipamento de Raios-X para verificar se a amostra estava completamente saturada com água e para identificar a frente de avanço nos processos de deslocamento bifásico.

Cada material possui um coeficiente de atenuação, assim sendo, quando os Raios-X atravessam a amostra saturada com água ou com óleo, sofrem uma atenuação diferente, que por sua vez é registrada no detector. O equipamento fornece um número associado ao nível de atenuação sofrido pelos Raios-X ao atravessar a amostra. Foi utilizada água dopada com NaI visando obter uma maior diferença de atenuação entre a água e o óleo.

Para gerar as curvas, foi preciso encontrar o valor de atenuação aos Raios-X causado pela amostra 100% saturada com água (150000ppm de NaI - antes da injeção de óleo), bem como o valor associado à condição de saturação residual de água (fim da injeção de óleo). Durante a injeção de óleo foram feitas 3 varreduras de Raios-X na amostra e para cada varredura, foi determinado o volume de óleo injetado em termo de VP (Volume Poroso).

Os valores de atenuação registrados foram expressos em termos de saturação, normalizando-se os valores obtidos para a atenuação de condições limites (totalmente saturada e saturação residual) através do balanço de massa.

Os dados obtidos durante o teste apresentavam um valor intermediário em relação aos valores iniciais e finais do teste, sendo assim foi feita uma transferência de escala considerando o valor de atenuação inicial igual a zero e o valor de atenuação final igual ao dado obtido através do balanço de massa, gerando assim as curvas mostradas nos resultados.

A posição da frente de avanço foi avaliada a partir dos dados provenientes dos registros de pressão, do balanço de massa e dos dados de Raios-X

### **3.6. Procedimento experimental**

As características permo-porosas e de saturação iniciais foram ligeiramente diferentes para cada teste, pois a amostra sofreu um dano permanente entre um teste e outro, mesmo depois de submetida a um processo de limpeza. Todos os procedimentos aqui citados foram feitos para os três testes, com a finalidade de reproduzir os efeitos estudados.

No protocolo, sumarizado na Figura 3-5, são destacadas as informações obtidas em cada etapa do teste. Durante as etapas de deslocamento, foram monitorados os históricos de massa e de volume dos fluidos injetados e produzidos, bem como os históricos de pressão de entrada e ao longo da direção de escoamento. Nos itens seguintes, apresenta-se uma descrição detalhada de todos os passos associados a cada etapa de teste.

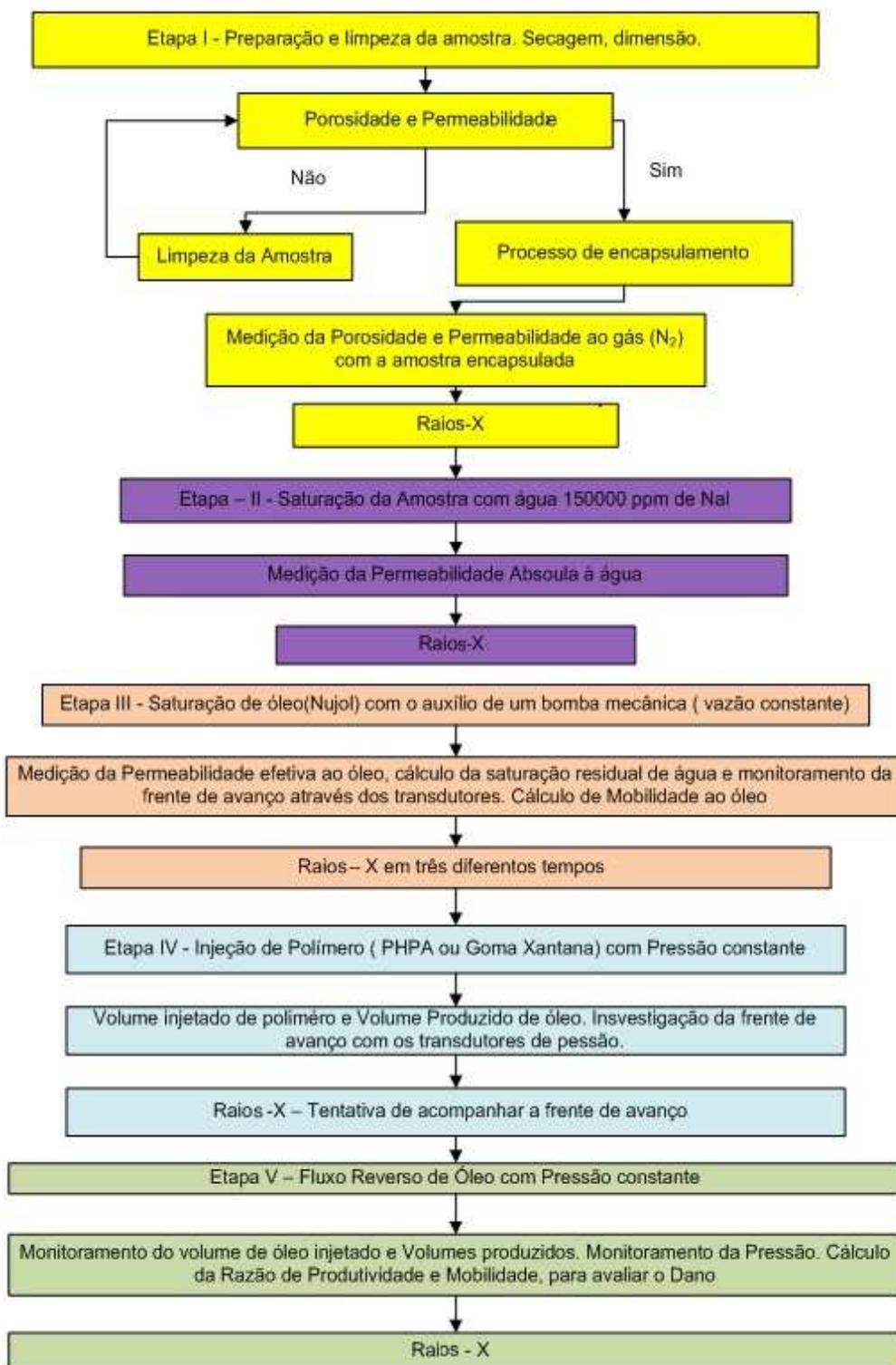


Figura 3-5 – Protocolo de Teste

### **3.6.1. Descrição da Etapa I – Preparação e limpeza da amostra de teste**

Os testes foram conduzidos com a mesma amostra, sendo esta submetida a um processo de limpeza entre um teste e outro. O processo de limpeza consistiu em colocar a amostra num porta-testemunho e escoar tolueno, querosene e álcool etílico através da mesma, a fim de restaurá-la a seu estado original.

Utilizou-se um litro de solvente (Tolueno) para fazer a primeira limpeza na amostra e assim retirar o óleo contido na mesma. O tolueno foi colocado em um tubo Mariott e através da aplicação de pressão na entrada da garrafa, o fluido foi deslocado através do meio poroso e coletado na saída da amostra. Posteriormente foram escoados cerca de dois litros de querosene através da amostra, seguidos de três litros de álcool.

Depois da limpeza com o Tolueno, querosene e álcool, a amostra foi conectada a uma linha de ar comprimido e sujeita ao escoamento de ar por um período de 2 a 3 dias para eliminar o máximo possível do álcool e outros líquidos remanescentes dentro do meio poroso. Depois disso, a amostra foi levada para uma estufa (Fanem 315 SE) a uma temperatura de 100°C durante 5 dias para a total evaporação de fluidos residuais na amostra.

Uma vez limpa, a primeira etapa consiste na medida da porosidade efetiva da amostra, com o auxílio de um porosímetro e na medida de permeabilidade ao gás com a ajuda de um permeabilímetro. O porosímetro (Figura 3-6) fornece a medida de volume poroso do sistema, ou seja, amostra e volumes mortos dos conectores do porta-testemunho. O volume dos conectores chamado de volume “morto” precisa ser descontado do valor obtido no porosímetro.



Figura 3-6 – Foto do Porosímetro

Assim, para encontrar a porosidade foi utilizada a equação a seguir:

$$\phi = \frac{V_{porosimetro} - V_{morto}}{V_{total}} \quad (18)$$

A permeabilidade absoluta ao gás nitrogênio (N<sub>2</sub>) foi obtida conectando-se o porta-testemunho ao permeabilímetro (Figura 3-7).



Figura 3-7 – Foto do Permeabilímetro

A permeabilidade absoluta ao gás foi obtida através da leitura de três parâmetros,  $c$  (altura da coluna de mercúrio),  $h_w$  (altura da coluna de água) e  $Q$  (vazão constante). Estes parâmetros são inseridos na seguinte equação fornecida pelo fabricante:

$$k_g = \frac{c Q h_w L}{A 200} \quad (19)$$

sendo  $L$  o comprimento da amostra e  $A$  a seção transversal.

Com base nestes resultados, avalia-se se a amostra pode ser submetida à próxima etapa do teste, ou se ainda, precisa retornar para o processo de limpeza.

Por fim posiciona-se a amostra dentro da camisa de borracha e a seguir no porta-testemunho. O espaço anular é preenchido com água até uma pressão de cerca de 3000 psi para vedar hidráulicamente a superfície lateral da amostra de rocha. Em seguida o porta-testemunho é colocado na linha de testes junto como os demais equipamentos e dispositivos de medição de pressão, de volume e de massa. Uma varredura de Raios-X é realizada para verificação da homogeneidade da amostra de rocha.

### **3.6.2. Descrição Etapa II – Injeção de Água**

Na segunda etapa, todo o ar da amostra é retirado com o auxílio de uma bomba de vácuo. Para isto coloca-se um tampão na entrada da linha e conecta-se uma bomba de vácuo na saída. A amostra fica sob a ação desta bomba por algumas horas e, com ajuda de um vacuômetro, determina-se o momento certo para admitir a solução. Neste caso, quando a pressão dentro da amostra atingiu 0.1mbar, foi admitida uma solução salina de concentração de 150.000 ppm de iodeto de Sódio (NaI), por meio de um Mariotte. O sistema foi deixado em repouso por algumas horas após a admissão da solução aquosa para garantir a saturação completa da amostra. Depois de saturada, a permeabilidade absoluta à água foi medida e outra varredura de Raios-X foi realizada para verificar a uniformidade da saturação. O volume de solução injetado na amostra juntamente com os dados de Raios-X são os indicativos de que a amostra foi saturada como previsto. Nesta etapa, tem-se a preocupação de saturar completamente a amostra e o valor de porosidade medido através do porosímetro na Etapa I é fundamental para tal. Por fim, determina-se a permeabilidade absoluta à água ( $k_{abs, w}$ ).

### **3.6.3. Descrição Etapa III – Injeção de Óleo**

Na terceira etapa foi feita a injeção de óleo, até que fosse atingida a saturação de água inata. Para tal utilizou-se uma bomba (Jasco Intelligent Prep, PU-2086 Plus), a qual injeta fluido na amostra à vazão constante. Foi utilizada uma balança na entrada, para monitorar o volume e a massa de óleo injetado na amostra, e uma balança na saída, para acompanhar os volumes produzidos de água antes e depois da irrupção (*breakthrough*) de óleo.

Nesta etapa foram feitas três varreduras de Raios-X para acompanhar a posição da frente de avanço e outra no final para verificar a homogeneidade da saturação de óleo. O comportamento dos históricos de pressão e o balanço de massa também foram utilizados para este acompanhamento.

Esta etapa visou aumentar a representatividade da amostra em relação a um reservatório de óleo, já que em testes anteriores, realizados pelo grupo de pesquisa, o processo de invasão era simulado em amostras totalmente saturadas com óleo. A partir dos balanços de massa e de volume injetados e produzidos, foi determinado o valor da saturação de água inata ( $S_{wi}$ ), bem como a permeabilidade efetiva ao óleo nesta condição ( $k_{o@}$ ).

Como a viscosidade do óleo é muito alta em relação à da água, a razão de mobilidades é muito baixa, cerca de 0.008, e assim, o deslocamento de água por óleo foi considerado ser do tipo pistão.

### **3.6.4. Descrição Etapa IV – Injeção de Solução com polímero**

Na quarta etapa foi realizada a injeção da solução polimérica com um diferencial de pressão constante de cerca de 200 psi. Esta etapa visou simular a invasão de fluidos de perfuração a base água com polímeros em um reservatório de óleo. Foram medidos a massa e o(s) volume(s) produzido(s), bem como as pressões dos transdutores posicionados ao longo da amostra de teste.

Para fazer o teste utilizando injeção à pressão constante, utilizou-se uma garrafa especial que possibilitava o registro de massa de fluido injetado. Além disso, o volume na saída foi utilizado para controlar o volume de polímero injetado na amostra.

As varreduras de Raios-X realizadas nesta etapa não apresentaram resolução suficiente para permitir a determinação da posição da frente de invasão do polímero. Esta informação foi

obtida através da análise dos registros de pressão ao longo da amostra, que permitiu estimar a distância invadida pela solução polimérica. Com isso, foi possível calcular os valores de mobilidade ao óleo para os trechos invadidos e ainda comparar com os resultados obtidos na etapa anterior.

O primeiro teste foi interrompido quando ocorreu a injeção de 30 mL de solução polimérica (PHPA) dentro da amostra. Este valor foi escolhido, pois análises em testes anteriores feitas pelo grupo de pesquisa indicavam uma chance de ocorrer escoamento instável (presença de digitação viscosa) no deslocamento do óleo e assim acarretar uma irrupção antecipada.

A injeção de solução polimérica (PHPA) no segundo teste prosseguiu até que ocorresse a irrupção na amostra. O terceiro teste foi feito com o mesmo critério de parada do primeiro, porém foi injetada solução com Goma Xantana.

### 3.6.5. Descrição Etapa V – Fluxo Reverso de Óleo

Finalmente, na quinta etapa foi realizado o fluxo reverso (backflow) de óleo através da amostra com um diferencial de pressão constante de aproximadamente 200 psi.

Nesta etapa do teste, a injeção de óleo foi realizada no sentido oposto ao da invasão de solução polimérica, visando simular o início de produção da formação. A pressão escolhida para este Etapa foi de 200 psi. Então, com a válvula fechada, foi ajustado o transdutor a uma pressão de 200psi e posteriormente, a válvula foi aberta para o início do escoamento. O óleo foi deslocado através da amostra (fluxo reverso) até que somente óleo fosse produzido, isto é, não ocorresse mais produção de solução polimérica. A Figura 3-8 mostra a posição dos transdutores durante o fluxo reverso de óleo.

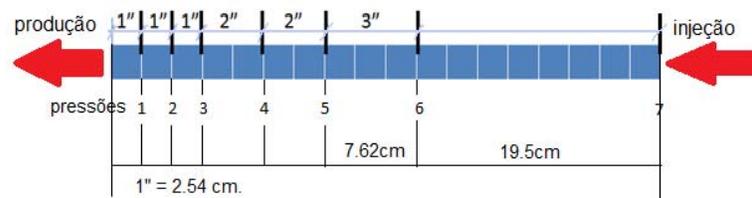


Figura 3-8 – Posição dos transdutores durante o fluxo reverso.

Através dos valores de pressão ao longo da amostra foram calculados os valores de mobilidade média ao óleo para diferentes trechos da amostra. A comparação destes valores com os valores obtidos durante a Etapa III mostra a variação em relação à permeabilidade ao óleo nos diferentes trechos da amostra. Outro parâmetro utilizado para avaliar o dano causado na região invadida foi a razão de produtividade.



## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados de três testes completos. Todos foram submetidos às mesmas etapas do protocolo proposto, com exceção do fluido usado nas etapas de análise de dano. Para isso, foram utilizados fluidos com poliacrilamida (Teste 1 e Teste 2) e com Goma Xantana (Teste 3). A descrição da composição e preparação dos fluidos está no capítulo anterior.

Os resultados obtidos em cada uma das etapas do protocolo de testes são apresentados a seguir.

### 4.1. Etapa I - Dimensões e características permo-porosas da amostra

Todos os testes foram realizados com a mesma amostra (diâmetro  $d=1,5$  pol ou 3,81 cm e comprimento  $L=44,8$  cm), a qual foi submetida à limpeza entre um teste e outro.

Na Tabela 4-1 são sumarizadas as propriedades permo-porosas da amostra para cada um dos testes realizados. Estes resultados correspondem aos dados medidos e calculados na etapa de preparação da amostra. Nesta etapa, foram medidas a porosidade e a permeabilidade absoluta ao gás da amostra antes do início de cada teste completo. Entre um teste e outro, a amostra foi submetida à limpeza (Etapa I do Protocolo de Testes, descrita no Item 3.5).

Tabela 4-1 – Porosidade e permeabilidade absoluta nos Testes 1, 2 e 3 (Etapa I).

	<b>Amostra (d= 3,81 cm e L= 44,8 cm)</b>		
	<b>Teste 1</b>	<b>Teste 2</b>	<b>Teste 3</b>
Volume poroso (porosímetro) (cc)	129,0	128,5	127,7
Volume Morto (cc)	11,09	11,09	11,09
Volume poroso da amostra (cc)	117,9	117,4	116,6
Porosidade (fração)	0,238	0,237	0,235
Permeabilidade ao gás (mD)	730	692	634

O critério utilizado para a avaliação do processo de limpeza da amostra foi a porosidade medida através do porosímetro a gás. Os valores medidos para a porosidade da amostra, após a limpeza, e correspondente às condições dos Testes 2 e 3 foram praticamente iguais ao do Teste 1.

Todavia, os valores determinados para a permeabilidade ao nitrogênio foram levemente reduzidos. No caso do Teste 2, foi observada uma redução de 5,2% em relação ao primeiro teste, ou seja, a permeabilidade ao gás (ar) passou de 730 mD (Teste 1) para 692 mD (Teste 2). Entre os Testes 2 e 3, a permeabilidade ao nitrogênio referente ao Teste 3 apresentou uma redução de 8,3% se comparada com o Teste 2, reduzindo de 692 mD para 634,2 mD, ou uma redução de 11,9% em relação ao primeiro teste. Apesar das diferenças obtidas, a limpeza foi considerada satisfatória e foi dado prosseguimento ao protocolo de testes, uma vez que o objetivo principal do trabalho consistia em avaliar a metodologia para análise de invasão e remoção do fluido invasor do meio poroso.

#### **4.2. Etapa II - Saturação da amostra com água**

Nesta etapa foi determinado o valor da permeabilidade absoluta à água. Para isto foi utilizada apenas a pressão hidrostática da coluna de água conectada na entrada e foram medidos os volumes produzidos para diversos intervalos de tempo como mostrado na Tabela 4-2.

Através destes valores foi possível calcular a vazão média e aplicando-se a lei de Darcy obter o valor da permeabilidade absoluta à água. A viscosidade considerada para a solução salina foi de aproximadamente 1 cp e os valores de permeabilidade à água determinados para os testes 1, 2 e 3 são apresentados na Tabela 4-2.

No primeiro teste a permeabilidade absoluta à água foi de 728mD, enquanto que no segundo teste esta permeabilidade caiu para 420mD. Este valor indica que ocorreu uma diminuição de 42,3%. No terceiro teste ocorreu um aumento em relação ao teste anterior e a permeabilidade absoluta à água resultou em 480 mD, representado um aumento de 14,2% em relação ao Teste 2 e uma redução de 34,1% em relação ao Teste 1.

Tabela 4-2 – Permeabilidade absoluta à água nos Testes 1, 2 e 3 (Etapa I)

Teste Diferencial de pressão	Amostra (diâmetro d=1,5 pol 3,81 cm e comprimento L= 44,8 cm) Viscosidade da água: $\mu_w=1$ cp				
	Volume (cc)	Tempo (s)	Vazão (cc/s)	Vazão média (cc/s)	Permeabilidade absoluta à água (mD)
	<b>1</b> $\Delta p=0,092$ atm	2,0	118	0,017	0,0165
	4,0	250	0,016		
<b>2</b> $\Delta p=0,092$ atm	1	98,24	0,010	0,0095	420
	2	210,08	0,010		
	3	317,23	0,009		
	4	429,13	0,009		
	5	539,57	0,009		
	7	650,00	0,011		
	1	98,24	0,010		
<b>3</b> $\Delta p=0,096$ atm	1,0	76,90	0,013	0,0110	480
	2,0	159,47	0,013		
	3,0	252,26	0,012		
	4,0	336,43	0,012		
	5,0	432,43	0,012		
	6,0	525,12	0,011		
	7,0	618,28	0,011		
	8,0	712,61	0,011		
	9,0	807,07	0,011		
	10,0	897,3	0,011		

### 4.3. Etapa III - Deslocamento com óleo até a saturação de água conata

Esta etapa visa preparar a amostra para que a mesma represente o reservatório sob condições iniciais de saturação de óleo e água conata.

A partir desta etapa do protocolo, os resultados serão apresentados separadamente para cada um dos testes, uma vez que a análise de dados passa a ser mais detalhada.

#### 4.3.1. Injeção de óleo na amostra - Teste 1

Os valores de volumes injetados (entrada) e produzidos (saída), registrados manualmente, são apresentados na (Figura 4-1). Os históricos de volumes acumulados são mostrados em função do volume poroso injetado (VPI). A irrupção (*breakthrough*) de óleo ocorreu após 340 min (20400 s) de injeção, correspondente a 0,735 VPI (volume poroso injetado). Após a irrupção ocorreu um período de escoamento bifásico, que pode ser visualizado como uma mudança na inclinação dos dados de massa e de volume produzidos. Os volumes produzidos após a irrupção foram apenas 1,8 mL de água e 227,3 mL de óleo.

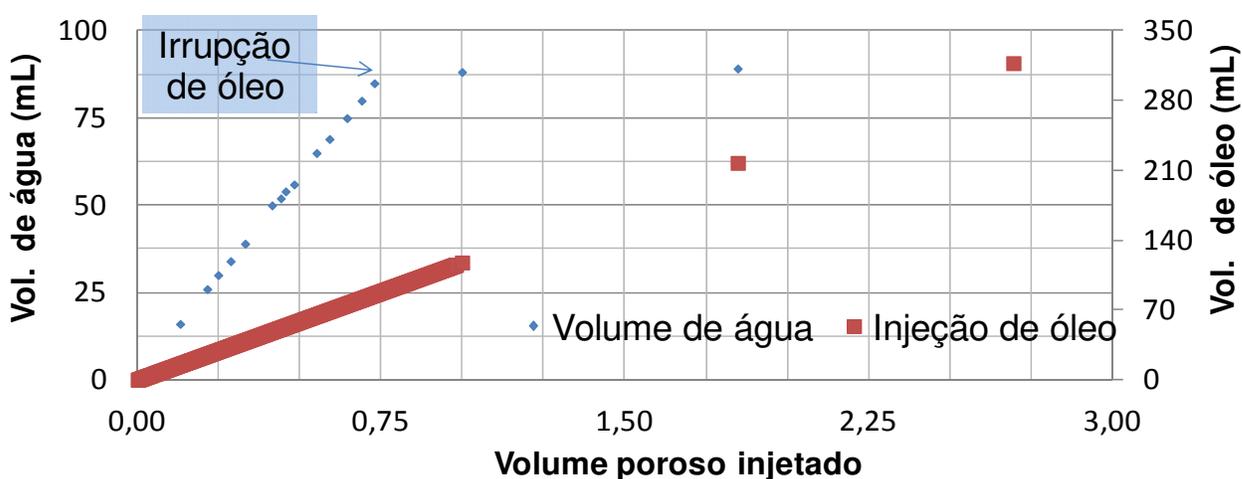


Figura 4-1– Volumes acumulados, injetado e produzido, durante injeção de óleo - Teste 1

Quando a vazão de produção de água aproximou-se de zero, ou seja, quando a vazão de óleo produzido não se alterou após algumas horas de injeção, o teste foi interrompido e verificou-se que o volume produzido acumulado de água na saída da amostra foi de 88,5 mL representando um valor de 75% do volume poroso inicial, que para este teste foi de 117,9mL. Assim sendo, a saturação de água inata após a injeção de óleo foi de 25%.

No histórico de volumes produzidos acumulados (Figura 4-1), pode-se notar que após a irrupção, a quantidade de água produzida foi muito pequena, e juntamente com o fato da viscosidade do óleo ser muito maior que a da água pode-se inferir que o deslocamento do óleo foi do tipo pistão e que a saturação atrás da frente de avanço já estava próxima da saturação de água conata.

O aparato de testes possibilitou a análise do avanço da frente de óleo de três maneiras distintas: (1) O primeiro modo permitiu estimar a velocidade da frente de avanço considerando-se saturação constante atrás da mesma. O volume de água produzido fornece uma estimativa da saturação residual na amostra e a razão entre o comprimento da amostra e o tempo de irrupção fornece a velocidade de propagação da frente de avanço; (2) Outra maneira foi acompanhá-la com o uso do equipamento de Raios-X. Neste caso foram feitas três varreduras de Raios-X (Figura 4-2); (3) Finalmente, pode-se acompanhar a frente de avanço através dos transdutores de pressão. Os transdutores de pressão começaram a registrar um aumento na pressão apenas quando a frente de avanço alcançou cada um deles conforme observado na Figura 4-2.

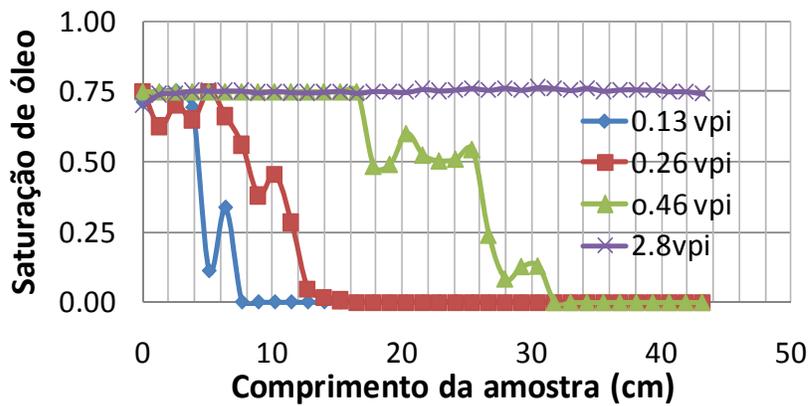


Figura 4-2 – Raio-X durante a drenagem – Teste 1

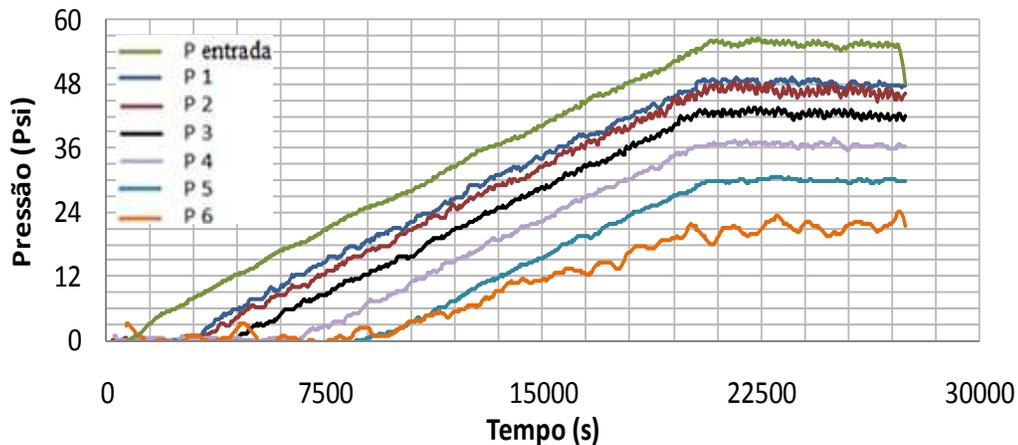


Figura 4-3 – Registro de pressões durante a drenagem - Teste 1

A primeira varredura de Raios-X foi realizada após a injeção de 13% do volume poroso (0,13 VPI - Volume Poroso Injetado) e 65 minutos (3900 segundos) de teste. A distância percorrida pela frente de avanço calculada pelo balanço de massa foi de 8,58 cm e a análise de Raios-X indicou uma mudança de saturação a cerca de 6,0 cm da face de entrada da amostra. Usando o tempo da aquisição de Raios-X e a posição indicada pela alteração de atenuação como referência, pode-se comparar a posição da frente de avanço através dos transdutores de pressão e analisando a Figura 4-3 concluí-se que a frente de avanço estava entre os transdutores posicionados a 2” (P2) e a 3” (P3) de distância em relação à face de entrada (5,08cm – 6,35cm). Confira as posições dos transdutores de pressão na Figura 3-3.

A segunda varredura de Raios-X ocorreu após 0,26 VPI e 122,5 min (7350 segundos) de teste. A distância percorrida determinada pelo balanço de massa foi de 16,17 cm e os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação em torno da posição de 14,0 cm da face de entrada da amostra. Usando o tempo da aquisição de Raios-X como referência, concluí-se que a frente de avanço estava entre os transdutores P4 e P5, posicionados respectivamente a 5” e a 7” (12,7cm – 17,78cm) de distância em relação ao ponto de injeção. Todavia pode-se notar nos registros de pressão que a frente de saturação estava mais próxima do transdutor P4 (vide Figura 4-3).

A terceira varredura de Raios-X ocorreu após 0,46 VPI e 215 minutos (12900 segundos) de teste. A distância invadida determinada pelo balanço de massa foi de 28,38 cm e os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação à cerca de 30 cm da face de injeção. Usando o tempo da aquisição como referência, pode-se concluir que a frente de avanço estava localizada após o último transdutor de pressão, posicionado a 10” de distância em relação ao ponto de injeção (25,40 cm).

Na Tabela 4-3 são mostrados os valores calculados para a saturação média atrás da frente de avanço e a comparação para a posição da frente de avanço calculada das três maneiras distinta.

Tabela 4-3 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 1)

Tempo (min)	Volume Poroso Injetado (VPI)	Saturação média de óleo atrás da frente (fração)	Distância percorrida pela frente de óleo (cm)		
			Balanço de Massa	Raios-X	Transdutores de Pressão
65,0	0,13	0,73	8,58	6,0	5,08cm – 6,35
122,5	0,26	0,72	16,17	14,0	12,7cm – 17,78

215,0	0,46	0,73	28,38	30,0	> 25,40
1254	2,80	0,75	Uniformemente saturada		

Uma vez atingido o regime permanente, foi determinada a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inata, que correspondeu a 550mD. A vazão utilizada para este cálculo foi obtida através da curva de produção e foi de 0.00425 mL/s. **(Erro! Fonte de referência não encontrada.)** A viscosidade do óleo utilizada foi obtida através da análise reológica e o valor determinado foi de 120cp na temperatura ambiente, ou seja, 23<sup>0</sup>C. O diferencial de pressão usado para este cálculo foi obtido através dos registros de pressões e o valor foi de 55,44psi.

Utilizando-se várias combinações dos sensores de pressão, também foi calculada a permeabilidade efetiva ao óleo para trechos da amostra. Os resultados obtidos permitem demonstrar como as leituras dos transdutores de pressão ao longo do testemunho podem auxiliar na investigação dinâmica da alteração de permeabilidade associada à distância percorrida pelo fluido injetado. Os valores podem ser observados na Tabela 4-4.

Na Tabela 4-4 abaixo, encontram-se os valores de permeabilidade calculados para diferentes trechos da amostra. Pode-se observar que os valores determinados usando-se diferentes transdutores de pressão, não apresentam grande diferença entre si e em relação ao valor médio determinado para a amostra inteira. Apenas um valor (1225 mD) está um pouco fora do padrão, mas acredita-se que este valor pode ser desconsiderado uma vez que a distância entre os transdutores é de apenas uma polegada e o diferencial de pressão entre estes transdutores era muito pequeno, podendo assim ser impreciso.

Tabela 4-4 – Permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata, por trechos - Teste 1

	p6 - saída	p5 - saída	p4 - saída	p3 - saída	p2 - saída	Amostra inteira
pressão (psi)	21,72	30,04	36,6	42,37	46,63	55,44
distância da face de entrada (cm)	19,5	27,12	32,2	37,28	39,82	44,9
Permeabilidade (mD)	610	613	597	597	580	550
	P2 - P3	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P5 - P6	
pressão (psi)	4,26	10,03	16,59	24,91	8,32	
distância (cm)	2,54	7,62	12,7	20,32	7,62	
Permeabilidade (mD)	1215	516	520	554	622	

	P3 - P4	P3- P5	P3 - P6	P4 - P5	P4 - P6
pressão (psi)	5,77	12,33	20,65	6,56	14,88
distância (cm)	5,08	10,16	17,78	5,08	12,7
Permeabilidade (mD)	598	559	584	526	589

#### 4.3.2. Injeção de óleo na amostra - Teste 2

Analogamente ao Teste 1, na etapa de injeção de óleo do Teste 2, foi registrado o histórico de volumes acumulados, Figura 4-4. Também foram realizadas varreduras de Raios-X (vide Figura 4-5) e registrados os históricos de pressão na entrada e em diferentes posições na direção de escoamento ao longo da amostra (Figura 4-6)

A irrupção (*breakthrough*) de óleo ocorreu após 359 minutos (21540 segundos), correspondente a 0,750 VPI (volume poroso injetado) e foi seguida de um período de escoamento bifásico que também foi registrado manualmente. No fim do teste foi verificada uma produção adicional, após a irrupção, de apenas 3,5 mL de água em relação a 226,3 mL de óleo injetado.

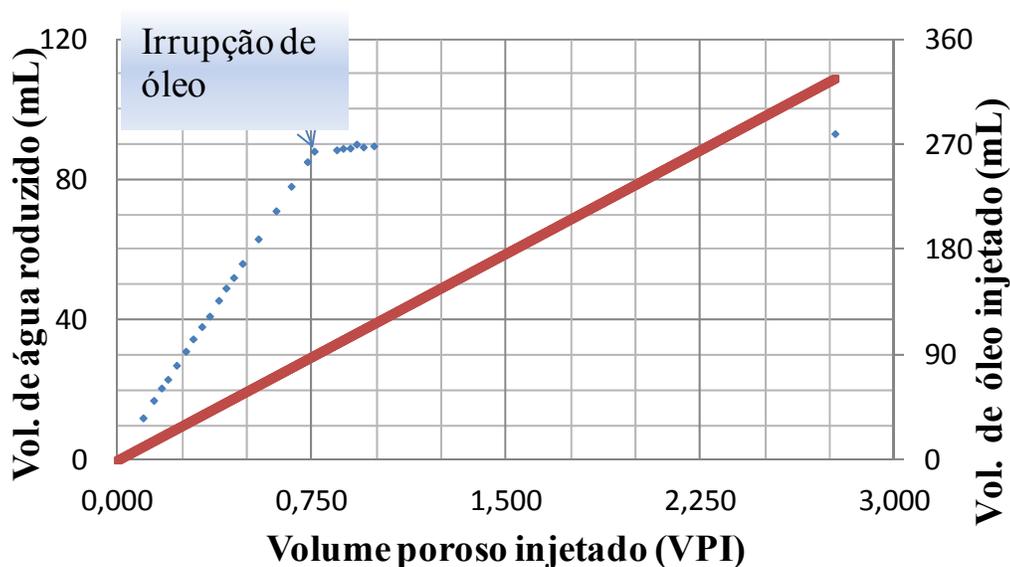


Figura 4-4 – Volumes acumulados, injetado e produzido, durante injeção de óleo - Teste 2

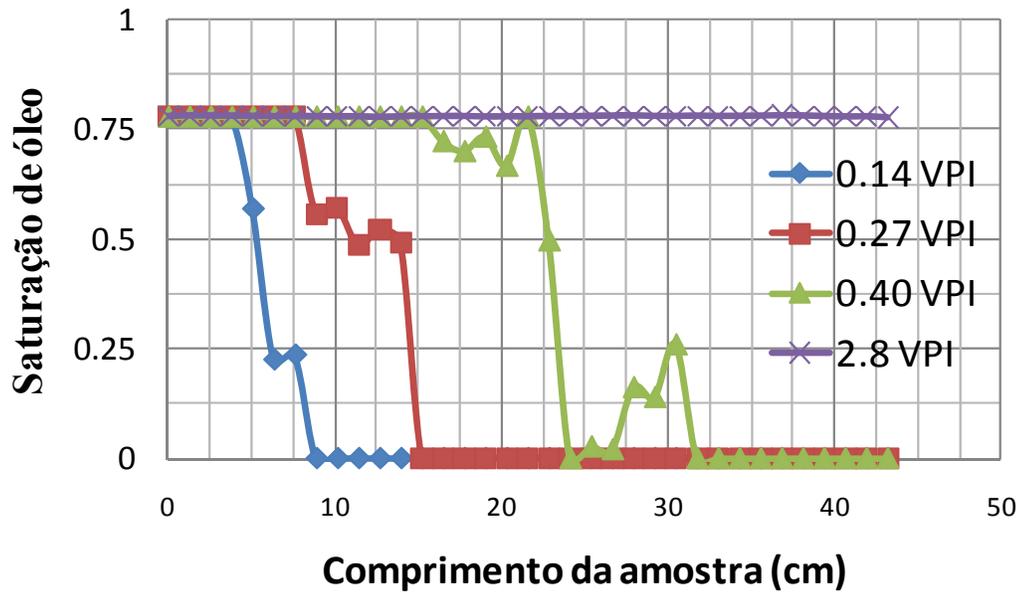


Figura 4-5 – Raios-X durante a injeção de óleo no Teste 2.

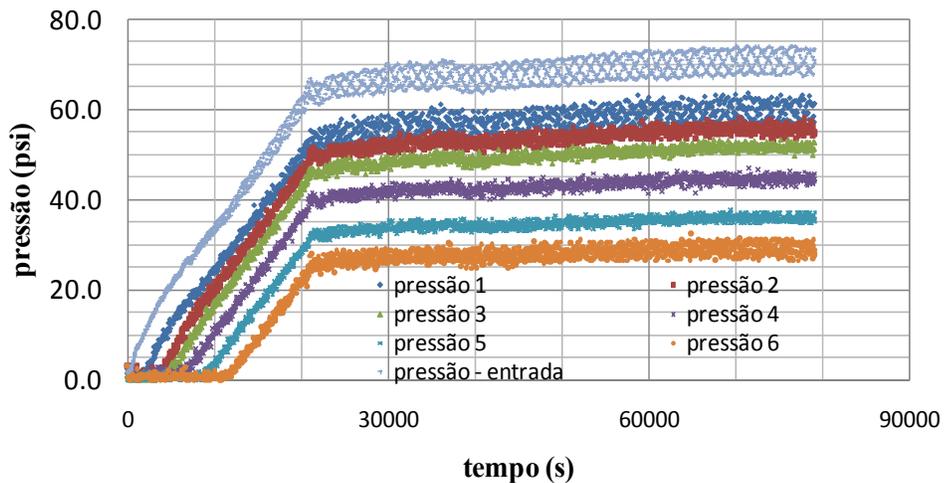


Figura 4-6 – Registro de pressão durante a injeção de óleo do Teste 2.

Quando a vazão de produção de água tornou-se praticamente nula, o teste foi interrompido. O volume produzido acumulado de água foi de 91,6 mL, e, portanto, a saturação residual de água conata na amostra, correspondeu à:

$$S_{wi} = \frac{V_p - V_{prod}}{V_p} = \frac{117,4 - 91,6}{117,4} = 0,22$$

Após 2,77 VPI de óleo injetados na amostra, esta atingiu o regime permanente e a condição de saturação de água residual, pois havia apenas produção de óleo na face de saída.

Utilizando os registros de massa e de volume durante a injeção, foi possível calcular a vazão de produção de 0,00409mL/s. O fato de ocorrer apenas produção de óleo na saída permitiu calcular a permeabilidade efetiva ao óleo que foi de aproximadamente 417mD. O diferencial de pressão medido correspondeu a 70,41psi. Na Figura 4-4, pode-se notar que após a irrupção de óleo, a quantidade de água produzida foi muito pequena, o que indica que o deslocamento do óleo foi do tipo pistão e que a saturação atrás da frente de avanço já estava próxima da saturação de água conata.

A partir dos dados das tomadas de pressão ao longo da amostra foram determinados valores médios para a permeabilidade efetiva da amostra para diferentes trechos como pode ser observado na Tabela 4-5. Os valores mostrados mais uma vez indicam que os transdutores de pressão fornecem bons resultados.

Tabela 4-5 – Permeabilidades efetivas ao óleo para diferentes trechos da amostra

	p1 - saída	p2 - saída	p3 - saída	p4 - saída	p5 - saída	p6 - saída
Pressão (Psi)	58,96	55,48	51,72	44,67	36,06	29,33
distância (cm)	42,36	39,82	37,28	32,2	27,12	19,5
Permeabilidade (mD)	469,3	468,9	470,9	470,9	491,3	434,3
	P1 - P2	P1 - P3	P1 - P4	P1 - P5	P1 - P6	P2 - P3
Pressão (Psi)	3,48	7,24	14,29	22,90	29,63	3,76
distância (cm)	2,54	5,08	10,16	15,24	22,86	2,54
Permeabilidade (mD)	476,8	458,1	464,5	434,7	504,0	440,8
	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P3 - P4	P3 - P5	P3 - P6
Pressão (Psi)	10,81	19,42	26,15	7,05	15,66	22,39
distância (cm)	7,62	12,7	20,32	5,08	10,16	17,78
Permeabilidade (mD)	460,5	427,1	507,6	471,0	423,8	518,9

A primeira varredura de Raios-X foi realizada após 0,137 VPI e 65,83 minutos (3950 segundos) de teste. A distância percorrida pelo balanço de massa foi de 8,23cm e a análise de Raios-X indicou uma mudança de saturação a cerca de 7 cm da face de entrada da amostra.

Usando o instante da aquisição de Raios-X como referência, pode-se comparar a posição da frente de avanço através dos transdutores de pressão e analisando-se os dados apresentados na Figura 4-6, pode-se concluir que a frente de avanço estava entre os transdutores posicionados a duas (P2) e a três polegadas (P3) de distância em relação à face de entrada (5,08 cm – 7,62 cm), Todavia pode-se notar nos registros de pressões que a frente de saturação estava mais próxima do Transdutor P3.

A segunda varredura de Raios-X ocorreu após 0,261 VPI e 125 minutos (7500 segundos) de teste. A distância percorrida determinada pelo balanço de massa foi de 15,62 cm, os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação em torno da posição a 14,0 cm da face de entrada da amostra. Usando o tempo da aquisição de Raios-X como referência, concluí-se que a frente de avanço estava entre os Transdutores P4 e P5, posicionados respectivamente a cinco e a sete polegadas (12,7cm – 17,78cm) de distância em relação ao ponto de injeção, sendo observada maior proximidade da frente de saturação em relação ao Transdutor P4 (12,7cm).

A terceira varredura de Raios-X ocorreu após 0,395 VPI e 189,15 minutos (11150 segundos) de teste. A distância invadida determinada pelo balanço de massa foi de 23,22 cm. Os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação em torno de 24 cm da face de injeção. Existe um salto na curva de Raios-X em torno da posição de 30 cm que foi interpretado com um erro de leitura. Usando o tempo de aquisição de Raios-X como referência, concluiu-se que a frente de avanço estava em torno da posição de 25,4 cm (Transdutor P6).

Na Tabela 4-6, são mostrados os valores calculados para a saturação média atrás da frente de avanço e a posição da frente de avanço, calculada a partir das três fontes de informação.

Tabela 4-6 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 2)

Tempo (min)	Volume Poroso Injetado (VPI)	Saturação média de óleo atrás da frente (fração)	Distância percorrida pela frente de óleo (cm)		
			Balanço de Massa	Raios-X	Transdutores de Pressão
65,83	0,137	0,75	8,23	7,0	5,08 – 7,62
125,00	0,261	0,75	15,62	14,0	12,7 – 17,78
189,15	0,395	0,76	23,22	24,0	~25,4
1332	2,77	0,78	Uniformemente saturada		

### 4.3.3. Injeção de óleo na amostra - Teste 3

Os registros de variação de volume na injeção (entrada) e na produção (saída) para a injeção de óleo do Teste 3 são apresentados na Figura 4-7. A irrupção (*breakthrough*) de óleo ocorreu depois de 360 minutos (21600 segundos) de injeção, correspondente a 0,745 VPI (volume poroso injetado). Após a erupção de óleo, ocorreu uma produção adicional de água de apenas 4,37 mL em relação à injeção adicional de 240,1 mL de óleo.

Quando a vazão de produção de água praticamente cessou, o teste foi interrompido. O volume produzido acumulado de água, descontados os volumes mortos, foi de 91,17 mL, e com este dado pode-se calcular a saturação residual de água conata na amostra.

$$S_{wi} = \frac{V_p - V_{prod}}{V_p} = \frac{116,6 - 91,17}{116,6} = 0,22$$

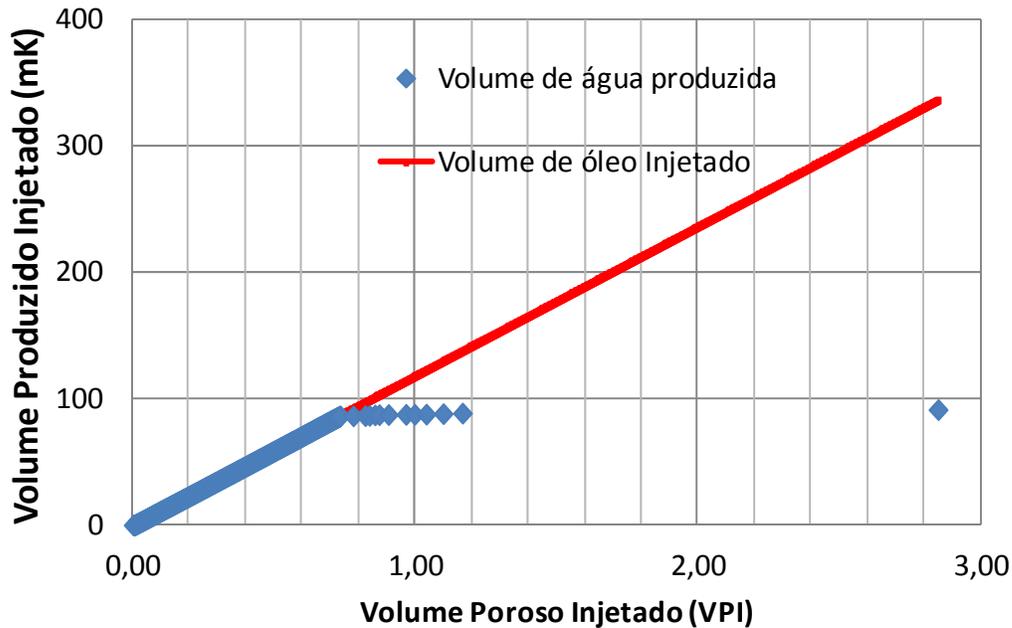


Figura 4-7 – Volumes acumulados injetado e produzido durante a injeção de óleo - Teste 3

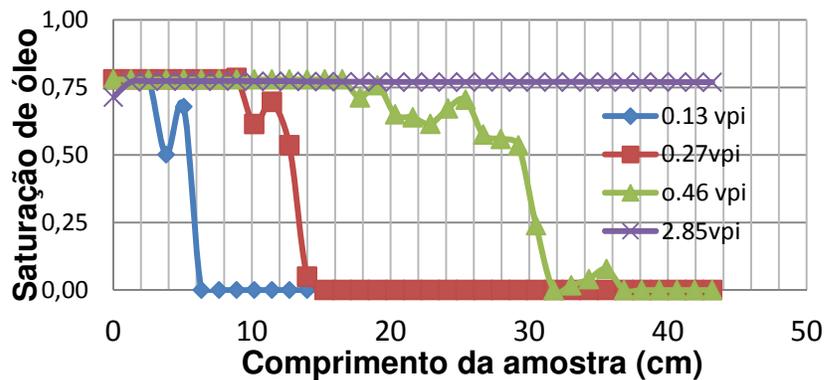


Figura 4-8 – Raios-X durante a injeção de óleo no Teste 3

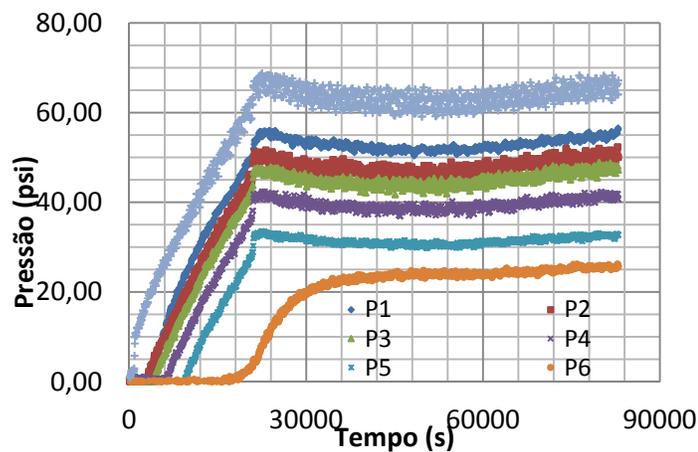


Figura 4-9 – Registro de pressão de durante a injeção de óleo no Teste 3.

Os históricos de pressão apresentados na Figura 4-9 estão ligeiramente diferentes daqueles registrados durante os testes anteriores devido ao mau funcionamento de um dos pistões da bomba de injeção. A bomba faz a injeção com o auxílio de dois pistões e um destes pistões apresentou um problema e parou de funcionar. A pressão registrada no sistema apresentou oscilações muito grandes e as curvas mostradas na Figura 4-9 foram obtidas com o auxílio de um filtro.

Após 2,75 VPI de óleo injetados na amostra, atingiu-se a saturação de água residual, pois havia apenas produção de óleo na saída. Utilizando-se os registros de variação de massa e de volume durante a injeção, foi possível calcular a vazão de produção de 0,00402mL/s. Sendo assim, pode-se calcular a permeabilidade efetiva ao óleo, que foi de aproximadamente 442mD. O diferencial de pressão registrado foi de 65,24 psi. Na Figura 4-7, pode-se notar que após a

irrupção, a quantidade de água produzida foi muito pequena, característica de deslocamento pistão e indicativo de que a saturação atrás da frente de avanço já estava próxima da saturação de água conata.

Os valores de permeabilidade média, para diferentes trechos da amostra, puderam ser determinados para diversas combinações de leituras dos transdutores de pressão. Vide resultados na Tabela 4-7.

Analogamente ao tratamento dado nos testes anteriores, a distância de avanço da frente de óleo em relação à face de injeção pode ser analisada de três maneiras distintas. Estes resultados são detalhadamente descritos abaixo e são sumarizados na Tabela 4-8Tabela 4-8.

A primeira varredura de Raios-X foi realizada após a injeção de 12,6% do volume poroso (0,126 VPI, Volume Poroso Injetado) e 60 minutos de teste. A distância percorrida pelo balanço de massa foi de 7,48cm e a análise de Raios-X indicou uma mudança de saturação ao redor de 6,0cm da face de entrada da amostra. Usando o tempo da aquisição de Raios-X como referência, pode-se comparar a posição da frente de avanço através dos transdutores de pressão e, analisando-se a Figura 4-9, conclue-se que a frente de avanço estava entre os transdutores posicionados a duas (P2) e a três polegadas (P3) de distância em relação à face de entrada (5,08cm –7,62cm).

Tabela 4-7 – Valores de permeabilidade efetiva ao óleo em diferentes trechos da amostra

	p6 - saída	p5 - saída	p4 - saída	p3 - saída	p2 - saída	p1 - saída
Pressão (psi)	25,55	32,64	41,21	47,18	50,15	55,01
distância (cm)	19,5	27,12	32,2	37,28	39,82	42,36
Permeabilidade (mD)	0,490	0,534	0,502	0,507	0,51	0,495
	P1 - P2	P1 - P3	P1 - P4	P1 - P5	P1 - P6	P2 - P3
Pressão (psi)	4,86	7,83	13,8	22,37	29,46	2,97
distância (cm)	2,54	5,08	10,16	15,24	22,86	2,54
Permeabilidade (mD)	0,336	0,419	0,474	0,438	0,499	0,555
	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P3 - P4	P3- P5	P3 - P6
Pressão (psi)	8,94	17,51	24,6	5,97	14,54	21,63
distância (cm)	7,62	12,7	20,32	5,08	10,16	17,78
Permeabilidade (mD)	0,549	0,466	0,531	0,546	0,448	0,528
	P4 - P5	P4 - P6	P5 - P6	P6 - P7	Amostra	

					inteira
Pressão (psi)	8,57	15,66	7,09	39,7	65,24
distância (cm)	5,08	12,7	7,62	25,4	44,9
Permeabilidade (mD)	0,381	0,521	0,690	0,411	0,442

A segunda varredura de Raios-X ocorreu após 0,282 VPI e 134 minutos de teste. A distância percorrida determinada pelo balanço de massa foi de 16,71 cm, os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação em torno da posição a 14 cm da face de entrada da amostra. Usando o tempo da aquisição dos Raios-X como referência, concluí-se que a frente de avanço estava entre os Transdutores P4 e P5, posicionados respectivamente a 5” e a 7” (12,7cm – 17,78cm) de distância em relação ao ponto de injeção. Todavia pode-se notar nos registro de pressão que a frente de saturação estava próximo da ao transdutor posicionado a 6” (15,24cm) da face de injeção (vide Figura 4-9).

A terceira varredura de Raios-X ocorreu após 0,463 VPI e 220 minutos de teste. A distância invadida determinada pelo balanço de massa foi de 27,44 cm, os dados de Raios-X indicaram uma mudança de saturação a cerca de 31,75 cm da face de injeção. O transdutor 6 não registrou as pressões com a mesma precisão de testes anteriores, como se pode observar na Figura 4-9, assim sendo, não foi possível concluir nada em relação ao Transdutor 6, nesta etapa.

Tabela 4-8 – Distância percorrida pela frente de óleo em função do tempo e do VPI (Teste 3)

Tempo (min)	Volume Poroso Injetado (VPI)	Saturação média de óleo atrás da frente (fração)	Distância percorrida pela frente de óleo (cm)		
			Balanço de Massa	Raios-X	Transdutores de Pressão
60	0,126	0,76	7,48	6,0	5,08 – 7,62
134	0,282	0,76	16,71	14,0	12,7 – 17,78
220	0,463	0,76	27,44	31,75	não conclusivo
1386	2,75	0,78	Uniformemente saturada		

#### 4.4. Etapa IV - Injeção de Solução Polimérica

Neste item são apresentados os resultados para a injeção de solução polimérica que visa simular a invasão de um fluido tipo *drill-in* para a formação, podendo com isso causar uma

redução de permeabilidade durante o processo e, conseqüentemente, uma redução na produtividade do poço.

O processo de invasão foi experimentalmente simulado no laboratório, de forma que não houvesse produção do fluido injetado, exceto no teste dois, que foi interrompido no momento em que a primeira gota de solução polimérica foi produzida. Assim sendo, a vazão de óleo produzida refere-se ao óleo removido da amostra e substituído por solução polimérica. A redução de saturação média de óleo no meio poroso leva a uma redução de produtividade, já que resulta na redução da mobilidade de óleo no meio poroso.

A redução da razão de produtividade média da amostra é determinada em função da pressão de deslocamento do teste e da vazão de produção de óleo durante a invasão.

A partir dos dados de pressão medidos ao longo da direção de escoamento, foi possível determinar as alterações, por trecho, do índice de produtividade em função da profundidade de invasão. A saturação de óleo média atrás da frente de invasão foi estimada a partir do volume injetado acumulado e da profundidade de vazão.

Para verificar a profundidade de invasão desta solução, novamente foram realizadas varreduras de Raios-X, porém o resultado não está incluído, uma vez que não foi possível extrair informações destes registros.

As posições dos transdutores de pressão para todos os testes são esquematizadas na Figura 4-10. As medidas de pressão em cada um dos transdutores permite identificar o instante em que a frente de invasão atinge cada um deles. Assim sendo, os trechos utilizados nas análises são representados por cores.

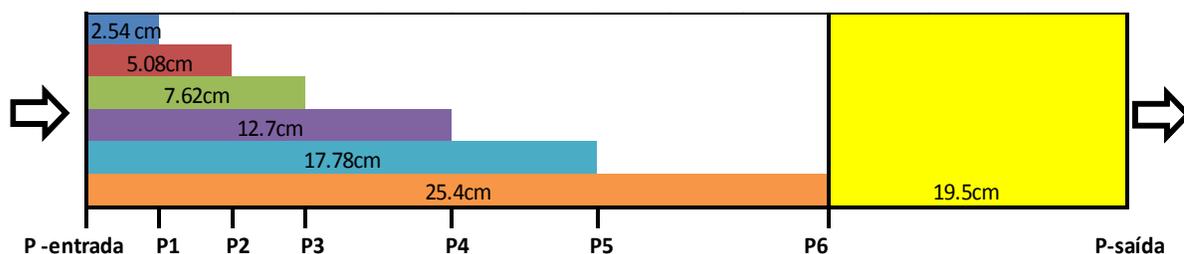


Figura 4-10 – Posições dos transdutores de pressão na amostra durante a Etapa IV

Os resultados serão apresentados separadamente para cada um dos testes, uma vez que a análise de dados é apresentada de forma detalhada e o fluido do Teste 3 é diferente daquele injetado nos Testes 1 e 2.

#### 4.4.1. Injeção de solução polimérica na amostra - Teste 1 -Poliacrilamida

Neste teste, foram injetados 24,4% do volume poroso de solução polimérica com uma pressão de 192psi. A injeção de solução polimérica foi interrompida quando a produção de óleo atingiu a marca de 30 mL. Observou-se a produção de algumas gotas de água assim que a válvula foi aberta, porém esta produção cessou rapidamente e ocorreu apenas a produção de óleo até o fim do teste.

Durante a injeção de polímero foi registrada a produção de óleo, que pode ser observada na Figura 4-11. A inclinação da curva no fim da injeção é muito menor do que no início realçando a influência da presença do fluido a base de polímero no meio poroso na vazão de saída.

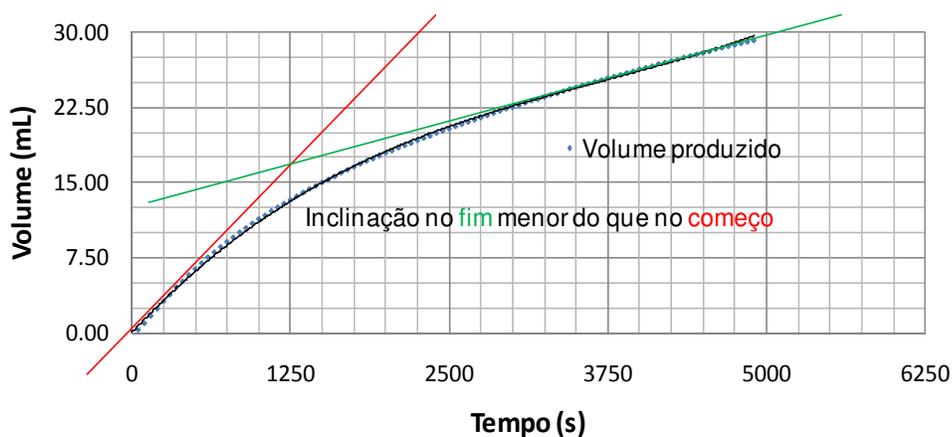


Figura 4-11 – Histórico de volume de óleo deslocado devido à injeção/invasão de solução polimérica – Teste 1

O volume real de polímero injetado na amostra foi de 28,77 mL, já descontados 1,23 mL de volume morto. Neste caso foi considerado apenas o volume morto da entrada, pois não foi observada produção de polímero na saída.

Analisando-se os registros de pressão, pode-se relacionar a chegada da frente de avanço de polímero a um ponto de mudança de inclinação (mínimo local) nos históricos de pressão de cada transdutor. Assim pode-se identificar o instante em que a frente de avanço alcançou a posição de

cada transdutor. Quanto mais afastado o transdutor estava da face de entrada, mais difícil ficava identificar este mínimo local, pois o registro de pressão mostrava curvas mais tênues (vide Figura 4-12).

Os valores dos instantes em que a frente de polímero atingiu cada transdutor são sumarizados na Tabela 4-9 e as cores representam a distância invadida em relação à face de entrada.

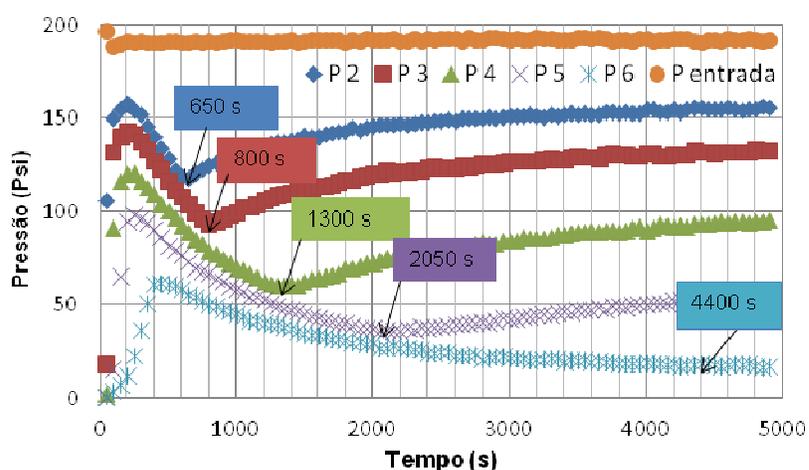


Figura 4-12 – Registro de pressão durante a injeção de Polímero do Teste 1.

Tabela 4-9 – Pressão dos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um.

Tempo (s)	Distância da face de entrada de cada transdutor						
	P <sub>entrada</sub> (psi) x=0 cm	P2 (psi) x=5,08 cm	P3 (psi) x=7,62 cm	P4 (psi) x=12,7 cm	P5 (psi) x=17,8 cm	P6 (psi) x=25,4cm	P <sub>saída</sub> (psi) x=44,8 cm
650	190,78	117,66	103,59	88,91	73,28	55,63	0
800	191,41	124,84	93,59	78,59	66,88	49,69	0
1300	191,41	137,03	108,44	60,16	48,91	39,22	0
2050	192,03	146,41	120,00	73,44	35,78	27,03	0
4400	190,78	155,63	131,41	93,594	51,563	18,59	0

Os valores de pressão destacados na Tabela 4-9 referem-se às leituras nos transdutores de pressão atrás da frente de avanço da solução polimérica. Utilizando-se estes valores, foi construído um gráfico que mostra a queda de pressão ao longo da amostra (vide Figura 4-13)

Pode-se observar que a queda de pressão possui duas inclinações distintas. A inclinação atrás da frente de avanço é diferente da inclinação na região posterior, ou seja, na zona não invadida que representa o reservatório com características originais.

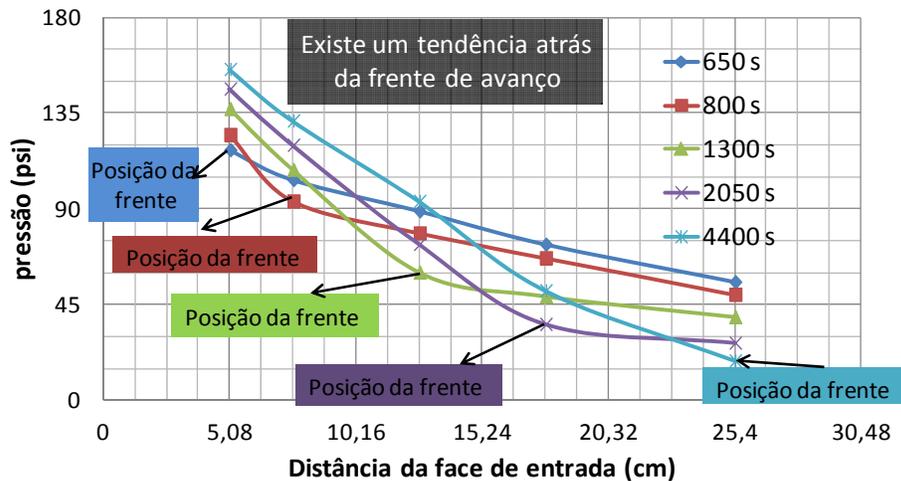


Figura 4-13 – Perfil da pressão em diversos instantes durante a injeção de polímero do Teste 1

Conhecendo-se a posição da frente de avanço em certos instantes de tempo, pode-se calcular a saturação média atrás da frente, já que o volume injetado é conhecido. O comportamento das saturações médias atrás da frente indica que o deslocamento do polímero não é um pistão ideal, mas também não se refere a um escoamento instável (presença de *fingers*), uma vez que a queda de saturação média de polímero atrás da frente não está ocorrendo de uma maneira brusca e se mantém próxima dos 40%. (Tabela 4-10)

Tabela 4-10 – Saturações médias na zona invadida – Teste 1.

Tempo (s)	650	800	1300	2050	4400
Profundidade da invasão (cm)	5,08	7,62	12,7	17,8	25,4
Volume Invadido (cc)	6,28	7,83	12,02	16,73	26,3
Saturação média de polímero atrás da frente (%)	0,47	0,39	0,36	0,36	0,40
Saturação de água conata (%)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Saturação média de óleo atrás da frente (%)	0,28	0,36	0,39	0,39	0,35

Na Tabela 4-11, são apresentados os valores de Razão de Produtividade (RP) que é uma razão entre o Índice de Produtividade (IP) real dividido pelo Índice de Produtividade Teórico

para os diferentes trechos em função da posição da frente de avanço. Os valores das vazões usadas para o cálculo do IP(real) da zona invadida foram obtidos através da derivada no tempo dos registros de volume acumulado. Os valores utilizados para o cálculo do IP(teórico) foram retirados da parte final da Injeção de Óleo. Adicionalmente, os valores obtidos para a razão de produtividade são apresentados de forma mais ilustrada na Tabela 4-12 mostrando a razão de produtividade para trechos invadidos e não invadidos.

Tabela 4-11 – Razão de produtividade na zona invadida – Teste 1.

Tempo (s)	650	800	1300	2050	4400
Profundidade da invasão (cm)	5,08	7,62	12,7	17,8	25,4
Diferença de pressão na zona invadida (psi)	73,1	97,8	131	156	172
Vazão (cc/s)	0,0109	0,0099	0,0075	0,0053	0,0032
Índice de Produtividade na zona invadida (cc/s)/psi	0,149E-05	0,101E-05	5,71E-05	3,39E-05	1,86E-05
Razão de Produtividade na zona invadida	0,22	0,22	0,21	0,17	0,14

Pode-se observar que os valores de RP na zona não invadida estão em torno de 1, indicando que profundidade de invasão nos diversos instantes estava correta. Foi verificado que, após 4400 segundos, a frente de avanço ultrapassou a posição do P6 causando uma diminuição no valor na Razão de Produtividade.

Tabela 4-12 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 1

Tempo (s)	Razão de produtividade na zona invadida (cor) e não invadida (sem cor)						
	P <sub>entrada</sub> x=0 cm	P2 x=5,08 cm	P3 x=7,62 cm	P4 x=12,7 cm	P5 x=17,8 cm	P6 x=25,4cm	P <sub>saída</sub> x=44,8 cm
650	0,22		1,06				
800	0,22			1,14			
1300	0,21				1,16		
2050	0,17					1,16	
4400	0,14						0,98

Na Figura 4-14 e na Figura 4-15 são apresentados os valores de razão de produtividade para a amostra inteira, em função do tempo e da profundidade invadida. Os valores de RP foram determinados a partir dos históricos de diferencial de pressão de invasão e de produção de óleo. A

profundidade de invasão em função do tempo foi determinada pela resposta dos sensores de pressão (mínimo local).

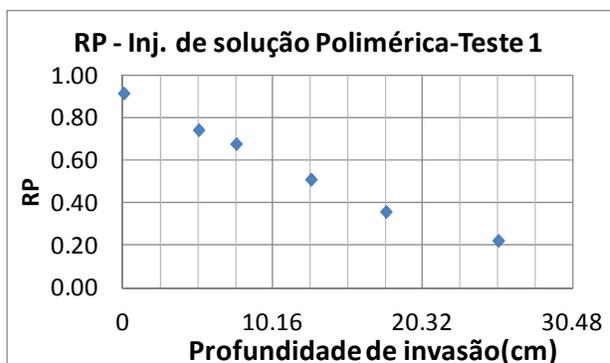


Figura 4-14 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida - Teste 1

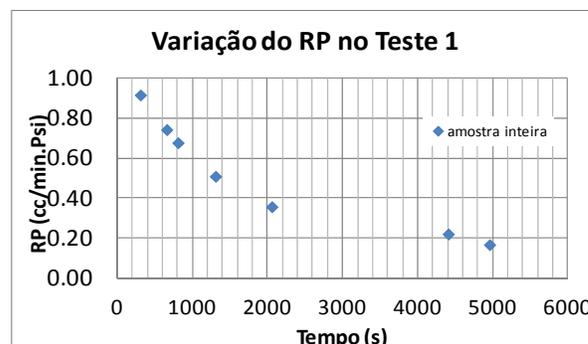


Figura 4-15 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão na amostra Teste 1

A posição da frente de invasão, também pode ser determinada através do balanço de massa, através da equação abaixo, que é equivalente à Equação 13 (vide Item 2.1.2).

$$L_{skin} = \frac{L(1 - \frac{\bar{\lambda}}{\lambda})}{\bar{\lambda}(\frac{1}{\lambda_{skin}} - \frac{1}{\lambda})} \quad (20)$$

A profundidade de invasão obtida pelos dois procedimentos é comparada na Tabela 4-13.

Tabela 4-13 – Estimativa de profundidade de invasão e cálculos de mobilidades média

Tempo (s)	Mobilidade ao óleo (mD/cp)			Profundidade de invasão (cm)	
	Região invadida	Região NÃO invadida	Amostra inteira	Balanço de Massa	Sensores de pressão
650	1,00	4,89	3,40	4,58	5,08
800	1,03	5,27	3,10	6,42	7,62
1300	0,96	5,32	2,33	11,67	12,70
2050	0,80	5,31	1,64	17,10	17,78
4400	0,64	4,52	1,01	25,50	25,40

A quinta coluna (Balanço de Massa) desta tabela, obtida através da Equação 13, apresenta a estimativa das posições dos transdutores utilizando os valores de mobilidades obtidos através dos registros de pressão.

Os valores de mobilidades calculados, referentes à região não invadida na Tabela 4-13 mostram que a estratégia utilizada para determinar a região invadida pelo polímero estava correta. A mobilidade ao óleo antes da injeção de polímero na amostra era igual a 4,64 mD/cp. Os valores na Tabela 4-13 evidenciam uma diferença entre as mobilidades antes e depois da frente de avanço.

Para verificar este raciocínio, foram traçadas as curvas de mobilidade utilizando as posições de cada transdutor juntamente com a posição de saída conforme apresentado na Figura 4-16.

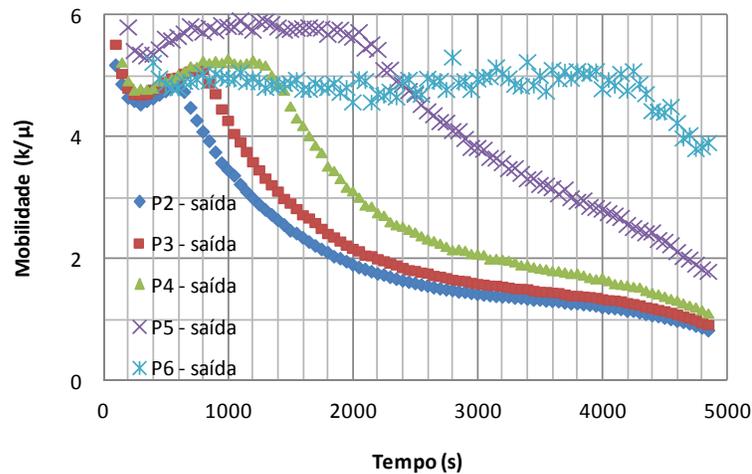


Figura 4-16 – Perfil de mobilidade ao óleo – Teste 1

Este gráfico indica o tempo no qual a frente de avanço alcançou cada transdutor. A mobilidade com valor ao redor de 5mD/cp indica que o fluido que está escoando é o óleo. Quando o polímero alcança o transdutor, a mobilidade naquele ponto começa a diminuir. Verificando os pontos nos quais se iniciam os declínios nas curvas, percebe-se que correspondem aos mesmos intervalos de tempo indicados anteriormente, comprovando assim que os valores inferidos estavam corretos.

Com esta análise juntamente com os valores de saturação estimados na Tabela 4-10, pode-se concluir que os valores comprovam o raciocínio utilizado para encontrar a posição da frente de avanço.

#### 4.4.2. Injeção de solução polimérica na amostra - Teste 2 – Poliacrilamida

O procedimento usado para a injeção de poliacrilamida foi o mesmo descrito no Item 4.4.1 com a diferença de que, neste teste, a injeção foi interrompida apenas quando ocorreu a irrupção (*breakthrough*) de solução polimérica. Este fato tem muita relevância para a interpretação dos resultados. O tempo de irrupção foi considerado como sendo o tempo no qual a frente de avanço chegou ao fim da amostra e, juntamente com o dado de volume produzido, pode-se estimar o valor de saturação média atrás da frente de avanço e assim comparar com as estimativas feitas com base nos registros de pressões. O volume real de polímero injetado nesta etapa foi de 45,06 mL correspondendo a 38% do volume poroso da amostra.

A curva de produção em função do tempo está apresentada na Figura 4-17 e pode-se observar que a vazão está diminuindo com o passar do tempo.

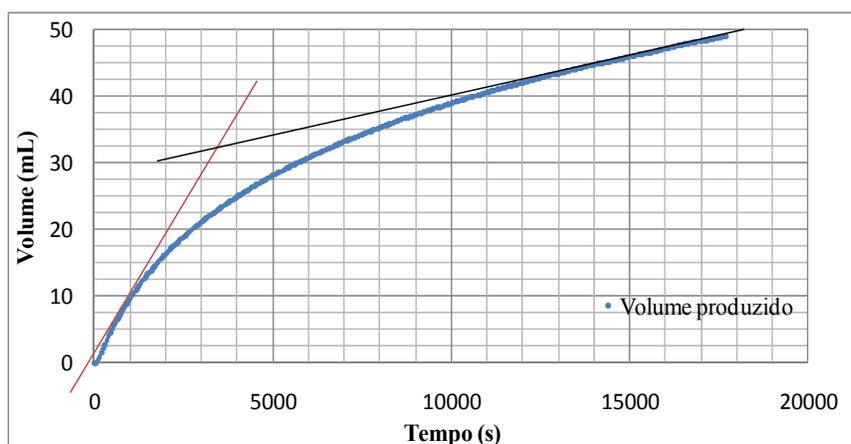


Figura 4-17– Curva de produção em função do tempo – Teste 2.

Para estimar a profundidade de invasão foi utilizada a variação existente nos registros de pressões e a análise de balanço de massa a partir da saturação média atrás da frente de avanço, cuja estimativa também pode ser obtida através da Equação 13.

Os registros de pressão no segundo teste incluem informações adicionais, pois como o teste foi realizado até a irrupção de polímero, pôde-se analisar o comportamento do transdutor P6 localizado a 25,4cm da face de entrada. Mesmo sendo o sensor mais afastado em relação à entrada, pode-se observar o mesmo comportamento dos demais, possibilitando a identificação do instante em que a frente de avanço alcançou a posição do mesmo através do ponto de mínimo no comportamento do histórico de pressão.

Na Figura 4-18 são apresentados os registros de pressão deste teste.

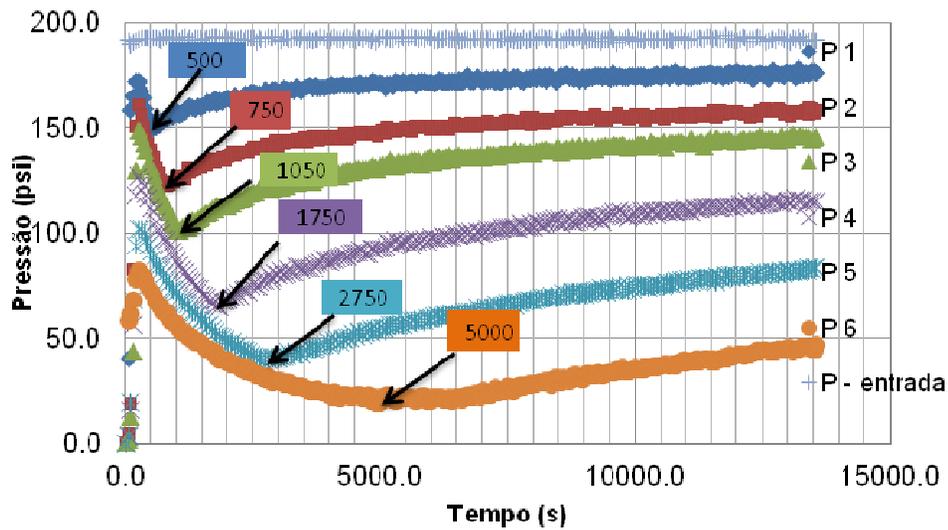


Figura 4-18 – Registro de pressão do Teste 2 – Injeção de poliacrilamida

Os valores dos instantes em que a frente de polímero atingiu cada transdutor são sumarizados na Tabela 4-14 e as cores representam a distância invadida em relação à face de entrada.

Tabela 4-14 – Pressão nos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um

Tempo (s)	Distância da face de entrada de cada transdutor							
	$\Delta P_{\text{entrada}}$ (psi) x=0 cm	$\Delta P_1$ (psi) x=2,54 cm	$\Delta P_2$ (psi) x=5,08 cm	$\Delta P_3$ (psi) x=7,62 cm	$\Delta P_4$ (psi) x=12,7 cm	$\Delta P_5$ (psi) x=17,8 cm	$\Delta P_6$ (psi) x=25,4 cm	$\Delta P_{\text{saída}}$ (psi) x=44,8 cm
500	192,5	149,8	139,7	131,7	112,3	91,6	72,3	0
750	193,0	154,1	122,5	115,0	97,7	80,3	62,7	0
1050	191,9	156,6	126,9	101,7	85,0	69,4	54,5	0
1850	192,7	163,1	135,5	112,7	65,0	51,1	39,8	0
2750	192,34	168,59	142,81	121,25	77,97	41,25	30,63	0
5250	192,81	171,56	149,53	132,19	93,13	55,16	20,31	0

Utilizando-se os valores da Tabela 4-14, foi construído um gráfico que mostra a queda de pressão ao longo da amostra (Figura 4-19). É possível observar duas inclinações distintas. A

inclinação atrás da frente de avanço é diferente da inclinação na região posterior, ou seja, na zona não invadida que representa o reservatório com características originais.

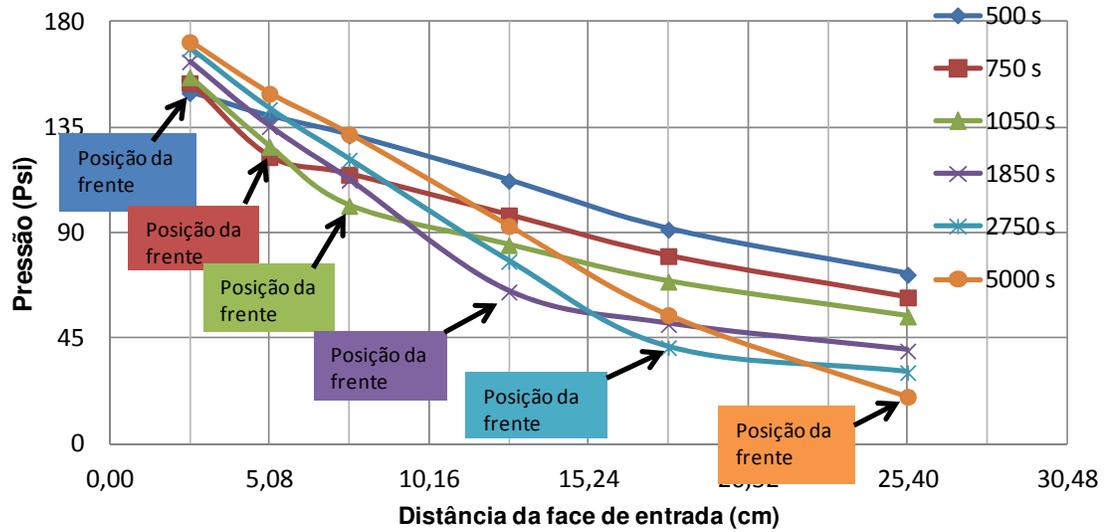


Figura 4-19 – Pressões dos transdutores em função da distância – Teste 2.

Conhecendo-se a posição da frente de avanço em certos instantes de tempo, foi calculada a saturação média atrás da frente de avanço. Os valores utilizados para as vazões foram obtidos através da derivada no tempo dos registros de volume acumulado e encontram-se na Tabela 4-15:

Tabela 4-15 – Dados da zona invadida – Teste 2

Tempo (s)	500	750	1050	1850	2750	5250	15300
Profundidade da invasão (cm)	2,54	5,08	7,62	12,7	17,8	25,4	44,9
Diferença de pressão na zona invadida (psi)	149,8	122,5	101,7	65,0	41,25	20,31	0
Vazão (cc/s)	0,0091	0,0082	0,0071	0,0054	0,0043	0,0028	0,0011
Volume Invadido (cc)	3,90	6,28	8,90	14,3	18,7	26,9	45,1
Saturação média de polímero atrás da frente (%)	0,59	0,47	0,45	0,43	0,40	0,40	0,38
Saturação de água conata (%)	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Saturação média de óleo atrás da frente (%)	0,19	0,31	0,33	0,35	0,38	0,38	0,40

Índice de Produtividade na zona invadida (cc/s)/psi	0,00021	0,00012	0,00008	0,00004	0,00003	0,00002	0,00001
Razão de Produtividade na zona invadida	0,21	0,23	0,23	0,18	0,13	0,15	0,12

Uma vez que foi utilizada solução de poliacrilamida tanto no Teste 1 quanto no Teste 2, era esperado que o valor de saturação residual atrás da frente de avanço no meio poroso fosse da mesma ordem de grandeza. Para este teste tem-se que o valor de saturação média atrás da frente para amostra inteira foi de 38%, o que é próximo dos 40% encontrados do teste anterior.

Na Tabela 4-16 encontram-se os valores de Razão de Produtividade (RP) para os diferentes trechos e posições da frente de avanço, bem como o valor obtido no fim do teste. Estes valores serão comparados com as RP obtidas durante o fluxo reverso, analisando-se assim a recuperação de produtividade de cada trecho e da amostra como um todo.

Analisando-se os dados apresentados na Tabela 4-16 também nota-se que os valores para RP no trecho “6-saída” estão em torno de 1. Este resultado foi tomado como indicativo de que as posições estimadas para a frente de avanço estavam corretas. Nota-se ainda que quando a frente alcançou a posição do P6, após 5250 segundos, o RP no trecho "6- saída" caracterizava-se como 0,94, valor bem próximo do máximo, porém no fim do teste o RP cai para 0,12 indicando que a amostra foi danificada neste trecho.

Tabela 4-16 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 2

Tempo (s)	Razão de produtividade na zona invadida (cor) e não invadida (sem cor)							
	P <sub>entrada</sub> x=0 cm	P1 x=2,54 cm	P2 x=5,08 cm	P3 x=7,62 cm	P4 x=12,7 cm	P5 x=17,8 cm	P6 x=25,4 cm	P <sub>saída</sub> x=44,8 cm
500	0,21		0,98					
750	0,23			1,03				
1050	0,23			1				
1850	0,21					1,02		
2750	0,19						1,05	
5250	0,15							0,94
15300	0,12							

Nas Figura 4-20 e 4-21 são apresentados os valores de razão de produtividade para a amostra inteira, em função do tempo e da profundidade invadida. Os valores de RP foram determinados a partir dos históricos de diferencial de pressão de invasão de solução polimérica e de produção de óleo. A profundidade de invasão em função do tempo foi determinada pela resposta dos sensores de pressão (mínimo local).

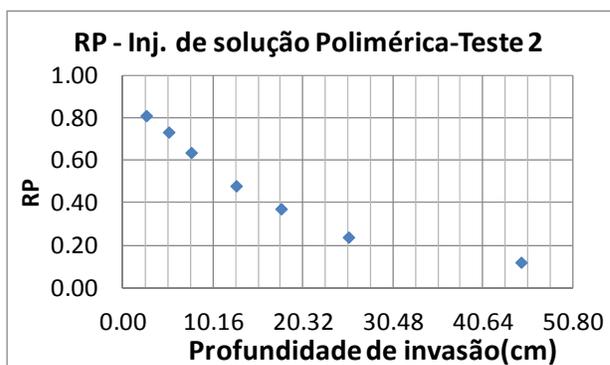


Figura 4-20 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida para a amostra - Teste 2

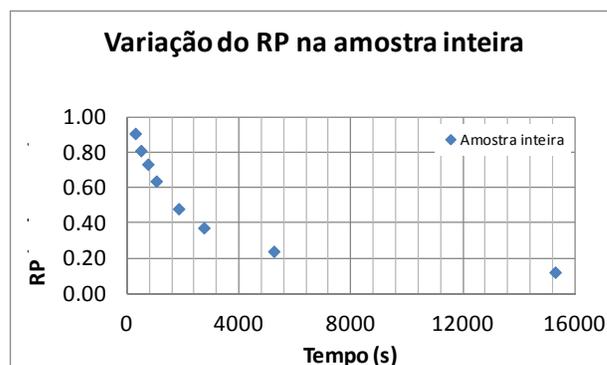


Figura 4-21 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão na amostra - Teste 2

Na Tabela 4.17 são mostrados os valores para a mobilidade média do óleo na zona invadida (atrás da frente de avanço) e na zona não invadida (rocha com condições originais) em função da profundidade de invasão e do tempo necessário para que esta profundidade fosse atingida.

Tabela 4-17 – Estimativa de profundidade de invasão e cálculo de mobilidade média – Teste 2

Tempo (s)	Mobilidade ao óleo (mD/cp)			Profundidade de invasão (cm)	
	Região invadida	Região NÃO invadida	Amostra inteira	Balanco de Massa	Sensores de pressão
500	0,72	3,42	2,82	4,03	2,54
750	0,79	3,56	2,55	6,18	5,08
1050	0,80	3,47	2,22	8,94	7,62
1850	0,71	3,56	1,67	13,50	12,70
2750	0,66	3,92	1,33	17,83	17,78
5250	0,55	3,61	0,88	25,71	25,40

Os valores de mobilidades calculados referentes à região não invadida na Tabela 4-17 mostram que a estratégia utilizada para determinar a profundidade atingida pelo polímero mostrou-se correta. A mobilidade ao óleo antes da injeção de polímero na amostra era igual a

3,48 mD/cp e os valores na Tabela 4-17 evidenciam a diferença entre as mobilidades atrás e à frente da posição de avanço.

Na Figura 4-22 são apresentados os históricos de variação da mobilidade do óleo, à medida que o processo de invasão ocorre. Estas curvas foram traçadas considerando-se o diferencial de pressão entre cada transdutor e a saída da amostra. A vazão foi obtida através da curva de produção e assim pode-se construir um gráfico dos valores de mobilidades em função do tempo.

O gráfico da Figura 4-22 demonstra que os pontos de mínimos nos registros de pressões representam o momento no qual o fluido de perfuração alcançou cada ponto. Observa-se que a curva de cada transdutor apresenta um valor de mobilidade em torno de 3,5 e após a chegada da frente de avanço este valor começa a diminuir e estabiliza-se em um valor abaixo de 1 no fim do teste.

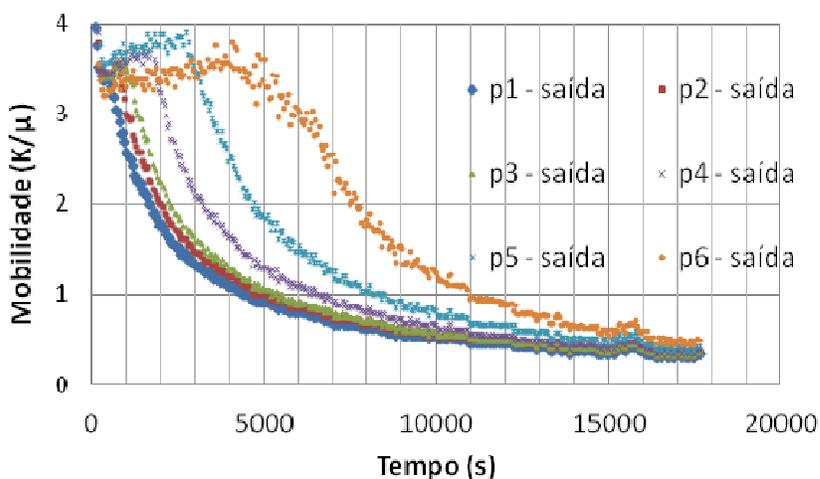


Figura 4-22 – Gráfico de mobilidade –Teste 2.

Outra informação obtida por meio deste gráfico foi o momento da erupção do fluido de perfuração, registrado por todos os transdutores por volta do instante correspondente a 15300 segundos.

#### 4.4.3. Injeção de solução polimérica na amostra – Teste 3 – Goma Xantana

O procedimento usado para a injeção de Goma Xantana foi exatamente o mesmo utilizado para o Teste 1, incluindo a quantidade de fluido injetado, para possibilitar a comparação entre os

testes. O volume real de polímero injetado nesta etapa foi de 28,7 mL correspondendo a 24,6% do volume poroso da amostra.

A curva de produção em função do tempo é apresentada na Figura 4-23 e pode-se observar que a vazão está diminuindo com o passar do tempo.

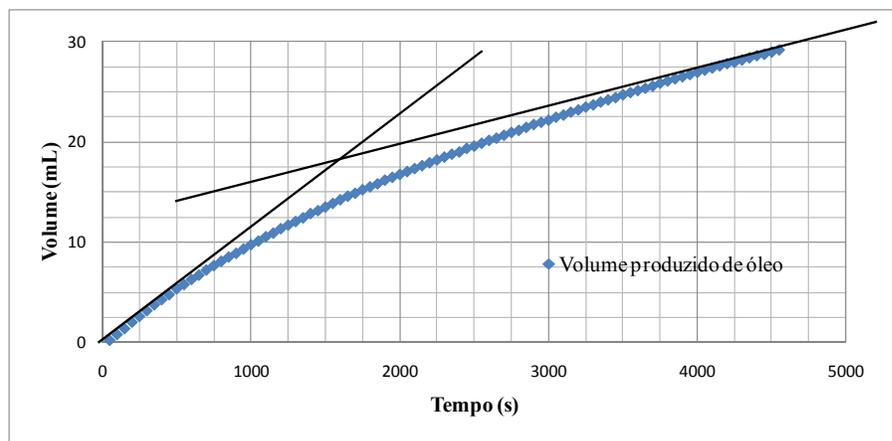


Figura 4-23 – Volume produzido durante a injeção de polímero

Na Figura 4-24 estão identificados os instantes nos quais a frente de saturação de polímero alcançou cada transdutor. Neste teste o ponto de mínimo local não ficou tão evidente quanto nos anteriores, porém foi escolhido o ponto de mínimo da mesma maneira. Neste teste o transdutor 1 apresentou problemas e as pressões não foram registradas corretamente. Assim sendo, os dados de pressão correspondentes ao sensor 1 não são apresentados nos gráficos. O transdutor 6 apresentou resultados dúbios, como pode ser observado, e por isso, os valores nas tabelas referentes ao P6 não fornecem informações confiáveis, mas eles estão nas tabelas para ajudar nas análises.

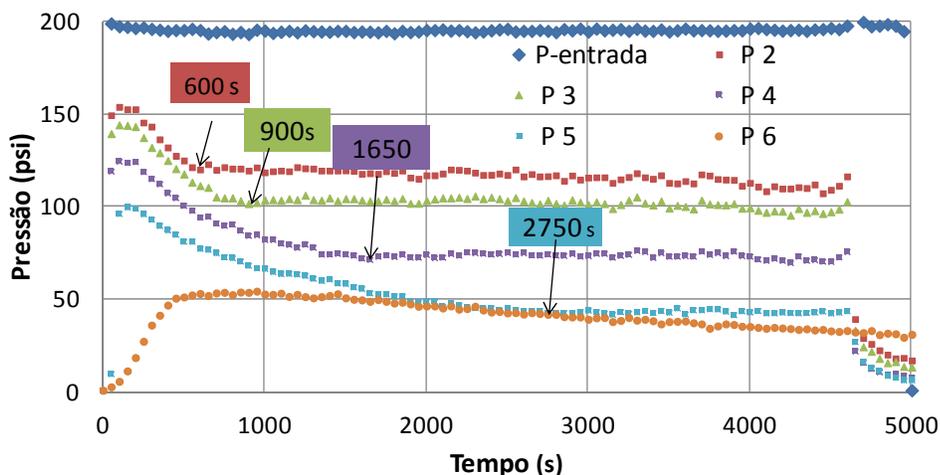


Figura 4-24 – Registros dos transdutores de pressão do teste 3

Os valores dos instantes em que a frente de polímero atingiu cada transdutor são sumarizados na Tabela 4-18 e as cores representam a distância invadida em relação à face de entrada.

Tabela 4-18 – Pressão nos transdutores nos instantes em que a frente de avanço atinge cada um

Tempo (s)	Distância da face de entrada de cada transdutor						
	$\Delta P_{\text{entrada}}$ (psi) x=0 cm	$\Delta P_2$ (psi) x=5,08 cm	$\Delta P_3$ (psi) x=7,62 cm	$\Delta P_4$ (psi) x=12,7 cm	$\Delta P_5$ (psi) x=17,8 cm	$\Delta P_6$ (psi) x=24,5 cm	$\Delta P_{\text{saída}}$ (psi) x=44,9 cm
600	195,3	120,16	94,38	94,38	77,50	53,28	0
900	193,1	119,53	84,53	84,53	68,44	53,21	0
1650	194,4	118,13	71,56	71,56	53,59	49,06	0
2750	194,8	116,56	74,53	74,53	42,66	42,03	0
4600	197,66	116,41	102,81	75,78	43,91	33,28	

Os diferenciais de pressão destacados na Tabela 4-18 correspondem às leituras atrás da frente de avanço. Com estes pontos de mínimos também foram traçadas curvas para mostrar as variações de pressão ao longo da amostra. Pode-se observar a tendência que existe nos diferenciais de pressão quando a frente de avanço já passou pelos respectivos transdutores. Para facilitar a visualização nesta figura duas retas (pretas) foram traçadas mostrando a inclinação nos pontos antes e depois da frente de avanço (Figura 4-25)

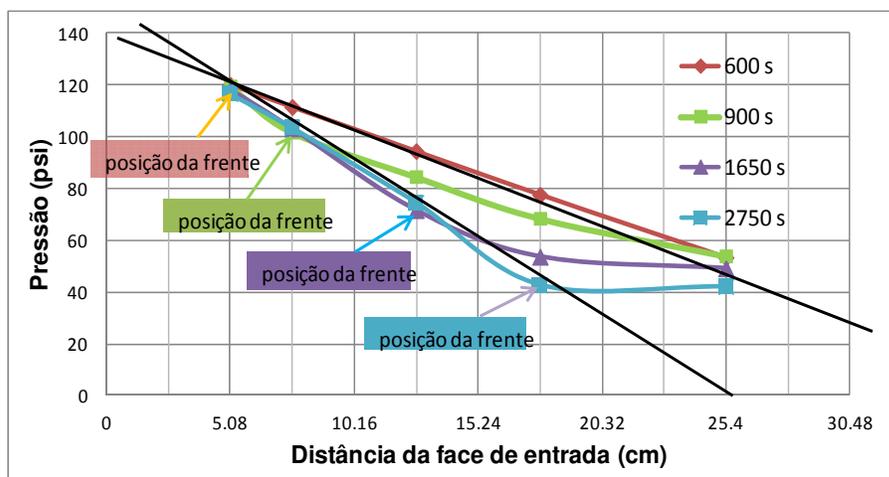


Figura 4-25 – Perfil da pressão em diversos tempos no teste 3

Conhecendo-se a posição da frente de avanço em diversos instantes, pode-se calcular a saturação média atrás da frente, uma vez que o volume de polímero injetado é conhecido. Os valores utilizados para as vazões foram obtidos através dos registros de produção e encontram-se na Tabela 4-19.

O comportamento das saturações médias atrás da frente indica que o deslocamento do polímero não é um pistão ideal, mas também não se refere a um escoamento instável (presença de *fingers*), uma vez que a queda de saturação média atrás da frente não está ocorrendo de maneira brusca.

Tabela 4-19 – Dados da zona invadida – Teste 3

Tempo (s)	600	900	1650	2750	4600
Profundidade da invasão (cm)	5,08	7,62	12,7	17,8	25.4?
Diferença de pressão na zona invadida (psi)	74.06	92.50	122.66	151.56	160.94
Vazão (cc/s)	0.0095	0.0086	0.0067	0.0052	0.0031
Volume Invadido	6,28	7,83	12,02	16,73	28.7
Saturação média de polímero atrás da frente (%)	0.48	0.45	0.44	0.45	0.44
Saturação de água conata (%)	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Saturação média de óleo atrás da frente (%)	0.27	0.30	0.31	0.30	0.31
Índice de Produtividade na zona invadida (cc/s)/psi	12.6 E-05	7.3E-05	4.32E-05	2.04E-05	1.91E-05
Razão de Produtividade na zona invadida	0.23	0.26	0.25	0.22	0.18

Na Tabela 4-19 – Dados da zona invadida – Teste 3 Tabela 4-20 encontram-se os valores de Razão de Produtividade (RP) para os diferentes trechos e posições da frente de avanço bem como o valor obtido no fim do teste. Estes valores serão comparados com as RP obtidas durante o fluxo reverso analisando assim a recuperação de produtividade de cada trecho da amostra e da amostra como um todo.

Analisando-se os dados da Tabela 4-20, também nota-se que os valores da RP no Trecho 6-saída estão maiores que 1, observando a curva de pressão percebe-se que os dados fornecidos no começo da aquisição não são confiáveis (para o transdutor P6). Pode-se observar ainda que o valor de RP da amostra é muito próximo do ideal no começo do teste e se reduz drasticamente com a invasão do polímero no meio poroso.

Tabela 4-20 – Razão de Produtividade em diferentes trechos da amostra – Teste 3

Tempo (s)	Razão de produtividade na zona invadida (cor) e não invadida (sem cor)						
	P <sub>entrada</sub> x=0 cm	P2 x=5,08 cm	P3 x=7,62 cm	P4 x=12,7 cm	P5 x=17,8 cm	P6 x=25,4 cm	P <sub>saída</sub> x=44,9 cm
600	0,23		1,14				
900	0,26			1,14			
1650	0,25				1,09		
2750	0,22					1,20	
4600	0,18						0,67

Nas Figura 4-26 e 4-27 são apresentados os valores de razão de produtividade para a amostra inteira, em função do tempo e da profundidade invadida. Os valores de RP foram determinados a partir dos históricos de diferencial de pressão de invasão e de produção de óleo. A profundidade de invasão em função do tempo foi determinada pela resposta dos sensores de pressão (mínimo local).

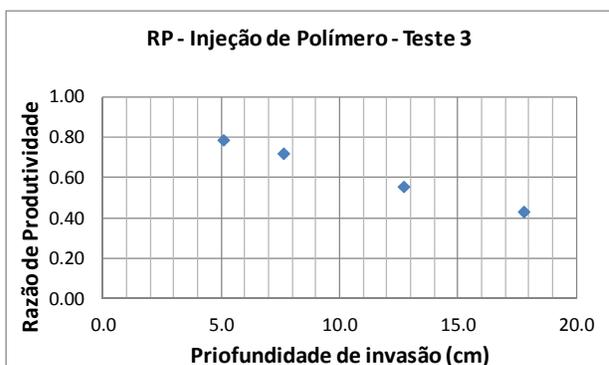


Figura 4-26 – Razão de Produtividade versus profundidade invadida- Teste 3

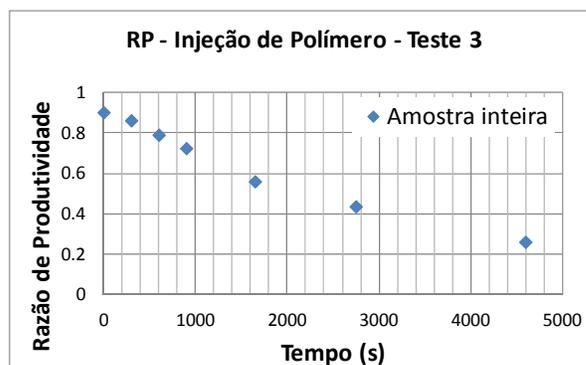


Figura 4-27 – Razão de Produtividade versus tempo para a invasão- Teste 3

Na Tabela 4-21 são mostrados os valores para a mobilidade média do óleo na zona invadida (atrás da frente de avanço) e na zona não invadida (rocha com condições originais) em função da profundidade de invasão e do tempo necessário para que esta profundidade fosse atingida.

Os valores de mobilidades calculados referentes à região não invadida na Tabela 4-21 mostram que a estratégia utilizada para determinar a profundidade de invasão do polímero mostrou-se correta. A mobilidade ao óleo antes da injeção de polímero na amostra era igual a 3,68 mD/cp. Os valores também evidenciam a diferença entre as mobilidades antes e depois do avanço da frente de injeção.

Tabela 4-21 – Profundidade de invasão e cálculo de mobilidade média – Teste 3

Tempo (s)	Mobilidade ao óleo (mD/cp)			Profundidade de invasão (cm)	
	Região invadida	Região NÃO invadida	Amostra inteira	Balanco de Massa	Sensores de pressão
600	0,91	4,09	2,93	4,47	5,08
900	0,96	4,17	2,67	6,76	7,62
1650	0,88	4,39	2,07	11,61	12,70
2750	0,80	4,74	1,61	16,50	17,78

Na coluna 5 (Balanco de Massa) da Tabela 4-21, apresenta-se as estimativas dos valores de mobilidades e da profundidade de invasão obtidos através do balanço de massa e dos registros de pressões (vide Equação 13).

Os valores obtidos de mobilidade antes da frente de avanço (coluna 2 – Região Invadida) e depois da frente de avanço (coluna 3 – Região Não invadida) confirmam que os instantes

indicados na Tabela 4-21 referem-se à posição da frente de avanço, e que antes desta posição o fluido em movimento é o polímero, e depois dela tem-se o escoamento de óleo.

Uma maneira de mostrar a frente de avanço percorrendo o meio poroso através dos registros de pressão é apresentada na Figura 4-28. As curvas foram traçadas considerando o diferencial de pressão entre cada transdutor e a saída da amostra.

O gráfico da Figura 4-28 demonstra que os pontos de mínimos nos registros de pressões representam o momento no qual o fluido de perfuração alcançou cada posição dos sensores. Observa-se que a curva de cada transdutor apresenta um valor de mobilidade em torno de 4 e após a chegada da frente de avanço este valor começa a diminuir e estabiliza-se em um valor abaixo de 1 no fim do teste. Como os instantes nos quais as curvas mostradas na Figura 4-28 começam a diminuir, são justamente os instantes que determinam os pontos de mínimos nos registros de pressão, concluí-se que a opção feita para determinar a posição da frente de avanço está correta.

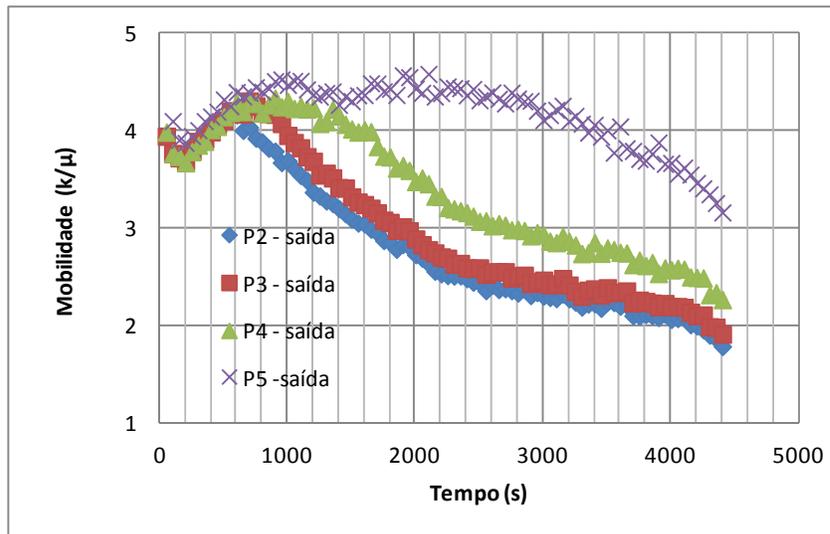


Figura 4-28 – Mobilidade utilizando os diferenciais de pressão mostrados no gráfico

Com os valores determinados de mobilidade e de saturação média atrás da frente de avanço, são ratificadas as estimativas das posições da frente de avanço a partir dos registros de pressão.

#### 4.5. Etapa V - Fluxo Reverso de Óleo

Neste item são apresentados os resultados para etapa de restauração da produtividade da formação com o fluxo reverso de óleo. Esta etapa visa simular a limpeza natural da região ao redor do poço quando o mesmo é aberto para produção.

O processo de “limpeza do poço” foi experimentalmente simulado no laboratório, até o momento em que não houvesse mais produção da solução polimérica na saída e a vazão de óleo atingisse um valor aproximadamente constante, ou seja, atingisse o limite máximo de remoção do dano.

Assim sendo, a quantidade de polímero produzida relaciona-se ao dano removido da formação. A redução de saturação de polímero e conseqüentemente o aumento da saturação de óleo na região próxima ao poço resulta em um aumento da produtividade e, portanto uma restauração da mobilidade ao óleo no meio poroso.

A partir dos dados de pressão medidos ao longo da direção de escoamento, foi possível determinar o retorno do índice de produtividade por trecho e da amostra como um todo em função do tempo de injeção ou do volume poroso injetado.

O objetivo deste fluxo reverso é observar o retorno de permeabilidade da região invadida devido a um processo de limpeza natural, ou seja, sem nenhum tipo de intervenção diferente do escoamento dos fluidos do reservatório para o poço em função da diferença entre a pressão de poro do reservatório e a pressão de fundo do poço.

Para esta etapa foi preciso reposicionar o transdutor da entrada na extremidade de saída, onde se conectou uma garrafa com óleo mineral Nujol. O óleo foi injetado com um diferencial de pressão de aproximadamente 200 psi, a partir da extremidade de saída da amostra e com orientação inversa do porta-testemunho, invertendo-se todo o sistema. Foi tomado o cuidado de deixar todos os capilares preenchidos para facilitar a análise dos volumes produzidos e injetados.

A Figura 4-29 ilustra a posição dos transdutores de pressão durante o fluxo reverso. As cores indicam os trechos utilizados nos cálculos para facilitar a visualização das posições dos transdutores.

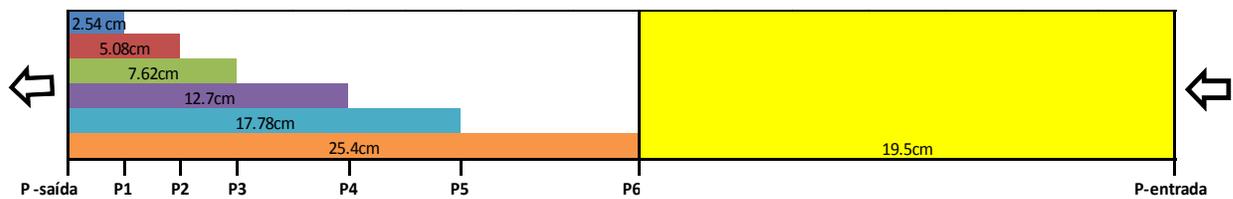


Figura 4-29 – Posições dos transdutores durante o fluxo reverso.

Os resultados são apresentados separadamente para cada um dos testes.

#### 4.5.1. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 1

Neste teste foi injetada uma quantidade de óleo igual a 292cc, cerca de 2,48VP. Neste momento é importante ressaltar que a região invadida é extremamente pequena comparada com o tamanho do reservatório por isso é importante ter como referência apenas a região invadida, que para este teste correspondeu a aproximadamente metade da amostra. Assim sendo a quantidade de óleo injetada na verdade é aproximadamente 5VP em relação à região invadida. O volume produzido acumulado de polímero foi de 18cc sem descontar o volume morto na entrada, que para este teste foi de 2,83 cc. Assim o volume real de polímero produzido foi de 15,17cc correspondente a 52,7 % em relação ao total de polímero injetado na amostra.

O objetivo desta etapa do teste foi verificar o comportamento da região invadida pelo polímero, durante a fase de “perfuração”, a partir do instante no qual o reservatório começa a ser depletado.

Durante o fluxo reverso, o interesse é observar o retorno de permeabilidade da região invadida devido à remoção natural, ou seja, sem nenhum tipo de intervenção além do escoamento dos fluidos do reservatório para o poço em função da diferença entre a pressão de poro do reservatório e a pressão de fundo do poço.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra os valores de mobilidade ao óleo para diferentes trechos da amostra, e pode-se observar os valores correspondentes ao fim da injeção de óleo e ao fim do fluxo reverso.

Tabela 4-22 – Valores de Mobilidade do óleo antes e depois da injeção de polímero

Delta de pressão	P2 - P3	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P3 - P4	
Mobilidade do óleo antes (mD/cp)	1,00	4,30	4,30	4,50	5,00	
Mobilidade do óleo depois (mD/cp)	1,53	1,74	1,83	1,92	1,88	
Recuperação	1,53	0,40	0,43	0,43	0,38	
Delta de pressão	P3 - P5	P3 - P6	P4 - P5	P4 - P6	P5 - P6	Amostra inteira
Mobilidade do óleo antes (mD/cp)	4,70	4,80	4,40	4,70	4,90	4,67
Mobilidade do óleo depois (mD/cp)	1,92	2,00	1,97	2,05	2,11	2,10
Recuperação	0,41	0,42	0,45	0,44	0,43	0,45
Delta de pressão	P2 - saída	P3 - saída	P4 -saída	P5 -saída	P6entrada	
Mobilidade do óleo antes (mD/cp)	4,83	4,98	4,98	5,11	4,50	
Mobilidade do óleo depois (mD/cp)	1,37	1,42	1,57	1,67	4,00	
Recuperação	0,28	0,28	0,32	0,33	0,89	

Observando as resultados apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, percebe-se que a recuperação nos diferentes trechos em termos de mobilidade da amostra em relação ao óleo ficou em torno de 42%. Nesta tabela pode-se destacar que a região que não foi alcançada pelo polímero durante a etapa anterior (p6 – saída) ficou com uma mobilidade muito alta, sendo assim mais um indicativo de que esta região realmente não foi alterada significativamente durante a etapa anterior.

A Tabela 4-23 mostra os valores da Razão de Produtividade, para diversos intervalos de tempo e para o fim do teste, referentes a diversos trechos da amostra.

Tabela 4-23 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 1

VPI	Tempo (h)	Retorno da Razão de Produtividade (RP)						
		Saída - 2	Saída - 3	Saída - 4	Saída - 5	Saída - 6	6-entrada	amostra inteira
0,00	2	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12	0,63	0,19
0,22	4	0,14	0,14	0,15	0,16	0,18	0,63	0,26
0,44	6	0,17	0,18	0,19	0,20	0,23	0,64	0,31
0,73	6	0,20	0,21	0,23	0,24	0,26	0,68	0,36
1,05	8	0,22	0,23	0,26	0,27	0,29	0,75	0,40
1,40	10	0,24	0,25	0,27	0,29	0,31	0,78	0,42
1,77	12	0,26	0,26	0,29	0,31	0,33	0,81	0,45
2,48	15,64	0,27	0,27	0,30	0,32	0,35	0,81	0,46

A Tabela 4-23 mostra os valores de RP para o fim de teste, ou seja, a restauração da amostra em diferentes trechos em termos da razão de produtividade. Nota-se que na região P6-entrada, a recuperação foi bem mais alta do que na amostra inteira, isto ocorreu devido a esta região ter sido pouco invadida durante a injeção de polímero sendo assim era esperado um valor próximo de 1.

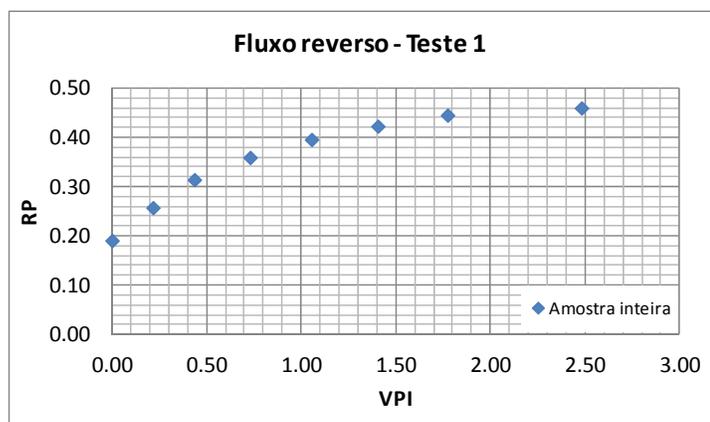


Figura 4-30 – RP durante o fluxo reverso - Poliacrilamida

A Figura 4-30 – RP durante o fluxo reverso - Poliacrilamida mostra a recuperação do índice de produtividade durante a limpeza natural da amostra.

Para observar o impacto da remoção do polímero na taxa de produção, uma curva de produção acumulada foi traçada (Figura 4-31). Nesta curva pode-se observar uma concavidade para cima indicando que a vazão está ficando maior com o passar do tempo. Para uma melhor visualização, foi traçado um gráfico da vazão em função do tempo, como pode ser observado na Figura 4-32. No gráfico fica claro que a vazão aumenta com o passar do tempo. No fim do teste, a vazão está consideravelmente maior do que no início e aparentemente, próxima do limite possível através apenas do escoamento do óleo.

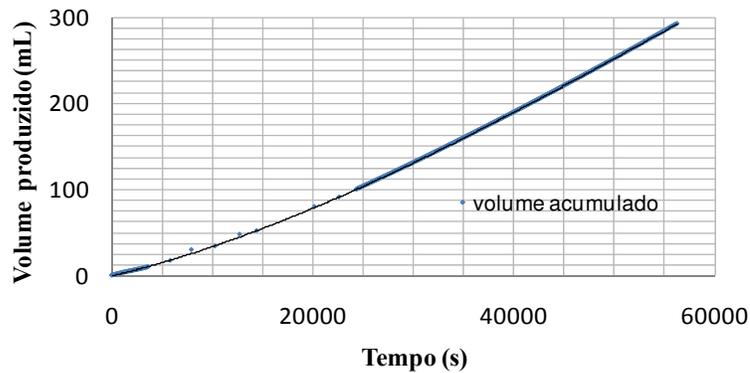


Figura 4-31 – Curva de produção acumulada – Fluxo rereverso do Teste 1.

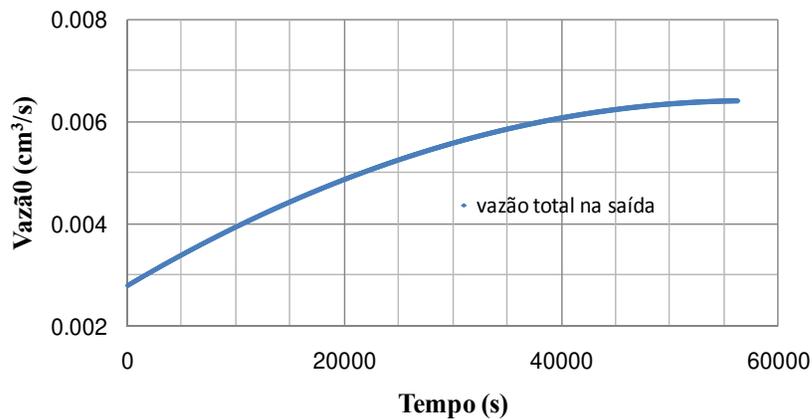


Figura 4-32 – Curva de vazão – Fluxo Reverso – Teste 1

#### 4.5.2. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 2

Um pequeno problema ocorreu no segundo teste, pois ocorreu um vazamento depois do transdutor de entrada. Isto significa que durante um período do teste a pressão registrada não estava correta, pois existiam dois pontos de fluxo, o que exigiu um grande cuidado nas interpretações dos resultados. Porém este problema não invalida os resultados obtidos.

No fim do teste, foi injetada uma quantidade de óleo igual a 387,8 mL, cerca de 3,34VP. O volume produzido acumulado de polímero foi de 26mL, porém é preciso descontar o volume morto na entrada, neste caso 2,83 mL. Assim o volume real de polímero produzido foi de 23,17mL. Durante o fluxo reverso, a porcentagem de solução polimérica produzida foi de 52,1% em relação à quantidade de polímero injetada na amostra.

O objetivo deste fluxo reverso é observar o retorno de permeabilidade da região invadida, simulando um processo de limpeza natural, ou seja, sem nenhum tipo de intervenção diferente do escoamento dos fluidos do reservatório para o poço em função da diferença entre a pressão do reservatório e a pressão de fundo do poço.

A Tabela 4-24 mostra os valores de mobilidade ao óleo para diferentes trechos da amostra, e possibilita a comparação dos valores correspondentes ao fim da injeção de óleo com os valores determinados no fim do fluxo reverso.

Tabela 4-24 – Valores de Mobilidade do óleo antes e depois da injeção de polímero

Delta de pressão	P1 - P2	P1 - P3	P1 - P4	P1 - P5	P1 - P6	
Mobilidade do óleo antes	4,04	3,88	3,94	3,68	4,27	
Mobilidade do óleo depois	1,09	1,14	1,25	1,42	1,47	
Recuperação	0,27	0,29	0,32	0,38	0,34	
Delta de pressão	P2 - P3	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P3 - P4	Amostra inteira
Mobilidade do óleo antes	3,74	3,90	3,62	4,30	3,99	3,96
Mobilidade do óleo depois	1,19	1,31	1,51	1,54	1,38	1,62
Recuperação	0,32	0,34	0,42	0,36	0,35	0,41
Delta de pressão	P3 - P5	P3 - P6	P4 - P5	P4 - P6	P5 - P6	p6 - entrada
Mobilidade do óleo antes	3,59	4,40	3,27	4,58	6,27	3,68
Mobilidade do óleo depois	1,61	1,61	1,95	1,72	1,60	2,18
Recuperação	0,45	0,42	0,45	0,44	0,43	0,59
Delta de pressão	P1- saída	P2 - saída	P3 - saída	P4 - saída	P5 - saída	P6 - saída
Mobilidade do óleo antes	3,98	3,97	3,99	3,99	4,16	3,68
Mobilidade do óleo depois	0,77	0,90	1,06	1,11	1,27	1,35
Recuperação	0,19	0,23	0,27	0,27	0,30	0,37

Observando os resultados apresentados na Tabela 4-24, percebe-se que a restauração da mobilidade ao óleo na extremidade próxima à face de invasão e na extremidade oposta apresentaram resultados diferentes. Nesta tabela pode-se destacar que os trechos que representam a região mais próxima do poço caracterizam-se por um retorno de produtividade menor do aqueles na outra extremidade. Pode-se observar isto nos seguintes casos (P1-saída), (P2-saída), e (P1-P2) cujos valores são os menores encontrados na Tabela 4-24, em ordem crescente. Avaliando-se os resultados obtidos para a outra extremidade, tem-se que a recuperação chegou a 56% e pode-se concluir que na região muito próxima do poço (até 3 polegadas ou ~7,62 cm) é mais difícil remover o dano apenas através do escoamento de óleo.

Tabela 4-25 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 2

VPI	Tempo (h)	Retorno da Razão de Produtividade (RP)							
		Saída - 1	Saída - 2	Saída - 3	Saída - 4	Saída - 5	Saída - 6	6-entrada	amostra inteira
0	0	5,27	6,54	8,18	5,98	5,00	4,46	7,41	5,40
0,067	2	6,71	6,96	6,90	7,17	8,08	8,19	15,17	10,23
0,142	4	6,91	8,29	9,22	9,90	11,24	11,91	21,23	14,72
0,142	6	9,39	10,55	11,57	12,64	14,68	14,95	25,94	18,32
0,252	8	10,69	12,02	13,53	14,85	16,87	17,73	29,17	21,37
0,386	10	12,59	13,55	14,89	16,87	18,90	19,67	33,47	23,96
0,542	12	12,96	15,01	16,65	18,57	20,69	21,91	35,84	26,36
0,717	14	13,79	16,33	17,75	19,34	22,19	23,59	38,29	28,31
0,909	16	14,11	17,11	18,47	21,05	23,86	25,15	42,04	30,47
1,326	18	15,84	17,78	19,62	21,80	25,23	26,13	46,93	32,36
1,551	20	16,53	19,53	20,73	23,40	26,55	27,80	49,43	34,32
1,913	22	16,30	20,28	22,27	24,94	28,03	29,73	51,89	36,50
2,117	24	18,13	21,85	23,45	26,21	29,43	31,64	53,30	38,42
2,313	26	19,26	22,15	24,07	26,82	31,09	32,80	56,91	40,20
2,610	28	21,13	22,81	25,36	28,56	33,25	34,29	60,12	42,16
2,902	30	20,33	24,83	26,89	29,88	34,77	36,54	61,20	44,29
3,280	32,8	23,92	26,34	28,70	32,65	36,84	38,58	66,76	47,24

Na Tabela 4-24 estão mostrados os valores de RP para diferentes trechos da amostra em função do tempo e do Volume Poroso Injetado e na Figura 4-33 pode-se observar a recuperação da amostra inteira em termos da razão de produtividade.

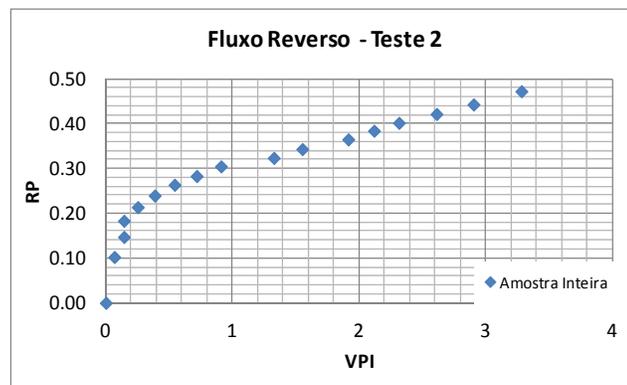


Figura 4-33 – Fluxo reverso – Poliacrilamida

Para ajudar a visualizar a recuperação da permeabilidade através apenas na injeção de óleo foram apresentadas as curvas de produção acumulada (Figura 4-34-a) e a respectiva derivada. (Figura 4-34-b). Nestes gráficos, fica claro que a vazão aumenta com o passar do tempo. No fim do teste a vazão está bem maior. A curva de vazão neste teste não atingiu um limite e isto ocorreu devido a erro na montagem, que ocasionou um vazamento em uma das conexões antes da amostra. Este problema foi resolvido perto do fim do teste e resultou na mudança de inclinação, já que a pressão efetiva ficou mais alta.

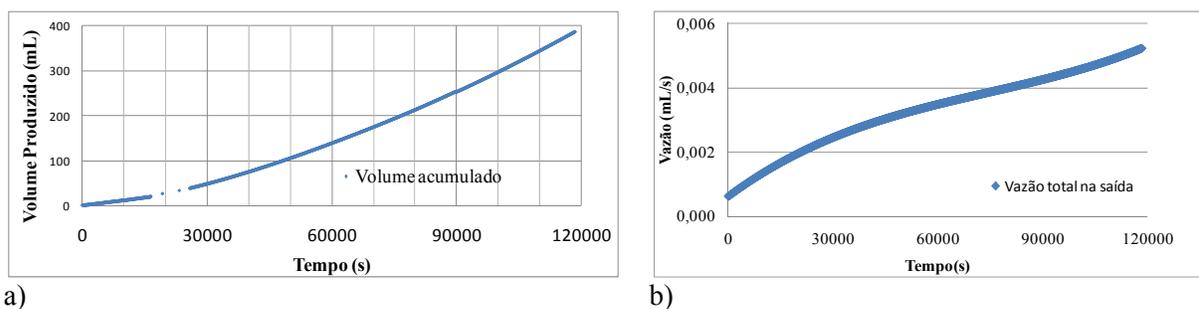


Figura 4-34 – Curva de produção no fluxo reverso – Teste 2

#### 4.5.3. Injeção de óleo na amostra no sentido oposto- Teste 3

No fim do teste foi injetada uma quantidade de óleo igual a 510mL, cerca de 4,37 VP. O volume produzido acumulado de polímero foi de 25,01mL, porém é necessário descontar o volume morto na entrada, que para este teste foi de 2,83mL. Assim o volume real de polímero produzido foi de 22,18mL. Durante o fluxo reverso, a porcentagem de solução polimérica produzida foi de 77,3% em relação à quantidade de polímero injetado.

O interesse, durante o fluxo reverso, é observar o retorno de permeabilidade da região invadida, promovido pela limpeza natural, ou seja, sem nenhum tipo de intervenção diferente do escoamento dos fluidos do reservatório para o poço em função da diferença entre a pressão do reservatório e a pressão de fundo do poço.

Para estudar o retorno de permeabilidade, os valores de mobilidade ao óleo para os diferentes trechos da amostra no fim na primeira drenagem (primeira injeção de óleo) são comparados com os valores correspondentes aos mesmos trechos no fim do teste, quando a produção de polímero estava praticamente nula.

Tabela 4-26 – Mobilidades de óleo no início e no fim – Teste 3

Delta de pressão	P2 - P3	P2 - P4	P2 - P5	P2 - P6	P5 - P6
Mobilidade do óleo antes	4,6570	4,6401	3,9489	4,4976	6,9200
Mobilidade do óleo depois	1,3491	1,5450	1,7961	2,0174	2,6041
Recuperação	0,29	0,33	0,45	0,45	0,38
Delta de pressão	P2 - saída	P3 - saída	P4 - saída	P5 - saída	P6 - saída
Mobilidade do óleo antes	4,596101	4,9266	4,2553	4,5252	4,1566
Mobilidade do óleo depois	2,2240	2,3268	2,4822	2,5033	2,4896
Recuperação	0,48	0,47	0,58	0,55	0,60
Delta de pressão	P3 - P4	P3 - P5	P3 - P6	p4 - P5	P4 - P6
Mobilidade do óleo antes	4,6318	4,1000	4,97	3,22759	4,4162
Mobilidade do óleo depois	1,6659	1,9583	2,1711	2,1123	2,4708
Recuperação	0,36	0,48	0,44	0,65	0,56

Observando-se os resultados apresentados na Tabela 4-26, percebe-se que a recuperação de mobilidade foi distinto para as extremidades opostas da amostra. Na Tabela 4-26 pode-se destacar que o trecho que representa a região mais próxima do poço caracteriza-se por uma recuperação menor do que aquele da outra extremidade. Pode-se concluir que na região muito próxima do poço (até 3 polegadas ou ~7,62 cm) é mais difícil remover o dano apenas através do escoamento de óleo.

Tabela 4-27 – Retorno da Razão de Produtividade para o Teste 3

VPI	Tempo (h)	Retorno da Razão de Produtividade (RP)					
		Saída - 2	Saída - 3	Saída - 5	Saída - 6	6-entrada	amostra inteira
0,23	2,0	0,12	0,14	0,21	0,25	0,71	0,34
0,52	4,0	0,15	0,17	0,25	0,29	0,75	0,40
0,84	6,0	0,16	0,18	0,27	0,31	0,81	0,43
1,17	8,0	0,17	0,20	0,29	0,33	0,83	0,45
1,52	10,0	0,17	0,20	0,30	0,34	0,87	0,47
1,88	12,0	0,18	0,21	0,31	0,36	0,88	0,48
2,12	14,0	0,18	0,22	0,32	0,37	0,86	0,49
2,63	16,0	0,19	0,22	0,32	0,38	0,86	0,50
3,40	18,0	0,19	0,23	0,34	0,40	0,85	0,51
3,40	20,0	0,19	0,23	0,33	0,40	0,85	0,52
3,78	22,0	0,19	0,23	0,34	0,40	0,85	0,52
4,18	24,0	0,19	0,23	0,34	0,40	0,89	0,52
4,38	25,0	0,20	0,23	0,34	0,40	0,88	0,53

Na Tabela 4-27 são apresentados os valores da razão de produtividade para diferentes trechos da amostra em função do volume poroso injetado e na Figura 4-35 é mostrada a recuperação de RP em função do VPI.

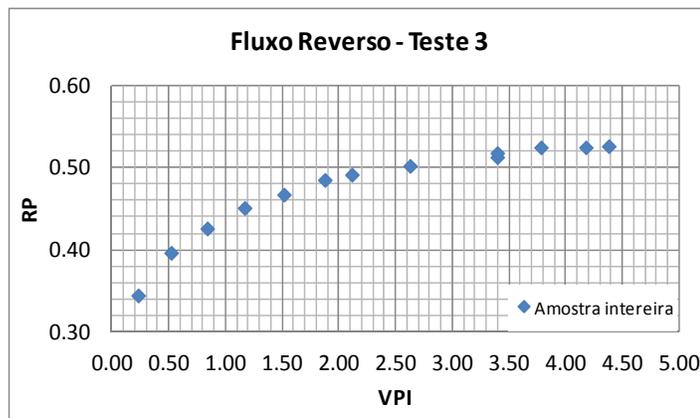


Figura 4-35 – Fluxo Reverso – Goma Xantana - Teste 3

Para observar este fato, uma curva de produção acumulada foi traçada (Figura 4-37). Nesta curva pode-se observar uma concavidade para cima indicando que com a vazão está aumentando com o passar do tempo. Para verificar isto traçamos um gráfico da vazão em função do tempo (Figura 4-37). Pode-se observar que a vazão aumenta com o passar do tempo e no fim do teste, seu valor é mais do que o dobro do valor da vazão inicial. Pode-se observar ainda que, ao final do teste, a vazão tende a um limite máximo, ou seja, praticamente aquele que seria alcançado apenas com a limpeza natural.

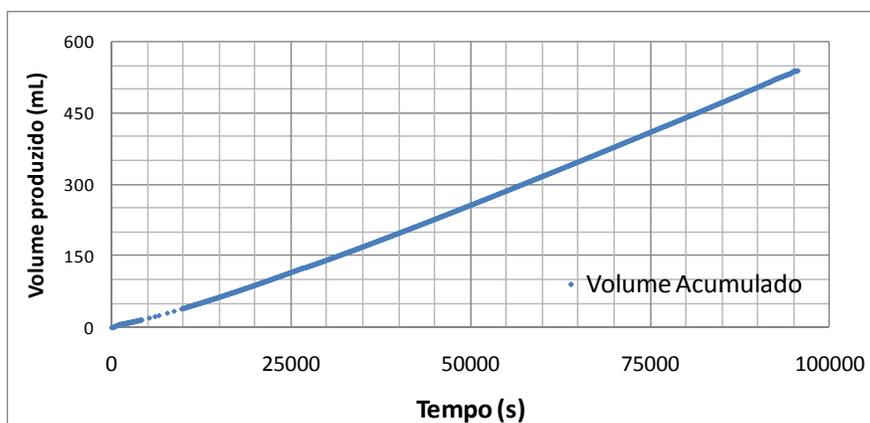


Figura 4-36 – Produção acumulada teste 3

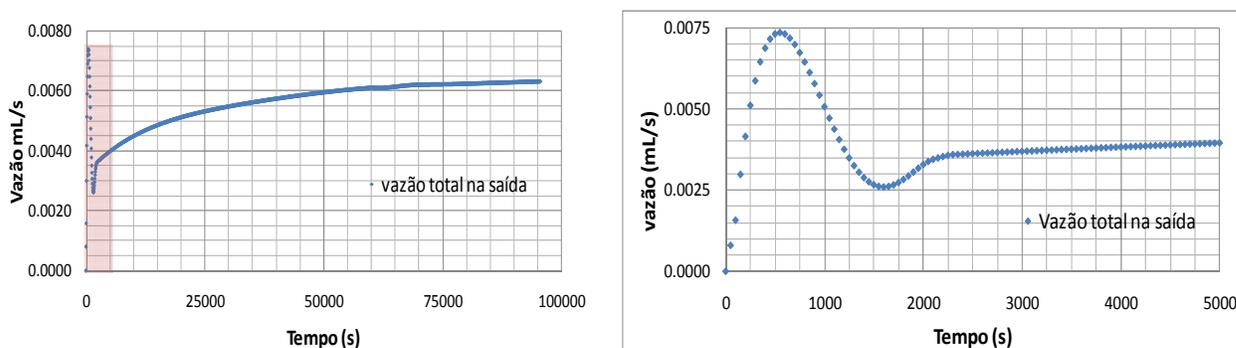


Figura 4-37 – Comportamento de vazão do teste 3

No gráfico de vazão pode-se notar uma oscilação durante o início do teste. Esta oscilação foi observada apenas no Teste 3 não sendo possível associar a um comportamento relacionado com a Goma Xantana ou apenas um fato isolado neste teste.

#### 4.6. Compilação de resultados dos Testes 1,2 e 3

Na Tabela 4-28 são sumarizados os dados mais relevantes para possibilitar a comparação entre os testes realizados.

Pode-se observar nesta tabela que o volume poroso diminuiu com o progresso dos testes, isto implicou na conclusão de que o processo de limpeza não funciona perfeitamente, resultando em alterações nas características da rocha, tais como porosidade e permeabilidade.

Apesar da diferença entre os valores medidos de porosidade não serem relativamente grande, têm-se uma mudança considerável em termos de permeabilidade absoluta à água e efetiva ao óleo.

O volume poroso injetado até a irrupção não seguiu uma tendência, pois ele aumentou do primeiro teste para o segundo e depois diminuiu do segundo teste para o terceiro .

Uma observação interessante é que no segundo e no terceiro teste, a saturação residual de água foi menor do que no primeiro. Isto implica em uma saturação de óleo na amostra maior no fim da injeção de óleo. Todavia, mesmo com uma saturação maior de óleo, a permeabilidade efetiva ao óleo diminuiu. Isto pode ter ocorrido devido a uma alteração de molhabilidade da amostra em consequência da adsorção de polímeros nas paredes dos poros.

Tabela 4-28 – Compilação de resultados para os Testes 1, 2 e 3

	Unidade	Amostra (d=1,5 pol 3,81 cm e L= 44,8 cm) Viscosidade do óleo@ 23 °C: $\mu_o=120$ cp		
		Teste 1	Teste 2	Teste 3
Volume de água inicial ou volume poroso	cc	117,9	117,4	116,6
Diferencial de pressão	psi	55,44	70,41	65,41
Vazão de óleo	cc/s	0,00425	0,00409	0,00402
Tempo de injeção de óleo	min	1254	1332	1386
Tempo de irrupção de óleo	min	340	359	360
Volume injetado até a irrupção	cc	86,7	88,1	86,8
Volume poroso injetado até a irrupção	VPI	0,735	0,750	0,745
Volume produzido acumulado de água	cc	88,5	91,6	91,2
Volume injetado acumulado de óleo	cc	320	327	335
Saturação de água inata ( $S_{wi}$ )	%	25	22	22
Permeabilidade efetiva ao óleo no saturação de água inata ( $k_o@S_{wi}$ )	mD	550	417	442
Mobilidade efetiva ao óleo na saturação de água inata ( $k_o@S_{wi}/\mu_o$ ) - Pressão total	mD/cp	4,58	3,48	3,68
Volume Injetado de Sol. Polimérica (Invasão)	cc	28,7	45,06	28,7
Volume de Sol. Polimérica Produzido (Fluxo Reverso de Óleo)	cc	15,17	23,17	22,18
Volume de óleo injetado (FR)	cc	292	387,8	510
RP amostra inteira (Etapa IV- Invasão)		0,17	0,12	0,26
RP amostra inteira (Etapa V- Limpeza)		0,46	0,47	0,53
RP Pentrada – P6 (Etapa IV- Invasão)		0,10	0,09	0,18
RP P6 - saída (Etapa V- Limpeza)		0,35	0,39	0,40
RP P6 - Psáida – (Etapa IV- Invasão)		0,84	0,19	0,67
RP Pentrada – P6 (Etapa V- Limpeza)		0,81	0,67	0,88

O primeiro e o terceiro teste tiveram exatamente a mesma quantidade de solução polimérica injetado para facilitar a comparação dos diferentes tipos de fluidos. O segundo teste por sua vez teve um valor de injeção de polímero muito maior até o momento da irrupção.

Durante o segundo teste, todos os transdutores estavam funcionando em perfeito estado, e foi interessante verificar o comportamento dos transdutores de pressão durante a injeção polimérica com pressão constante, até o momento da irrupção. Esta etapa forneceu a velocidade da frente de avanço do polímero. De posse deste fato, pode-se confirmar a viabilidade de se acompanhar a posição da frente de avanço através dos transdutores de pressão. Este resultado é muito importante, pois devido às dificuldades encontradas nos estudos de Raios-X, confirmou-se

que existe outro método confiável para identificar a posição de uma frente de avanço dentro do meio poroso, que pode substituir o uso dos Raios-X se assim for desejado.

O volume produzido de polímero (PHPA) durante o fluxo reverso para os testes 1 e 2 leva a algumas observações interessantes.

No primeiro teste foram injetados 28,7 mL de polímero e a frente de injeção atingiu a profundidade de 25,4 cm em relação à face de injeção da amostra. Durante o fluxo reverso, foi produzida uma quantidade equivalente a 15,17ml de polímero, ou seja, 52,8% do volume de invasão. No segundo teste foram injetados 45,06 mL que culminou na irrupção do outro lado da amostra, mas sem produção do fluido invasor. Após o fluxo reverso, foram removidos 23,17 mL, ou seja, 51,4% do volume de invasão. Esta semelhança entre os resultados dos Testes 1 e 2, indica que o retorno de permeabilidade realmente estava próximo do limite.

Esta informação também pode ser observada na Figura 4-38. Observe que os valores de razão de produtividade no fim dos experimentos para os Testes 1 e 2 estão muito próximo mesmo com uma quantidade maior de óleo injetado durante o fluxo reverso do Teste 2.

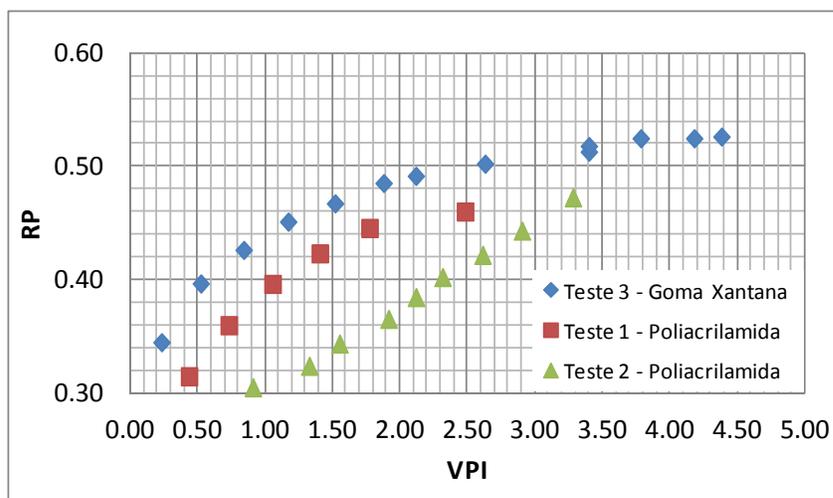


Figura 4-38 Comparação entre os três testes durante o Fluxo reverso

No teste 3 foi injetada uma quantidade muito maior de óleo durante o fluxo reverso e por esta razão o eixo do gráfico foi plotado em termos de VPI (volume poroso injetado). Assim sendo

é possível comparar a diferença em termos de razão de produtividade para os testes. Os resultados indicam que a Goma Xantana é mais facilmente removível, levando em consideração apenas o fluxo reverso que esta simulando um poço em produção.

Na Figura 4-38 fica evidente que o dano causado pela Poliacrilamida é maior visto que a restauração da razão de produtividade no teste 3 é maior para um mesmo volume poroso de óleo injetado.

## **5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes deste trabalho, bem como as sugestões e recomendações para o desenvolvimento de trabalhos futuros utilizando o porta-testemunho com tomadas de pressão ao longo do mesmo.

A metodologia usada nos experimentos apresentados aqui permite a avaliação da invasão de fluidos dentro do meio poroso de forma dinâmica. Sendo assim, o protocolo proposto possibilita a análise de formação do dano causado pela invasão de fluidos de perfuração dentro do reservatório bem como de sua remoção.

Para a análise dos resultados foram utilizadas as razões de produtividades bem como a comparação da mobilidade ao óleo para diferentes trechos da amostra. Os resultados obtidos podem contribuir para a análise do limite de restauração da produtividade pela limpeza natural, bem como da necessidade de intervenções e profundidade a ser atingida.

Nos testes realizados foi constatado que a solução de poliacrilamida tem uma capacidade de invasão maior do que a solução de Goma Xantana. Na comparação entre os Testes 1 (PHPA) e 3 (Goma Xantana), a mesma quantidade de solução polimérica foi injetada, mas, quando observado o volume produzido durante o fluxo reverso, a diferença foi muito grande. No Teste 1 foram injetados 28,7 mL de solução polimérica (PHPA) e durante o fluxo reverso apenas 15,17mL desta solução foram produzidos, equivalente a 53% do volume injetado. Já no Teste 3, o mesmo volume de solução polimérica (Goma Xantana) foi injetado, porém 22,18mL deste volume foram produzidos durante o fluxo reverso, correspondente a 77% do volume.

Um dos resultados de destaque apresentados aqui refere-se à comprovação de que o porta-testemunho com tomadas de pressões ao longo da direção de escoamento apresenta vantagens no estudo de danos de formação, uma vez que permite avaliar de forma dinâmica parâmetros importantes tais como profundidade de invasão e saturação da zona invadida, além da dinâmica de restauração da zona danificada.

Para trabalhos futuros, seguem algumas sugestões de melhorias que podem ser feitas.

Uma dificuldade encontrada nos testes realizados foi a falta de amostras de rochas com características similares de permeabilidade e de porosidade. O processo de limpeza mostrou-se satisfatório para a porosidade, mas não teve o mesmo sucesso quanto à permeabilidade da amostra. Assim sendo, sugere-se que cada amostra seja utilizada apenas uma vez, pois o processo de limpeza não possibilita restaurar a amostra às condições iniciais.

De forma a estender o escopo do tema aqui apresentado, recomenda-se estudos de danos de formação utilizando-se fluidos completos de perfuração, incluindo obturantes. Neste teste foi utilizada uma solução de poliacrilamida fornecida pelos pesquisadores do Cenpes e uma solução de Goma Xantana preparada no laboratório da Unicamp.

Outra sugestão para trabalhos futuros refere-se à montagem de uma célula de testes que possibilite simular a formação do reboco juntamente com a invasão do fluido. Neste modelo de projeto, seria necessário um sistema que possibilitasse a circulação do fluido de perfuração na face de entrada da amostra com velocidades correspondentes às do anular do poço para simular a tensão de cisalhamento durante a formação do reboco e avaliar a perda de circulação de diferentes tipos de fluidos.

O uso de Raios-X mostrou-se impreciso para determinar as variações de saturação dentro da amostra após a injeção de polímero.

## REFERÊNCIAS

- ABRAMS, A. (1977). Mud Design to Minimize Rock Impairment Due To Particle Invasion. *Journal of Petroleum Technology* (SPE - 5713).
- AHMED, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- AUDIBERT, A. J. (May de 1999). Hole of Polymers on Formation Damage. *SPE - European Formation Damage* .
- BARNA, B. A., & PATTON, J. T. (10-12 de April de 1972). Permeability Damage from Drilling Fluid Additives. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.*
- BENNION, B. F. (1996). Formation Damage and Horizontal Wells - A productivity Killer?, SPE 37138. *International Conference on Horizontal Well Technology*. Calgary, Alberta, Canada.
- BENNION, B. F. (February de 1994). Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really Eliminate Formation Damage. *SPE - 27352* .
- BENNION, B. (1999). Formation Damage - The Impairment of the Invisible, by the Inevitable and Uncontrollable, Resulting in an Indeterminate Reduction of the Unquantifiable! *Journal of Canadian Petroleum Technology* , 38 (2).
- BENNION, D., & THOMAS, F. B. (1996). Fluid Design to Minimize Invasive Damage In Horizontal Wells. *Journal of Canadian Petroleum Technology* , 35, 45-51.
- CAENN, R., & CHILLINGAR, G. V. (1996). Drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* , 14, 221-230.
- CAMERON, C. (2001). IADC/SPE 72290 Drilling Fluid Design and Management for Extend Reach Drilling. *IADC/SPE Middle East Technology*. Bahrain.
- CIVAN, F. (2000). *Reservoir Formation Damage - Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation*. Houston - Texas: Gulf Publish Company.
- COMMITTE, A. S. (2005). *Drilling Fluids Processing Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- DARLEY, H. G. (1988). *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids* (fifth edition ed.). Gulf Professional Publishing.

- DI JIAO, M. M. (1992). Formation Damage Due to Static and Dynamic Filtration of Water-Based Muds, SPE 23823. *Symposium on Formation Damage*. Lafayette, Louisiana.
- Ding, Y., & Renard, G. (2003). Modelling of Near-Wellbore Formation Damage for Open Hole Horizontal Wells in Anisotropic Media. *European Formation Damage*. Hague: SPE 82255.
- FERGUSON, C. K. (1953). Filtration From Mud During Drilling, SPE 289-G. *American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*. Dallas, Texas.
- GHOFRANI, R., ALABOUDI, M. M., & SENGUPTA, P. (1992). Damage Caused by Clay-Based and Clay-Free Inhibitive Fluids in Sandstone Formations. *Symposium on Formation Damage control*. Lafayette: SPE-23815.
- HAWKINS, M. (1956). A Note on the Skin Effect. *Trans. AIME*, pp356.
- HURST W., D. C. (1969). The skin Effect in Producing Wells. SPE 1854.
- ISMAIL, A. M. (1994). The Effect of Solids Concentration and Formation Characteristics on Formation Damage and Permeability Recovery. SPE-28762.
- JIANIAN, Y., JIANG, G., WANG, F., FAN, W., & SU, C. (1996). Characterization and Prevention of Formation Damage During Horizontal Drilling. *International Conference & Exhibition on Horizontal Well Technology*. Calgary, Canada.
- JILANI, S., MENOVAR, H., AL-MMAJED, A., & KHAN, M. (2002). Effect of Overbalanced Pressure on Formation Damage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 36, 97-109.
- K.C. KHILAR, H. S. (1983). Sandstone Water Sensitivity: Existence of a Critical Rate of Salinity Decrease for Particle Capture. *Chemical Engineering Science* vol 38, No. 5, pp. 789 - 800.
- KRUEGER, R. F. (1986). An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations. *Journal Petroleum Technology* (SPE - 10029).
- KRUEGER, T. N. (1951). The Effect of Mud Filtrate and Mud Particles upon Permeabilities of Cores. *API Drilling and Production Practices*, p.164.
- MANDAL, N., JAIN, U., KUMAR, B. A., & GUPTA, A. K. (2006). Nondamaging Drilling Fluid Enhances Borehole Quality and Productivity in Conventional Wells of Mehsana Asset, North Cambay Basin. *Indian Drilling Technology Conference and Exhibition*. Mumbai: SPE/IADC 102128.
- MORENO et al. (2007). Comparative Performance of Polymer Based Fluids Invasion into Oil Saturated Formations. *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary.

- MORENO et al. (2007). Displacement of Viscous Oil by Polimeric Solution - Experimental Evaluation. *International Symposium of the Society of Core Analyses*. Calgary.
- MORENO et al. (2007). Polymer Displacement Through Saturated Viscous Oil Porous Media. *Internatinoal Congress of Mechanical Engineering*. Brasilia.
- MORENO, R. e. (2009). Tailoring Filtrate Rheology for Invasion Control in Heavy and Light Oil Reservoirs. *European Formation Damage*. Scheveningen: SPE-122076.
- NAVARRETE, R., HIMES, R. E., & SEHEULT, J. (2000). Application of Xantham Gum in Fluid-Loss Control and Related Formation Damage. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Midland: SPE-59535.
- PEDEN, J. M. (1984). The Analysis of Filtration Under Dynamic and Static Conditions, SPE 12503. *Formation Damage Control Symposium*. Bakersfield: SPE of AIME.
- RAFIQUE, M. A. (2008). Underbalanced Drilling: " Remedy for Formation-Damage, Lost-Circulation, and other Related Convetional-Drillin Problems". *International Petroleum Exhibition and Conference*. Abu Dhabi: SPE-114186.
- ROSA, A. J., CARVALHO, R. D., & XAVIER, J. A. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- SCHECHTER, R. S. (1992). *Oil Well Stimulation*. New Jersey: Prentice Hall - Inc. Englewood Cliffs.
- SHARMA, M., YORTSOS, Y., & HANDY, L. (1985). Release and Deposition of Clays uub Sandstones. *International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry*. Phoenix: SPE-13562.
- SORBIE, k. S. (1991). *Polymer-improved Oil Recovery*. CRC Press, INC..USA and Canada.
- WALDMANN A.T.A. et. al. (2007). Minimizing Drilling-Fluid Invasion in Coring Operations. *European Formation Damage*. Scheveningen: SPE 107618.



## APÊNDICE: INFLUÊNCIA DO SKIN

Neste apêndice o autor gostaria de colocar um exemplo numérico que apesar de ser muito simples, ele ilustra muito bem a influência que a região danificada conhecida como *skin* possui quando resolvemos o problema poço reservatório com uma região alterada.

Exemplo da influência da zona de skin:

Neste exemplo será calculada a permeabilidade média do sistema considerando os seguintes parâmetros.

Comprimento do reservatório  $r_e = 5000$  metros.

Raio da região danificada  $r_{skin} = 1$  metro.

Raio do poço  $r_w = 0.1$  metro.

Permeabilidade do reservatório  $k_e = 500$  md.

Permeabilidade da região invadida  $k_{skin} = 50$  md.

Utilizando a equação encontrada anteriormente tem-se que:

$$\bar{k} = \frac{\ln(5000/0.1)}{\frac{1}{500}\ln(5000/1) + \frac{1}{50}\ln(1 - 0.1)} = 171.50$$

Nota-se a importância deste problema para a indústria de petróleo. Neste exemplo a produtividade deste poço será de  $171.50/500$ , ou aproximadamente 34% do que poderia ser de fato.