

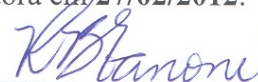
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Leandro Freitas Lopes

# **Influência da Argila na Invasão de Fluidos de Perfuração em Reservatórios de Petróleo**

CAMPINAS  
2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Leandro Freitas Lopes** aprovada pela Comissão julgadora em 27/02/2012.



Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

# **Influência da Argila na Invasão de Fluidos de Perfuração em Reservatórios de Petróleo**

Autor: Leandro Freitas Lopes

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Rosângela Barros Zaroni Lopes Moreno

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2012  
SP – Brasil

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

L881i           Lopes, Leandro Freitas  
                  Influência da argila na invasão de fluidos de  
                  perfuração em reservatórios de petróleo / Leandro Freitas  
                  Lopes. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

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

                  1. Materiais porosos. 2. Dinâmica dos fluidos. 3.  
                  Bentonita. 4. Xantana. 5. Poliacrilamida. I. Moreno,  
                  Rosângela Barros Zanoni Lopes. II. Universidade  
                  Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia  
                  Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Clay influence on drilling fluids invasion in petroleum  
reservoir

Palavras-chave em Inglês: Porous materials, Fluid dynamics, Bentonite, Xanthan,  
Polyacrylamide

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Osvaldo Vidal Trevisan, Rosana Fátima Teixeira Lomba

Data da defesa: 27-02-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO  
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

# Influência da Argila na Invasão de Fluidos de Perfuração em Reservatórios de Petróleo

Autor: Leandro Freitas Lopes

Orientador: Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

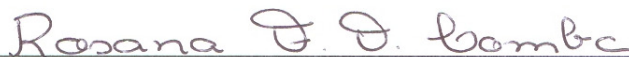
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente  
DEP/FEM/UNICAMP



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



Dr. Rosana Fátima Teixeira Lomba  
CENPES/PETROBRAS

Campinas, 27 de Fevereiro de 2012

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais Emival Lopes e Nedir de Freitas Lopes por serem meu porto seguro, pela educação, pela oportunidade de estar hoje onde estou, pelo apoio e por estarem sempre ao meu lado, me incentivando e me dando forças pra continuar.

À minha orientadora Rosângela que acreditou em mim e no meu trabalho, pelos ensinamentos transmitidos, pela paciência e também pela amizade.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, pais, avós, tios, primos e irmã, pois sempre fizeram e farão parte da minha vida, me proporcionando as melhores lembranças.

À minha orientadora Rosângela por sempre estar disposta e disponível para discussões e também pelas cobranças que sei que foram importantes.

Aos professores e aos funcionários do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) por todo o apoio durante estes dois anos.

Aos colegas de laboratório Leandro, Pompeo e Wellington pelas horas de dedicação além dos momentos de descontração proporcionados.

Aos colegas de mestrado pelos dois anos de convivência, horas de estudos, viagens e risadas juntos.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela bolsa de estudos a mim fornecida durante estes dois anos.

À UNICAMP pelo uso das dependências do departamento e dos laboratórios.

À Petrobras pelo financiamento do projeto.

Só se pode alcançar um grande êxito  
quando nos mantemos fiéis a nós mesmos.

*Nietzsche*

## RESUMO

LOPES, Leandro Freitas. Influência da Argila na Invasão de Fluidos de Perfuração em Reservatórios de Petróleo. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 98 p. Dissertação de Mestrado.

A perfuração de poços de petróleo pode danificar fortemente a formação, incluindo a região de interesse: o reservatório. Perfurar sem que se danifique o reservatório caracteriza-se como um grande desafio, e por isso, tem sido estimulado o desenvolvimento de tecnologias de fluidos e otimização de processos de perfuração, incluindo, por exemplo, o projeto de fluidos com vistas à minimização de dano. Tem sido relatado que, um planejamento detalhado desde o projeto do fluido pode ajudar a minimizar o dano de formação e contribuir para uma melhor restauração da produtividade do poço.

Este trabalho é focado na análise do dano de formação causado pela invasão de fluidos de perfuração de base água em reservatórios de petróleo areníticos. Os fluidos foram preparados com os seguintes componentes: sal, polímero e argila. O sal utilizado foi o iodeto de sódio (NaI) na concentração de 150000 ppm; o polímero foi, ora a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA), ora a Goma Xantana (GX), e a argila utilizada foi a bentonita. Para simular o reservatório foram utilizadas amostras pequenas de arenito Botucatu de alta permeabilidade. As amostras, inicialmente 100% saturadas com óleo mineral (~ 24 cp @23° C), foram submetidas a um processo de invasão, simulando-se uma perfuração sobrebalanceada, e a um fluxo reverso de óleo, simulando-se o início de produção de petróleo, aplicando-se para ambos um diferencial de pressão manométrica de 20 psi (~ 138 kPa). A concentração de polímero foi de 3,5 lb/bbl (10 g/l ou 10000 ppm) quando preparados com PHPA, e de 3,0 lb/bbl (8,6 g/l ou 8600 ppm) quando preparados com GX. A concentração de bentonita variou de 2,5%, 2,0%, 1,5% e 0,0% em massa para ambos os polímeros, resultando em um total de oito fluidos preparados. Foram avaliadas a redução da permeabilidade e da razão de produtividade das amostras durante a invasão dos fluidos, bem como o retorno destas quando aplicado um fluxo reverso de óleo. Os resultados



obtidos mostraram que os fluidos que continham argila resultaram em uma menor invasão ou perda de fluido para a formação do que os fluidos que continham somente polímero. Além disso, a concentração de argila influenciou nos resultados obtidos de redução de permeabilidade e do retorno da razão de produtividade. Quanto maior a concentração de argila, menor a invasão de filtrado, porém, o retorno da razão de produtividade também foi menor, evidenciando o potencial de dano da mesma. Os fluidos preparados com PHPA, quando injetados, resultaram em uma maior invasão de filtrado do que os fluidos preparados com GX, porém o retorno da razão de produtividade também foi maior, mostrando que estes fluidos, apesar de invadirem mais, danificaram menos as amostras. Os fluidos preparados com GX tamponaram as gargantas de poro mais rapidamente, e em alguns casos, por completo. O fato de tamponar ou não os poros das amostras teve influência no retorno da razão de produtividade, sendo observado maior retorno nas amostras não tamponadas em relação àquelas tamponadas por completo.

Os resultados apresentados aqui podem contribuir para a tecnologia de fluidos de perfuração e avaliação do projeto do fluido, com vistas à minimização de dano à formação e manutenção da produtividade do reservatório o mais próximo da original.

#### Palavras-Chave

Fluidos de perfuração, Bentonita, Poliacrilamida, Xantana, Dano de formação, Retorno de produtividade

## **ABSTRACT**

LOPES, Leandro Freitas. Clay Influence on Drilling Fluids Invasion in Petroleum Reservoir. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 98 p. Dissertação de Mestrado.

Oil well drilling can strongly damage the formation, including the interest region: the reservoir. Drilling without damaging the reservoir is characterized as a hard challenge, and therefore, the development of technologies and optimization process has been stimulated, including, for example, the fluid design in order to minimize damage. It has been reported that a detailed fluid management plan addressing fluid design can help to minimize formation damage and contribute to a better well productivity restoration.

This work is focused on formation damage analysis caused by water-based drilling fluids invasion in sandstone oil reservoirs. Fluids were prepared including the following components: salt, polymer and clay. It was used a 150,000 ppm concentration of sodium iodide (NaI) as salt, either a partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) or a xanthan gum (XG) as polymer, and bentonite as clay. To simulate the reservoir, small samples of high permeability Botucatu sandstone were used. The samples, 100% initially saturated with mineral oil (~ 24 cp @ 23 ° C), were submitted to an invasion process, simulating an overbalanced drilling, and to an oil reverse flow, simulating the oil production beginning, applying to both a 20 psi (~ 138 kPa) gauge pressure difference. The polymer concentration was 3.5 lb/bbl (10 g/l or 10,000 ppm) when prepared with HPAM, and 3.0 lb/bbl (8.6 g/l or 8,600 ppm) when prepared with XG. The bentonite concentration ranged from 2.5%, 2.0%, 1.5% and 0.0% weight for both polymers, resulting in eight tested fluids. During fluids invasion, the permeability impairment and productivity ratio of the samples were evaluated, as well as their return when applied to an oil reverse flow. Obtained results pointed that fluids containing clay resulted in a lower fluid loss to the formation than fluids containing only polymer. Moreover, clay concentration influenced on permeability impairment and on obtained results for the productivity ratio return. The higher is

clay concentration, the less is fluid invasion, however, productivity ratio return was also lower, highlighting the clay damage potential. HPAM fluids, when injected, resulted in a higher fluid invasion than XG fluids, but productivity ratio return was also higher, pointing that HPAM fluids, even though had invaded more, the damage was lower. XG fluids blocked pore throats faster and, in some cases, completely. The blocking effect on samples pores influenced on productivity ratio return, i. e., higher return was obtained for samples that weren't blocked.

Results presented here may contribute to drilling fluids technology, fluid design evaluation and formation damage minimization aiming to keep the reservoir productivity closer to the original.

#### Key Words

Drilling fluids, Bentonite, Polyacrylamide, Xanthan, Formation Damage, Productivity Return

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xix</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. Motivação.....	2
1.2. Desafios.....	3
1.3. Objetivos .....	3
1.4. Escopo .....	3
1.5. Organização do manuscrito.....	4
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>5</b>
2.1. Perfuração .....	5
2.2. Fluidos de perfuração.....	6
2.2.1. Funções dos fluidos de perfuração .....	7
2.2.2. Propriedades de controle do fluido de perfuração .....	8
2.2.3. Classificação dos fluidos de perfuração .....	11
2.3. Fluidos <i>drill-in</i> .....	12
2.3.1. Características.....	14
2.3.2. Funções .....	14
2.3.3. Influência da presença de partículas .....	15
2.4. Argilas .....	15

2.5. Polímeros.....	20
2.5.1. Classificação .....	21
2.5.2. Comportamento reológico .....	23
2.5.3. Classificação dos fluidos viscosos.....	24
2.5.4. Tixotropia .....	28
2.5.5. Fatores intervenientes .....	30
2.5.6. Retenção de polímeros em meio poroso.....	33
2.6. Dano de formação .....	36
2.6.1. Mecanismos de dano.....	37
2.6.2. Dano de formação x tipo de rocha.....	38
2.6.3. Dano de formação x fluidos de perfuração.....	42
2.6.4. Dano de formação x tipo de poço .....	44
2.6.5. Indicadores de dano de formação .....	44
2.6.6. Avaliação do dano .....	46
<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>49</b>
3.1. Aditivos .....	49
3.2. Equipamentos .....	50
3.3. Seleção e preparação das amostras de teste .....	50
3.4. Aparato experimental.....	58
3.5. Protocolo de testes.....	58
<b>4. RESULTADOS OBTIDOS.....</b>	<b>63</b>
4.1. Fluidos preparados com PHPA.....	64
4.2. Fluidos preparados com GX .....	76

<b>5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>91</b>
5.1. Conclusões .....	91
5.2. Sugestões e Recomendações .....	93
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>95</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1– Sistema de circulação de fluidos de perfuração (Mansano, 2004).....	6
Figura 2. 2– Escoamento do fluido em um poço horizontal. (a) com reboco; (b) sem reboco (Gallino et al., 2001).....	13
Figura 2.3– Processo de hidratação de uma partícula de argila (Civan, 2007) .....	16
Figura 2.4– Representação esquemática da (a) folha de silicato tetraédrica e da (b) folha central octaédrica da estrutura da montmorilonita (Valenzuela Días, 2003) .....	18
Figura 2.5– Representação da hidratação da montmorilonita cálcica e da montmorilonita sódica (Lummus & Azar, 1986) .....	19
Figura 2.6– Curva de fluxo típica de um fluido polimérico (Ferguson & Kembłowski, 1991)....	21
Figura 2.7– Força de cisalhamento aplicada sobre um fluido (Setor1, 2011).....	23
Figura 2.8– Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos (Machado, 2002).....	25
Figura 2.9– Dependência do tempo no comportamento de fluidos não-Newtonianos (Adaptado de Yamaki, 2010) .....	28
Figura 2.10– Influência da temperatura na curva de fluxo (Adaptado de Ferguson & Kembłowski, 1991).....	31
Figura 2.11– Viscosidade vs. concentração de polímero (Sorbie, 1991) .....	32
Figura 2.12– Viscosidade vs. taxa de cisalhamento para soluções de GX em diversas concentrações (Chauveteau, 1982, apud. Sorbie, 1991).....	32
Figura 2.13– Viscosidade vs. taxa de cisalhamento da poliacrilamida hidrolisada. Pesos moleculares: A= $3 \times 10^6$ e B= $5,5 \times 10^6$ (Sorbie, 1991) .....	33
Figura 2.14– Mecanismos de retenção de polímero no meio poroso (Sorbie, 1991).....	34
Figura 2.15– Distribuição da PHPA retida em um testemunho após o influxo de um fluido polímero (Sorbie, 1991).....	35
Figura 2.16– Mecanismos de bloqueio da garganta de poro (a) tamponamento; (b) obstrução de escoamento e (c) formação de pontes (Civan, 2007).....	38
Figura 2.17– Efeito da molhabilidade na migração de finos (Bennion et al., 1996).....	39

Figura 3.1– Amostras de arenito utilizadas nos experimentos realizados com a PHPA .....	51
Figura 3.2– Aparelho de dispersão utilizado na preparação dos fluidos .....	53
Figura 3.3– Curvas reológicas dos fluidos contendo 4,5 lb/bbl de PHPA e 2,5% em massa de bentonita variando a ordem de adição do sal.....	54
Figura 3.4– Curvas reológicas dos fluidos com 2,5% em massa de bentonita e concentrações de 3,5 e 4,5 lb/bbl de PHPA.....	55
Figura 3.5– Reômetro utilizado .....	56
Figura 3.6– Viscosidade do óleo mineral utilizado .....	57
Figura 3.7– Viscosidade dos fluidos elaborados vs. taxa de cisalhamento .....	57
Figura 3.8– Desenho esquemático do aparato de testes para a etapa de invasão .....	59
Figura 3.9– Desenho esquemático do aparato de testes para a etapa de fluxo reverso de óleo.....	59
Figura 3.10– Fluxograma do protocolo de testes .....	62
Figura 4.1– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA .....	64
Figura 4.2– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (a) fluido sem argila; (b) fluidos com argila .....	65
Figura 4.3– Volume poroso injetado vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA .....	66
Figura 4.4– Vazão total vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA. (a) completo; .....	66
Figura 4.5– Vazão total vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA.....	67
Figura 4.6– Vazão de óleo vs. tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA .....	68
Figura 4.7– Vazão relativa de óleo vs. tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA .....	69
Figura 4.8– Vazão relativa de óleo vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (completo) ..	69
Figura 4.9– Vazão relativa de óleo vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA (completo).....	70
Figura 4.10– Filtrado obtido e fluido injetado.....	72
Figura 4.11– Curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos no teste de invasão, para fluidos preparados com PHPA (I-injeção, F-filtrado) .....	72
Figura 4.12– Razão de produtividade vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (a) invasão; (b) fluxo reverso .....	74
Figura 4.13– Razão de produtividade vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA (a) invasão;	74
Figura 4.14– VPI vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA .....	76



Figura 4.15– Invasão de fluido <i>vs.</i> tempo, para fluidos preparados com GX .....	77
Figura 4.16– Invasão de fluido <i>vs.</i> tempo, para fluidos preparados com PHPA e GX (a) fluidos sem argila; (b) fluidos com argila.....	78
Figura 4.17– Vazão total <i>vs.</i> tempo, para fluidos preparados com GX.....	79
Figura 4.18– Vazão total <i>vs.</i> tempo, tanto para fluidos preparados com PHPA como GX.....	79
Figura 4.19– Vazão total <i>vs.</i> VPI, tanto para fluidos preparados com PHPA como GX .....	80
Figura 4.20– Vazão de óleo <i>vs.</i> tempo para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX.....	81
Figura 4.21– Vazão relativa de óleo <i>vs.</i> VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX.....	81
Figura 4.22– Vazão total <i>vs.</i> tempo para fluidos preparados com GX (experimento completo) ..	82
Figura 4.23– Vazão relativa de óleo <i>vs.</i> VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX e PHPA(linear - completo).....	83
Figura 4.24– Vazão relativa de óleo <i>vs.</i> VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX e PHPA(log-log - completo) .....	83
Figura 4.25– Curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos no teste de invasão com fluidos preparados com GX (I-injeção, F-filtrado).....	85
Figura 4.26–Razão de produtividade <i>vs.</i> tempo, para fluidos preparados com GX, (a) invasão; (b) fluxo reverso.....	86
Figura 4.27–Razão de produtividade <i>vs.</i> VPI, para fluidos preparados com GX, (a) invasão; (b) fluxo reverso.....	86
Figura 4.28– Retorno da razão de produtividade <i>vs.</i> (a) tempo e (b) VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX (detalhado).....	87
Figura 4.29– Retorno da razão de produtividade <i>vs.</i> (a) tempo e (b) VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA e GX (detalhado).....	87
Figura 4.30– VPI <i>vs.</i> tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com (a) GX; (b) PHPA e GX.....	89

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1- Quantidade aproximada de bentonita para diferentes condições de perfuração .....	17
Tabela 2-2- Funções dos sólidos e elementos químicos encontrados em fluidos <i>drill-in</i> .....	43
Tabela 2-3- Funções dos sólidos e elementos químicos encontrados em fluidos <i>drill-in</i> .....	43
Tabela 3-1- Aditivos empregados na formulação dos fluidos de perfuração e óleo utilizado .....	49
Tabela 3-2- Equipamentos utilizados no decorrer do trabalho experimental .....	50
Tabela 3-3- Propriedades geométricas e permo-porosas obtidas durante a caracterização das amostras .....	52
Tabela 3-4- Composição dos fluidos de perfuração elaborados para a realização dos testes .....	56
Tabela 4.1- Massa saturada, volume de óleo e permeabilidade absoluta ao óleo das amostras....	64
Tabela 4.2- Saturação remanescente do óleo ao final da invasão e do fluxo reverso e do fluido invasor ao final do fluxo reverso para fluidos preparados com PHPA .....	71
Tabela 4.3- Retorno da razão de produtividade em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA (interpolados para 24,2 VPI) .....	75
Tabela 4.4- Saturação remanescente de óleo ao final da invasão e do fluxo reverso para fluidos preparado com GX.....	84
Tabela 4.5- Retorno da razão de produtividade em amostras invadidas por fluidos preparados com GX (interpolados para 28,13 VPI).....	88
Tabela 4.6- Indicadores de dano interpolados para experimentos realizados com PHPA e GX...	89

## LISTA DE NOMENCLATURAS

### Letras Latinas

<b>A</b>	Área	[cm <sup>2</sup> ]
<b>c</b>	Coefficiente do permeabilímetro	[-]
<b>d</b>	Diâmetro	[cm]
<b>F</b>	Força	[N]
<b>h<sub>w</sub></b>	Altura da coluna de água	[mm]
<b>k</b>	Permeabilidade absoluta	[mD]
<b>K</b>	Índice de consistência	[-]
<b>k<sub>d</sub></b>	Permeabilidade depois do dano	[mD]
<b>k<sub>e</sub></b>	Permeabilidade efetiva	[mD]
<b>k<sub>h</sub></b>	Permeabilidade horizontal	[mD]
<b>k<sub>r</sub></b>	Permeabilidade relativa	[-]
<b>k<sub>v</sub></b>	Permeabilidade vertical	[mD]
<b>L</b>	Comprimento da amostra	[cm]
<b>m</b>	Massa da amostra	[g]
<b>m<sub>sat</sub></b>	Massa da amostra saturada	[g]
<b>n</b>	Índice de comportamento	[-]
<b>Q</b>	Vazão do fluido	[cc/s]
<b>q<sub>d</sub></b>	Vazão depois do dano	[cc/s]
<b>Q<sub>NN</sub></b>	Vazão do fluido não-Newtoniano	[cc/s]
<b>R</b>	Raio da amostra	[cm]
<b>s</b>	Efeito de película	[-]
<b>S<sub>or<sub>invasão</sub></sub></b>	Saturação de óleo remanescente ao final da invasão	[%]
<b>S<sub>or<sub>fluxo reverso</sub></sub></b>	Saturação de óleo remanescente ao final do fluxo reverso	[%]
<b>S<sub>r<sub>fluxo reverso</sub></sub></b>	Saturação remanescente de fluido ao final do fluxo reverso	[%]
<b>u</b>	Velocidade de Darcy	[m/s]

$V_f$	Volume do fluido invasor	[cc]
$V_o$	Volume de óleo	[cc]
$V_{Sor_{invasão}}$	Volume de óleo na saturação de óleo remanescente ao final da invasão	[cc]
$V_p$	Volume poroso da amostra	[cc]
$V_s$	Volume de sólidos	[cc]
$V_t$	Volume total da amostra	[cc]

### Letras Gregas

$\dot{\gamma}$	Taxa de cisalhamento	[s <sup>-1</sup> ]
$\Delta h$	Diferencial de altura	[m]
$\Delta p$	Diferencial de pressão	[atm]
$\Delta V$	Diferencial de velocidade	[cc/s]
$\Delta y$	Diferencial ao longo da direção y	[m]
$\eta_{app}$	Viscosidade aparente	[cp]
$\eta_{eff}$	Viscosidade efetiva	[cp]
$\lambda$	Mobilidade efetiva	[m <sup>2</sup> /Pa.s]
$\lambda_d$	Mobilidade efetiva depois do dano	[m <sup>2</sup> /Pa.s]
$\mu$	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
$\mu_a$	Viscosidade aparente	[Pa.s]
$\mu_p$	Viscosidade plástica	[Pa.s]
$\rho$	Massa específica	[g/ml]
$\tau$	Tensão de cisalhamento	[Pa]
$\tau_L$	Limite de escoamento	[Pa]
$\tau_o$	Limite de escoamento real	[Pa]
$\nu$	Viscosidade cinemática	[m <sup>2</sup> /s]
$\langle v \rangle$	Velocidade média nos poros	[m/s]
$\phi$	Porosidade	[%]

## **Abreviações**

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>cc</b>	Centímetro cúbico
<b>EF</b>	Eficiência de fluxo
<b>GX</b>	Goma xantana
<b>HEC</b>	Hidroxietilcelulose
<b>VRME</b>	Varição relativa da mobilidade efetiva
<b>VRP</b>	Varição relativa da permeabilidade
<b>VRTV</b>	Varição relativa da taxa de vazão
<b>VRV</b>	Varição relativa da viscosidade
<b>PHPA</b>	Poliacrilamida parcialmente hidrolisada
<b>RD</b>	Razão de dano
<b>VPI</b>	Volume poroso injetado

# 1. INTRODUÇÃO

O dano de formação é uma perda de carga localizada nas proximidades do poço que reduz a produtividade do mesmo. Este pode ser causado por fatores mecânicos, bem como quaisquer outras anomalias do meio poroso que se traduzam em redução da permeabilidade ao redor do poço.

Os fluidos de perfuração são empregados para auxiliar o processo de perfuração de poços e para isso desempenham uma série de funções. A escolha do fluido de perfuração e a análise de sua interação com o sistema reservatório possibilita avaliar de forma preventiva a redução da permeabilidade, a fim de se obter uma maior restauração da produtividade do poço quando este for colocado em produção.

Os fluidos podem ser classificados em quatro categorias diferentes: base água, óleo, ar e sintéticos, sendo cada um deles utilizado para um tipo específico de perfuração. Dentre os fluidos disponíveis atualmente, podem-se destacar os fluidos à base de água (fase contínua) e argila (fase dispersa). Esses fluidos vêm sendo utilizados há mais de uma centena de anos (Darley & Gray, 1988) e são amplamente empregados na indústria de extração de petróleo, tanto em perfurações terrestres (*onshore*) quanto marítimas (*offshore*) e são considerados fluidos ambientalmente seguros (Amorim, 2003).

Atualmente, a bentonita sódica é a argila comercial mais utilizada em fluidos de perfuração (Amorim, 2003). Ela age como viscosificante e agente tixotrópico, propriedades necessárias para que estes fluidos desempenhem as funções que lhes são requeridas.

As poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (PHPA) e a Goma Xantana (GX) estão entre os polímeros mais utilizados na indústria do petróleo (Taylor & Nasr-el-din, 1998, apud Lima, 2010) e por isso foram escolhidas para serem utilizadas neste trabalho.

## 1.1. Motivação

Nas atividades petrolíferas, os fluidos de perfuração têm importância fundamental. A partir do momento em que o fluido tem contato direto com a zona produtora (*pay-zone*), a interação entre este fluido e a rocha produtora é de total interesse para as operadoras. Qualquer alteração na zona produtora, tal como permeabilidade ou porosidade, pode ocasionar severos danos à formação, levando à redução da produtividade do poço e conseqüentemente do lucro.

Nos últimos anos, tem sido crescente o uso de poços inclinados e horizontais. Um dos principais objetivos quando se utiliza um poço horizontal é aumentar o índice de produtividade do mesmo, quando comparado ao de um poço vertical (Rosa et al., 2006). Esse aumento de produtividade deve-se à maior área contatada de reservatório.

Em particular, este tipo de poço geralmente tem por característica a completação a poço aberto, onde a zona produtora está em contato direto com o fluido de completação. Além disso, devido ao maior tempo necessário para sua perfuração, a invasão de fluido em um poço horizontal tende a ser mais acentuada, provocando neste caso um dano mais severo do que ocorreria em um poço vertical (Rosa et al., 2006).

Para que o fluido de perfuração exerça as funções requeridas, é necessário que este possua certas características, dentre elas, a capacidade de evitar o dano à formação causado pela invasão de sólidos e filtrado. Para isto, é necessário que se tenha controle tanto sobre a viscosidade quanto sobre a densidade do fluido.

Durante a perfuração, sólidos originados da quebra da rocha pela broca são incorporados ao fluido. Estes fragmentos de rocha podem ter características benéficas (sólidos ativos) ou não (sólidos inertes). Os sólidos inertes podem trazer grandes problemas para a perfuração, pois, além de não viscosificar (fluidos menos viscosos tendem a invadir mais a formação), são mais densos que o fluido, aumentando assim a pressão hidrostática sobre a formação, possibilitando uma maior invasão de fluido na formação.

Os sólidos inertes são retirados na superfície, e, caso os sólidos ativos da formação incorporados ao fluido não satisfaçam os valores de densidade e/ou viscosidade adequados, dilui-se o fluido (quando a viscosidade estiver acima da desejada) ou adiciona-se, na superfície, argilas com características viscosificantes (quando a viscosidade estiver abaixo da desejada), entre elas, a bentonita.

Neste sentido, faz-se necessário um maior conhecimento sobre os efeitos dessa argila adicionada e/ou incorporada ao fluido de perfuração e seu respectivo dano à formação.

## **1.2. Desafios**

Apesar das incertezas observadas no cenário econômico atual, a demanda por óleo e gás tenderá a crescer, sem a contrapartida de fontes de energia alternativa no médio prazo. Além disso, há o consenso na indústria petrolífera que o “óleo fácil” já foi encontrado e que poderemos esperar um decréscimo de produção nas próximas décadas (Machado, 2009).

A necessidade de se otimizar a perfuração em zonas produtoras, obtendo assim uma melhor eficiência na exploração de petróleo fomenta investimentos em tecnologia de fluidos de perfuração. Este trabalho pode contribuir para esta melhor eficiência na exploração de petróleo a partir do estudo da minimização do dano de formação e da maximização da remoção do mesmo com o início da produção.

## **1.3. Objetivos**

Os objetivos deste trabalho são identificados como:

- Analisar a alteração de comportamento do fluido de perfuração devido à adição de argila.
- Avaliar os efeitos da concentração de argila (bentonita) associados ao dano de formação e sua posterior remoção natural.

## **1.4. Escopo**

O estudo é focado na preparação de fluidos de perfuração de base água e posterior avaliação reológica dos mesmos. A partir disso, estes são injetados em amostras de arenito, onde são avaliados os efeitos do tipo de polímero e da concentração de argila no dano à formação. Após a simulação da invasão, a amostra é submetida ao fluxo reverso de óleo com vistas à análise da remoção do dano e restauração da produtividade do poço.

Os fluidos de perfuração foram preparados com água destilada, polímero, sal e argila. Os polímeros utilizados foram a Goma Xantana (GX), na concentração de 3,0 lb/bbl (8,6 g/l ou 8600ppm), e a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA), na concentração de 3,5 lb/bbl



(10g/l ou 10000 ppm). O sal utilizado foi o iodeto de sódio (NaI) na concentração de 150000 ppm. Foi utilizado o NaI devido à possibilidade de se monitorar a distribuição de fluidos na amostra por meio de varredura de Raios-X. Todavia este procedimento não foi aplicado.

A bentonita foi escolhida para representar o efeito da incorporação e/ou adição da argila no fluido de perfuração durante o processo de perfuração. Sua influência foi avaliada nas seguintes concentrações 2,5%; 2,0%; 1,5% e 0,0% em massa.

Os testes de invasão e fluxo reverso foram realizados a um diferencial de pressão manométrica constante de 20 psi (~ 138 kPa). Foram utilizadas amostras de arenito Botucatu de cerca de 6,0 cm de comprimento e 3,7 cm de diâmetro, inicialmente 100% saturadas com óleo mineral (~ 24 cp @23° C).

### **1.5. Organização do manuscrito**

O trabalho desenvolvido é apresentado em cinco capítulos.

No Capítulo 2 são apresentados a revisão da literatura e os conceitos básicos envolvidos na perfuração de reservatórios. É dada uma visão geral sobre fluidos de perfuração, quanto aos tipos e funções. Um estudo sobre os modelos reológicos é apresentado, assim como conceitos sobre polímeros, argilas e dano de formação.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada no desenvolvimento do trabalho. Os aditivos utilizados e os equipamentos são apresentados. Os processos de escolha e caracterização das amostras, preparação e caracterização dos fluidos são detalhadamente descritos. Além disso, são apresentados, também, o aparato experimental e o protocolo de testes utilizado.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos tanto para a PHPA quanto para a GX, e são feitas algumas comparações e considerações para melhor compreensão sobre a influência tanto da concentração de argila como do tipo de polímero.

O Capítulo 5 sumariza as conclusões do trabalho, e, além disso, sugestões e recomendações para pesquisas futuras são apresentadas.

## **2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

O petróleo encontra-se na natureza ocupando os vazios de uma rocha porosa chamada rocha reservatório. O poço de petróleo é o elo entre esta rocha e a superfície.

Segundo Lima, 2002, os poços de petróleo podem ser classificados quanto à finalidade, profundidade final e percurso. Quanto à finalidade, os poços são divididos em: exploratórios, explotatórios e especiais. Quanto à profundidade final, os poços são classificados em: rasos, médios e profundos. Quanto ao percurso, os poços são classificados em: verticais ou direcionais, incluindo neste último, os horizontais.

Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos envolvidos na perfuração de reservatórios, bem como uma visão geral sobre fluidos de perfuração, polímeros, argilas e dano de formação.

### **2.1. Perfuração**

Existem basicamente dois métodos de perfuração de um poço de petróleo: o percussivo e o rotativo, porém quase toda perfuração de poços no mundo utiliza o método rotativo (Lima, 2002). Neste método, uma broca fragmenta a rocha quando comprimida e girada sobre ela. O peso da broca é aplicado através de tubos pesados chamados comandos, colocados logo acima da broca. Os cascalhos são levados até a superfície por um fluido, o fluido de perfuração, que é bombeado por dentro da coluna de perfuração e retorna pelo espaço anular existente entre o poço perfurado e a coluna de perfuração.

A perfuração é fortemente facilitada pela eficácia na limpeza do fundo do poço, ou seja, a retirada imediata dos cascalhos gerados pela broca através do fluido de perfuração. Neste sentido, o peso específico e a viscosidade devem ser constantemente avaliados de modo a evitar que o cascalho fique retido no fundo do poço.

Na Figura 2.1 tem-se o sistema de circulação de um fluido de perfuração. Os fluidos de perfuração são armazenados em tanques e bombeados através de bombas. Saindo da bomba,

deslocam-se por tubulações até entrar na coluna de perfuração saindo pela broca e retornando à superfície pelo anular. Já na superfície, o fluido de perfuração é tratado para poder ser injetado novamente.

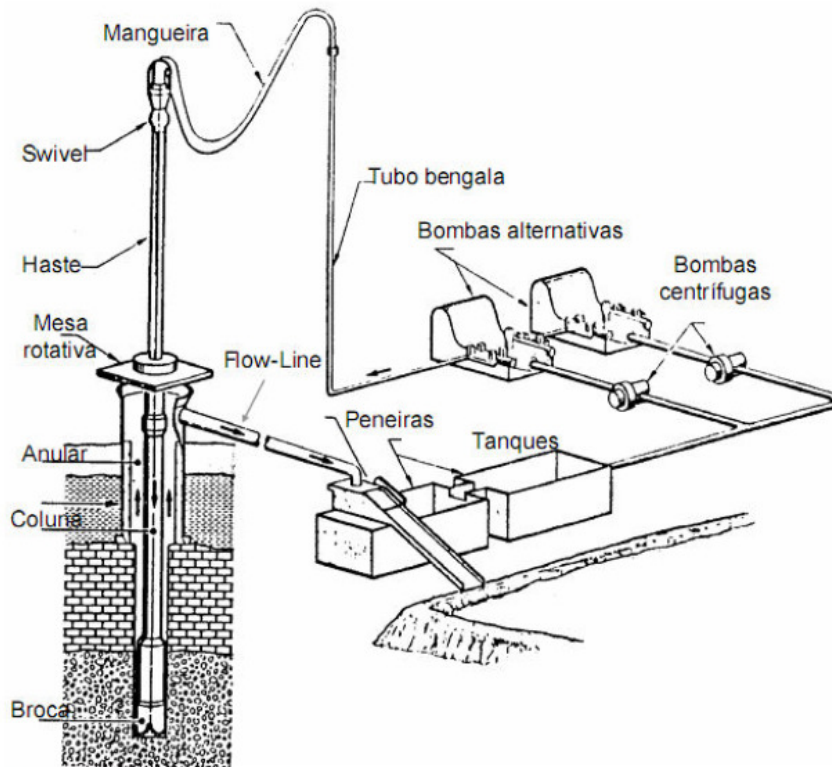


Figura 2.1– Sistema de circulação de fluidos de perfuração (Mansano, 2004)

## 2.2. Fluidos de perfuração

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (Thomas, 2001).

O *American Petroleum Institute* - API define fluido de perfuração como um fluido de circulação utilizado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração. A partir desta definição, é impossível a perfuração rotativa sem um fluido de circulação, o que o torna um dos elementos mais importantes na operação de perfuração (Lummus & Azar, 1986).

Para perfurações simples e pouco profundas, um fluido constituído de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades, é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos (Amorim, 2006, apud Barbosa et al., 2007).

### **2.2.1. Funções dos fluidos de perfuração**

Embora todos os fluidos de perfuração tenham as mesmas funções na perfuração rotativa, as suas propriedades podem ser alteradas quando se julgar necessário, procurando melhorar a velocidade de perfuração, a segurança e a completação satisfatória do poço. Chilingarian & Vorabutr, 1983, destacaram 14 funções do fluido de perfuração, em geral as principais são:

- Carrear os cascalhos do poço e permitir a sua separação na superfície;
- Estabilizar as paredes do poço, prevenindo o desmoronamento;
- Formar um reboco pouco permeável;
- Manter os sólidos em suspensão quando a circulação for interrompida;
- Evitar danos à formação produtora;
- Resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e a parede do poço;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações, mantendo a pressão dentro do poço maior que a pressão de poro, de modo a prevenir *kicks* (chamamos de *kick* o influxo de fluidos indesejáveis da formação para dentro do poço; quando esse influxo ocorre de forma descontrolada, chamamos de *blowout*).

É claro que estas funções devem ser realizadas sem causar qualquer risco aos trabalhadores. Para que os fluidos de perfuração desenvolvam as funções citadas acima é necessário que eles apresentem algumas características (Thomas, 2001), entre elas:

- Ser bombeável;
- Não reagir com as formações atravessadas;

- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão;
- Apresentar massa específica suficiente para evitar influxos indesejados para dentro do poço.

### **2.2.2. Propriedades de controle do fluido de perfuração**

As propriedades de controle dos fluidos de perfuração são divididas em físicas e químicas. As propriedades físicas mais importantes a serem testadas na sonda são: a massa específica, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), o filtrado e o teor de sólidos. As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH (concentração hidrogeniônica), os teores de cloreto e bentonita e a alcalinidade (Lima, 2002).

#### **Massa específica**

É definida como massa de fluido por unidade de volume. A massa específica é um parâmetro importante para impedir a ocorrência de influxo indesejado de fluidos para dentro do poço. O seu valor deve estar dentro de certo intervalo sendo o menor valor determinado pela pressão de poro esperada (pressão atuante no fluido no espaço poroso), e o maior valor determinado pela pressão de fratura da formação exposta (pressão que causa o rompimento da rocha) (Thomas, 2001).

#### **Parâmetros reológicos**

Os parâmetros reológicos influem diretamente no cálculo da perda de carga na tubulação e na velocidade de carreamento dos cascalhos. A reologia de um fluido está relacionada com o seu comportamento viscoso quando em repouso e em movimento. O fluido de perfuração deve apresentar um comportamento bastante peculiar, quando o fluido estiver em movimento, é interessante que ele apresente a menor resistência possível ao escoamento (menos viscoso), para que se exija menos das bombas, porém, quando o fluido estiver parado, é interessante que ele apresente a maior resistência possível ao escoamento (mais viscoso), para que os cascalhos que ele carrega permaneçam em suspensão e não se depositem sobre a broca e ao redor da coluna de perfuração.

Este comportamento viscoso interfere, também, no processo de invasão do fluido através do meio poroso. Quando o fluido está em movimento, uma menor resistência ao escoamento faz com que o fluido percorra preferencialmente o espaço anular entre as paredes do poço e a coluna de perfuração, invadindo menos a formação. Já, quando o fluido está em repouso, uma maior resistência ao fluxo, obtida com a viscosificação do fluido, faz com que este tenha maior dificuldade em invadir o meio poroso, danificando menos a região ao redor do poço.

Para aumentar a viscosidade de um fluido de perfuração de base água usa-se bentonita (argila montmorilonítica) ou polímeros orgânicos. Para diminuir a viscosidade utilizam-se aditivos que se adsorvem às partículas de bentonita, equilibrando as valências livres. A reologia será discutida com maiores detalhes posteriormente neste mesmo trabalho.

### **Forças géis**

A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo, e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido (Thomas, 2001). Fluidos ditos tixotrópicos adquirem um estado semirrígido quando estão em repouso e voltam a adquirir estado de fluidez quando estão novamente em movimento.

### **Filtrado**

Devido ao diferencial positivo de pressão no sentido poço-formação, o fluido de perfuração apresenta, em frente a zonas permeáveis, um influxo da fase líquida para a formação, chamado filtrado. O filtrado tem alguns efeitos adversos na perfuração e por isso deve ser controlado (Lima, 2002). Tais efeitos podem ser:

- Dano à formação produtora devido à obstrução dos poros pelo carreamento de sólidos pelo filtrado, inchamento de argilas hidratáveis, formação de emulsão;
- Desmoronamento de folhelhos hidratáveis.

Os aditivos controladores de filtrado mais comumente utilizados são amidos e polímeros derivados da celulose (para fluidos de base água) e lignitos amínicos ou calcita (para fluidos de base óleo) (Lima, 2002).

### **Teor de sólidos**

O valor do teor de sólidos deve ser mantido o menor possível, pois um valor alto pode causar diversos problemas, dentre os quais: aumento da densidade, viscosidade e força gel, proporcionando maior desgaste dos equipamentos do sistema, maior pressão de fundo (podendo causar fratura nas rochas de subsuperfície), maior pressão de bombeio (os equipamentos são mais caros), prisão da coluna de perfuração e menor taxa de penetração (Thomas, 2001).

### **Concentração hidrogeniônica (pH)**

O pH é usado para expressar a concentração dos íons de hidrogênio numa solução aquosa. O pH dos fluidos de perfuração é geralmente mantido no intervalo alcalino baixo ( $7 < \text{pH} < 10$ ) para reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas (Thomas, 2001).

### **Teor de cloreto ou salinidade**

O teste de salinidade de um fluido é, também, uma análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloreto. Os resultados de salinidade são usados, principalmente, para identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal, identificar influxos de água salgada e a perfuração de uma rocha ou domo salino (Thomas, 2001).

### **Teor de bentonita ou de sólidos ativos**

O teor de bentonita dá uma indicação quantitativa de sólidos ativos (argila) no fluido de perfuração. O teste é importante para identificar as características coloidais do sistema. O teste consiste em titular uma amostra de capacidade adsortiva das argilas (Lima, 2002).

## **Alcalinidade**

O termo alcalinidade indica a habilidade de uma solução em reagir com um ácido. Na determinação da alcalinidade são consideradas as espécies carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) e bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) dissolvidos no fluido, além dos íons de hidroxila ( $\text{OH}^-$ ) dissolvidos e não dissolvidos.

Nas sondas, são determinados três tipos de alcalinidades (Lima, 2002):

- Alcalinidade parcial do filtrado (Pf);
- Alcalinidade do fluido (Pm);
- Alcalinidade total do filtrado (Mf).

### **2.2.3. Classificação dos fluidos de perfuração**

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério baseia-se no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos de base água, fluidos de base óleo e fluidos de base ar ou gás (Thomas, 2001). Uma nova geração de fluidos está sendo desenvolvida, sendo esta formulada com fluidos de base sintética. Os produtos químicos utilizados nesses tipos de fluidos incluem ésteres, éteres, polialfaolefinas, glicóis, glicerinas e glicosídeos (Caenn & Chillingar, 1996).

A natureza da fase dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades (Thomas, 2001).

A seleção do fluido de perfuração envolve a análise de vários fatores como: tipos de formações a serem perfuradas; limites de temperatura, resistência, permeabilidade e pressão dos poros da formação; fluidos contidos nestas formações; qualidade da água disponível; produtos químicos que irão compor o fluido; equipamentos e técnicas a serem utilizadas; e considerações ambientais e ecológicas. No entanto, em muitos casos, a composição do fluido de perfuração que proporciona o menor custo de perfuração em uma área deve ser determinada por tentativa e erro (Bourgoyne et al., 1986).



A economicidade desempenha um papel maior na seleção da água do que no tipo de fluido. Do ponto de vista operacional, particularmente em áreas remotas de operações *offshore*, o custo do transporte de água doce para certas áreas pode ser proibitivo (Chilingarian & Vorabutr 1983).

Embora os fluidos de base óleo tenham propriedades únicas que são difíceis de conseguir com os fluidos de base água, o seu uso possui algumas dificuldades como: alto custo (o fluido base é normalmente muito mais caro do que a água), tratamento especial (na medida em que fluidos de base óleo são mais caros, um esforço maior deve ser feito para minimizar a perda desnecessária) e preocupações ambientais (o diesel é tóxico para diversos organismos) (Caenn & Chillingar, 1996).

Por motivos de segurança, a temperatura do fluido de base óleo deve ser monitorada continuamente. Vapor de óleo, que pode acumular acima da superfície do óleo, pode ser facilmente inflamável, representando um perigo extremo de incêndio (Chilingarian & Vorabutr, 1983).

Os fluidos de base sintética surgiram da necessidade de se obter as vantagens dos fluidos de base óleo, porém, com as características de manuseio e eliminação dos fluidos de base água, ou seja, menos tóxicos, mais biodegradáveis e menos danosos ao meio ambiente. Entretanto, todos esses produtos sintéticos são muito caros se comparados com óleo diesel ou mineral, restringindo o seu uso somente a perfurações *offshore* ambientalmente sensíveis (Caenn & Chillingar, 1996).

### **2.3. Fluidos *drill-in***

Nos últimos anos percebemos o crescimento contínuo na perfuração de poços horizontais. Os avanços em tecnologia de perfuração horizontal permitiram que formações produtoras, antes tidas como inviáveis economicamente, pudessem ser exploradas.

Embora o custo de um poço horizontal possa ser de duas a três vezes o de um poço vertical, a produção pode ser melhorada muitas vezes, tornando o processo bastante atrativo. Apesar disso, perfurar a zona produtora, em geral, demanda uma completação do tipo aberta, surgindo aí um maior interesse no desenvolvimento e implementação de fluidos *drill-in* (Gallino et al., 2001).

Os fluidos de perfuração convencionais podem causar sérios danos aos reservatórios produtores. Durante a perfuração, o fluido de perfuração invade a formação devido ao diferencial de pressão positivo entre o poço e a rocha reservatório. Porções da fase líquida do fluido de

perfuração são perdidas para a formação adjacente, enquanto partículas sólidas menores que os poros, que estavam em suspensão no fluido, também tendem a invadir e tamponar as gargantas de poro, reduzindo as permeabilidades ao gás e ao óleo e, portanto, danificando a região ao redor do poço (conhecido como dano de formação). As partículas maiores se acumulam na parede do poço, iniciando a formação de reboco externo (Martins et al., 2005).

Os fluidos *drill-in* são especialmente formulados para minimizar o dano de formação e, desta maneira, preservar o potencial de produtividade do poço (Soto, 2008). Segundo Gallino et al., 2001, um fluido *drill-in* é um fluido com menor poder de dano, que pode ser utilizado na perfuração através de formações produtoras, especialmente quando longas seções horizontais devem ser perfuradas.

As características deste tipo de fluido são definidas a fim de atender os requisitos tanto de perfuração quanto de completação. Para que os requisitos de completação sejam atendidos, a invasão de sólidos e de filtrado devem ser reduzidas drasticamente. Geralmente este objetivo é alcançado selecionando de forma adequada os sólidos suspensos no fluido, de modo que eles se depositem nas paredes do poço, formando rapidamente um reboco bem fino e impermeável, pelo qual atravesse somente uma pequena parcela de filtrado não-danoso (Gallino et al., 2001). Na Figura 2.2 tem-se o escoamento de um fluido de perfuração em um poço horizontal com a presença ou não de reboco.

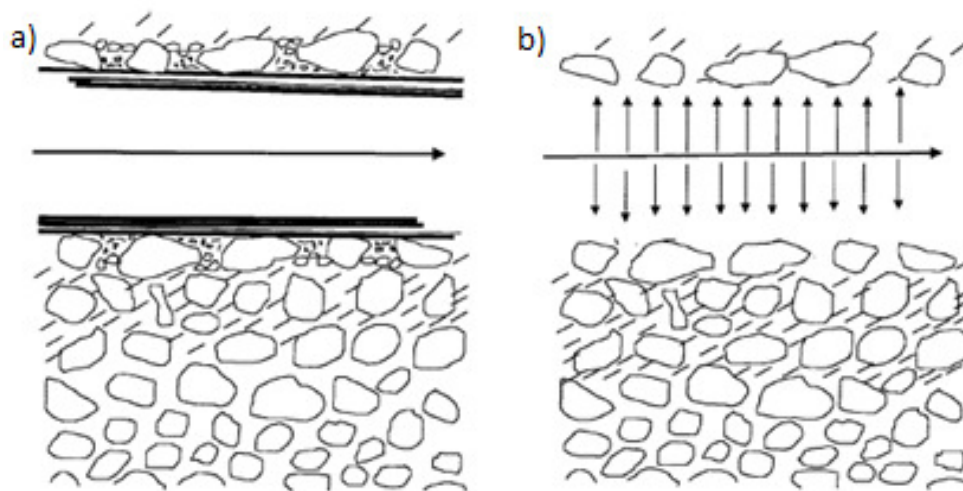


Figura 2. 2– Escoamento do fluido em um poço horizontal. (a) com reboco; (b) sem reboco (Gallino et al., 2001)

Observa-se que, quando o reboco é formado, o fluido invade menos a formação quando comparado com o poço sem a presença do reboco. Sendo assim, os aditivos do fluido *drill-in* devem ser escolhidos sob diferentes critérios: ter tamanho suficiente para não invadir a formação e formar um reboco efetivo para prevenir a invasão de sólidos e de filtrado, minimizando a profundidade do dano.

A escolha do agente obturante é de fundamental importância, pois, se o agente não formar um reboco com características de impermeabilização desejáveis durante a fase de perfuração, a remoção do mesmo passa a ser problemática quando da colocação do poço em produção (Queiroz Neto, 2006).

### **2.3.1. Características**

Soto, 2008, destacou 10 características de um fluido *drill-in*, entre elas podemos citar:

- Não deve conter argilas e materiais insolúveis em ácido que possam migrar para a formação e obstruir os poros;
- Deve ser formulado de forma a minimizar a perda de filtrado para a formação e obter uma remoção do reboco eficiente;
- O filtrado deve ser formulado para prevenir hidratação e migração de argilas encontradas na zona produtora, evitando entupimento dos poros da formação;
- O filtrado deve ser compatível com os fluidos da formação;
- O fluido e o filtrado não devem alterar a molhabilidade da formação;
- O fluido deve ser compatível com os equipamentos e processos da completção.

### **2.3.2. Funções**

As principais funções de um fluido *drill-in* são (Soto, 2008):

- Minimizar o dano de formação;
- Maximizar o potencial de produtividade do poço;
- Oferecer um controle eficaz das perdas de filtrado para a formação;

- Proporcionar excelentes propriedades de limpeza, lubrificação e inibição durante a perfuração do poço.

### **2.3.3. Influência da presença de partículas**

Durante o processo de perfuração, vários diâmetros de broca são usados. Em geral, os sólidos naturais gerados durante a perfuração encontrados na subsuperfície têm densidade entre 1,5 e 3,0 (g/cm<sup>3</sup>). Portanto, como esses sólidos são mais densos que o fluido que está no poço, há a tendência ao acúmulo no anular ou à decantação dos mesmos para o fundo do poço, formando “anéis de obstrução” ou “fundo falso” (Machado, 2002).

A velocidade de queda dos sólidos, enquanto o fluido se encontra em escoamento laminar, é afetada diretamente pelas “características viscosas” do fluido. Portanto, quando a velocidade de escoamento do fluido for limitada pela vazão da bomba, é necessário viscosificar o fluido. Nos fluidos de perfuração de base água, esse aumento da viscosidade é feito com a adição de bentonita (argila), incorporação de sólidos da formação ao fluido, adição de floculantes ou polímeros (Machado, 2002).

Os sólidos no fluido são classificados em ativos ou inertes. Os sólidos inertes, com exceção da baritina que é usada para aumentar a densidade, são indesejáveis. Eles aumentam a perda de carga por atrito no sistema, mas não aumentam a capacidade de carreamento dos fragmentos de rocha à superfície. O reboco formado por esses sólidos é grosso e permeável ao invés de fino e relativamente impermeável (Bourgoyne et al., 1986).

Os sólidos do fluido são controlados primeiramente pela remoção dos sólidos inertes, diluição, e adição de bentonita caso seja necessário manter os sólidos ativos em uma concentração apropriada. Entretanto, depois de aplicados os métodos de controle de sólidos, uma ou outra propriedade do fluido como pH, viscosidade e controle de filtrado podem estar com um valor indesejado e aditivos químicos são necessários para o ajuste (Bourgoyne et al., 1986).

## **2.4. Argilas**

A composição do fluido de perfuração depende das exigências particulares de cada tipo de perfuração. Para algumas perfurações simples e pouco profundas basta uma água barrenta, isto é, qualquer argila dispersa (em baixa concentração é a adequada). Entretanto, o poço pode passar

por diferentes tipos de formações e é natural supor que vários aperfeiçoamentos do fluido sejam necessários para compensar as diferentes condições encontradas à medida que o poço se aprofunda (Santos, 1975).

Em algumas áreas basta começar com água e, à medida que a perfuração avança, as argilas e os folhelhos extraídos do solo são dispersos na água resultando em um fluido razoavelmente bom. Em outras áreas podem ser encontrados calcários, areias e folhelhos, que não formam um fluido e, nesses casos, será necessário adicionar uma argila que servirá: primeiro, para dar consistência ou viscosidade ao fluido e, segundo, para conferir boas propriedades de filtração (Santos, 1975).

Argilas com capacidade de se hidratar instantaneamente na presença de água são muitas vezes adicionadas na superfície. O aumento da viscosidade permite ao fluido de perfuração ter a capacidade de carrear os sólidos de rocha para a superfície, especialmente em poços de maior diâmetro onde a velocidade anular desenvolvida pela bomba é relativamente baixa (Bourgoyne et al., 1986). Na Figura 2.3 tem-se a ilustração do processo de hidratação de uma partícula de argila. Percebe-se que com a absorção de água, a partícula de argila incha, aumentando o seu tamanho.

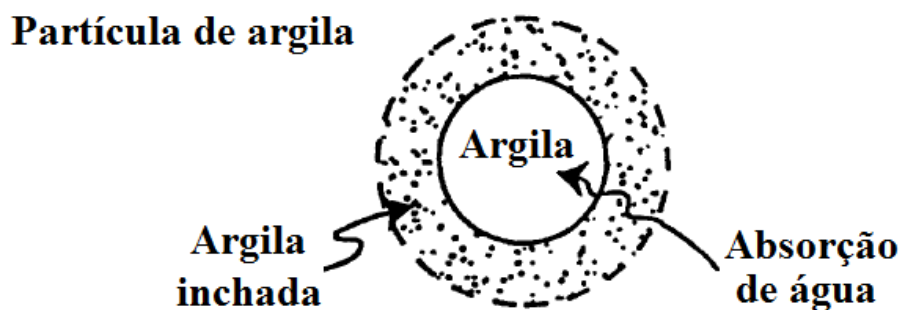


Figura 2.3– Processo de hidratação de uma partícula de argila (Civan, 2007)

A presença de argilas hidratáveis na água possui tanto efeitos desejáveis como indesejáveis. Quando a quantidade de argila no fluido de perfuração aumenta, ocorre redução na taxa de perfuração e aumento na perda de carga por atrito. No caso de perfurações de poços com pequenos diâmetros e em formações duras, esses efeitos indesejáveis podem ser mais determinantes que os desejáveis (Bourgoyne et al., 1986).

Argilas comerciais usadas nos fluidos de perfuração são diferenciadas de acordo com sua capacidade de aumentar a viscosidade da água. A argila comercial mais comumente utilizada em

fluidos de perfuração é a bentonita, porém a salinidade da água afeta substancialmente a habilidade dela hidratar-se. Nesse caso, uma argila mineral chamada atapulgita pode ser utilizada. Em casos de alta temperatura, a argila mineral sepiolita é mais indicada para substituí-la (Bourgoyne et al., 1986). Neste trabalho foi utilizada a bentonita.

## **Bentonita**

A bentonita é um tipo de argila plástica e coloidal, constituída essencialmente pelo argilomineral montmorilonita pertencente ao grupo das esmectitas independentemente de sua origem ou ocorrência (Tonnesen et al., 2010).

Segundo Alderman, 1988, os fluidos de perfuração devem ser capazes de manter os detritos em suspensão, bem como possuir baixa viscosidade para que o bombeamento seja eficiente, e acrescenta que essas funções são mais facilmente alcançadas com o uso de dispersões de bentonita.

Ainda segundo este autor, experiências em perfurações nos países maiores produtores de petróleo têm mostrado que a matéria prima mais importante no preparo de fluidos de perfuração é a bentonita, em virtude de suas excelentes propriedades coloidais e tixotrópicas.

Segundo Darley & Gray, 1988, a bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água doce. A quantidade de argila adicionada ao fluido varia de acordo com a formação a ser perfurada. Na Tabela 2.1 tem-se a quantidade aproximada de bentonita para diferentes condições de perfuração.

Tabela 2-1- Quantidade aproximada de bentonita para diferentes condições de perfuração

<b>Condições de perfuração</b>	<b>Adição de bentonita</b>	
	<b>Água doce (kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Fluido à base de água doce (kg/m<sup>3</sup>)</b>
Normais	35 – 60	11 – 28
Estabilização de formações instáveis	70 – 100	25 – 50
Perdas de fluido	85 – 110	28 – 56

Fonte: Darley & Gray, 1988.

Segundo Grim & Güven, 1978, as propriedades da bentonita estão subordinadas ao fato de elas serem compostas por esmectitas, e as propriedades da esmectita, por sua vez, estão subordinadas pela sua composição química, estrutura atômica e morfologia.

A montmorilonita é constituída por duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica, unidas entre si por oxigênios comuns às folhas. Nas Figuras 2.4 (a) e 2.4 (b) têm-se, respectivamente, a folha de silicato tetraédrica e a folha central octaédrica. Suas camadas sucessivas estão ligadas frouxamente entre si e camadas de água podem penetrar entre elas, separando-as.

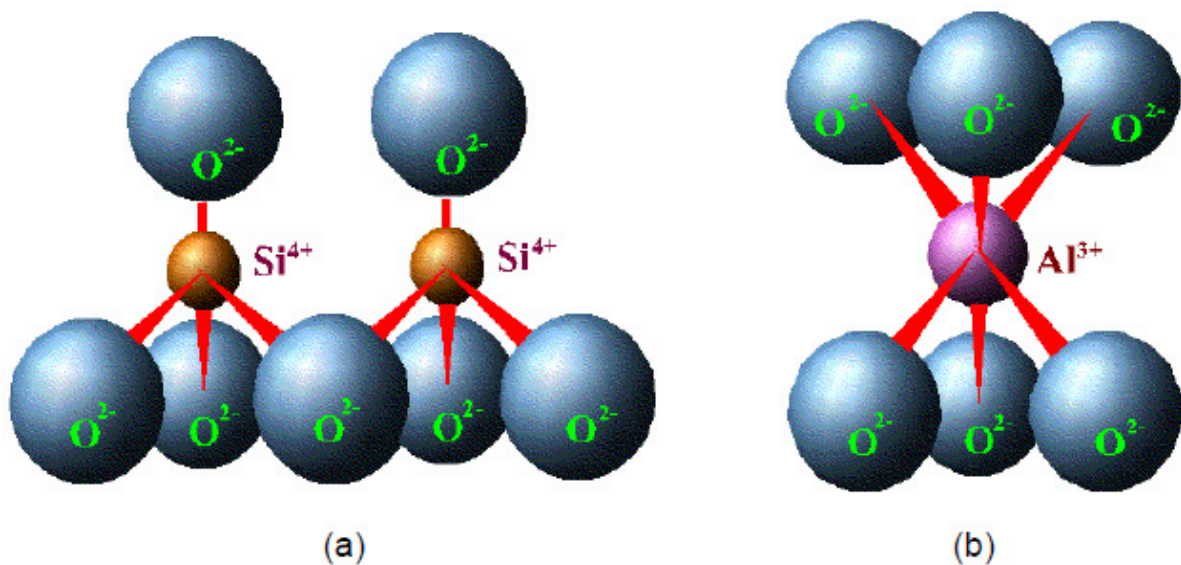


Figura 2.4– Representação esquemática da (a) folha de silicato tetraédrica e da (b) folha central octaédrica da estrutura da montmorilonita (Valenzuela Días, 2003)

Segundo van Olphen, 1977, o  $Si^{4+}$  da folha tetraédrica pode ser substituído por cátions trivalentes, tais como o  $Al^{3+}$  ou o  $Fe^{3+}$ , ou cátions bivalentes  $Mg^{2+}$  ou  $Fe^{2+}$  podem substituir o  $Al^{3+}$  na folha octaédrica. Neste caso, tem-se uma deficiência de cargas, sendo criado na superfície da argila um potencial negativo que, por sua vez, é compensado pela adsorção de cátions nos espaços interlamelares. Cátions e ânions são também mantidos nas arestas do cristal. Em suspensões aquosas, estes íons podem permutar com íons da solução e são então chamados de cátions trocáveis.

Mooney et al., 1952, afirmam que a carga negativa é balanceada por cátions intercalados entre as unidades estruturais e, esses cátions, denominados de cátions trocáveis, podem ser íons

alcalinos terrosos ( $\text{Ca}^{2+}$  e  $\text{Mg}^{2+}$ ) ou o metal alcalino  $\text{Na}^+$ . Quando este cátion é o  $\text{Na}^+$ , a argila é conhecida como bentonita sódica. De forma análoga, quando cátions  $\text{Ca}^{2+}$  são adsorvidos à superfície da argila, esta é conhecida como bentonita cálcica. Não são comuns as argilas magnesianas mas há ainda um terceiro tipo denominado de bentonitas policatiônicas, nas quais estão presentes os três cátions supracitados. Argilas desse tipo são as encontradas no Brasil.

Segundo Lummus & Azar, 1986, quando o cátion associado à estrutura da argila é o cálcio, o inchamento interlamelar varia de  $11,8\text{\AA}$ , quando em estado seco, a um máximo de  $18\text{\AA}$ . A diferença de inchamento das montmorilonitas sódicas e cálcicas deve-se à força de atração entre as camadas, que é acrescida pela presença do cálcio, enquanto que o cátion sódio provoca uma força atrativa menor, permitindo que uma quantidade maior de água penetre entre as camadas e seja então adsorvida, podendo chegar a  $40\text{\AA}$ . Na Figura 2.5 tem-se a representação da hidratação da montmorilonita de cálcio e da montmorilonita de sódio. Percebe-se que na presença de água, a montmorilonita sódica incha mais se comparada com a cálcica.

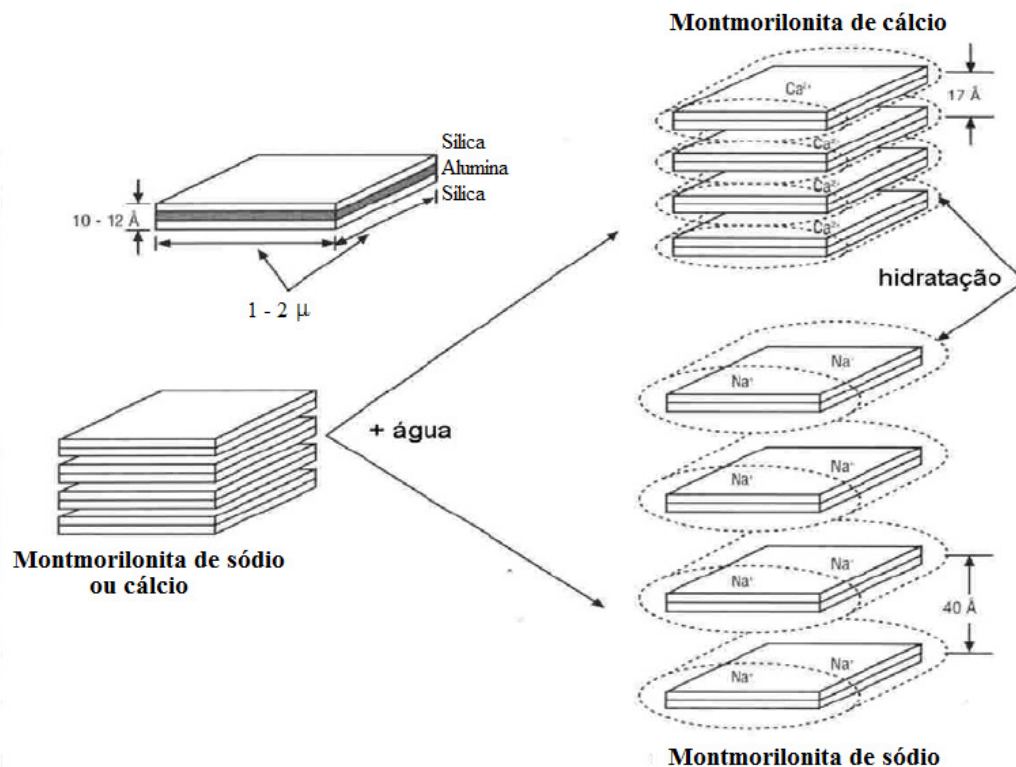


Figura 2.5– Representação da hidratação da montmorilonita cálcica e da montmorilonita sódica (Lummus & Azar, 1986)



## 2.5. Polímeros

Pesquisas recentes têm sido feitas em aditivos e sistemas para melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração em busca de uma melhor limpeza do poço, maior lubrificidade e maior estabilidade das paredes do poço, sempre observando a legislação ambiental. Muitos desses trabalhos envolvem o desenvolvimento de novos polímeros.

Segundo Rosa et al., 2006, um polímero é uma molécula muito grande formada por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À proporção que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões.

Muitos polímeros são usados na indústria petrolífera em fluidos de perfuração e de fraturamento. Uma vantagem adicional do uso de polímeros é a formação de um filme de proteção na superfície dos detritos. Ensaio de laboratório mostraram que as características de cisalhamento de certos polímeros aumentam as taxas de perfuração e ao mesmo tempo fornecem adequada qualidade no corte e transporte dos detritos (Eckel, 1967).

Polímeros são adicionados ao sistema para desenvolverem viscosidade através da floculação dos sólidos perfurados ou através da viscosificação da água. Normalmente, estes sistemas contêm pequenas quantidades de bentonita. Os polímeros comumente utilizados são poliácridamida, celulose e produtos à base de gomas naturais (Amorim, 2003).

É importante avaliar a estrutura química das moléculas de polímero pelo fato de que esta define a reologia de todo o sistema (Ferguson & Kębłowski, 1991). Um dos fatos mais marcantes na reologia é que, sob cisalhamento, a grande maioria das soluções poliméricas exhibe toda ou parte da curva de fluxo conforme a Figura 2.6.

Na região A o fluido é Newtoniano. Isso implica que a taxa de deformação é tão baixa que não se percebe grandes mudanças no formato ou nas cadeias poliméricas. B é uma região de transição, que pode se estender por uma grande faixa de taxa de cisalhamento chegando em C, a região de potência. Esta é, para efeitos práticos, a área de fluxo mais importante. A região D é, também, uma região de transição, terminando em outra região Newtoniana E (Ferguson & Kębłowski, 1991).

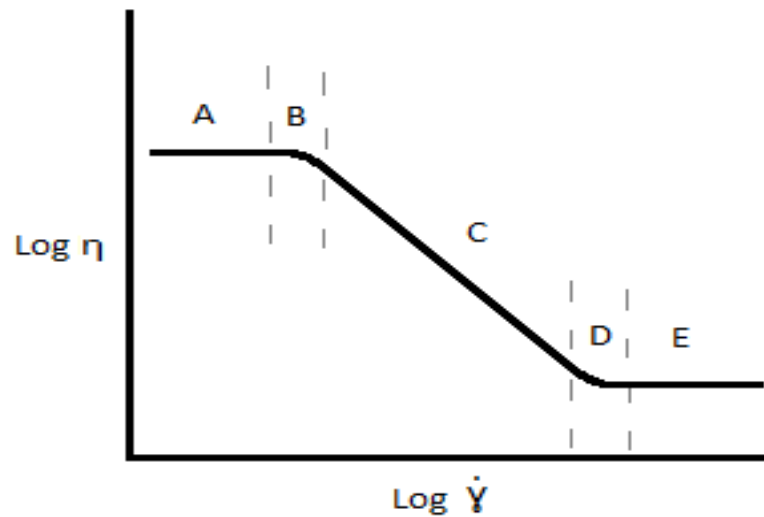


Figura 2.6– Curva de fluxo típica de um fluido polimérico (Ferguson & Kembłowski, 1991)

### 2.5.1. Classificação

Segundo Caenn & Chillingar, 1996, em seu trabalho sobre o estado da arte dos fluidos de perfuração, os polímeros podem ser classificados como: naturais, naturais modificados e sintéticos. A seguir será feita uma descrição dos polímeros atualmente em uso nos fluidos de perfuração.

#### Polímeros naturais

- Biopolímeros

São polissacarídeos fabricados a partir da fermentação de bactérias. Eles possuem estruturas extremamente complexas com alto peso molecular. O uso primário dos biopolímeros é como agente de controle da reologia. Eles são usados como viscosificantes, úteis na suspensão e capacidade de carreamento.

A Goma Xantana é o biopolímero mais utilizado. Ela é produzida pela ação do microrganismo *Xanthomonas campestris*, possui cadeia ramificada, caráter aniônico e massa molar elevada.

A introdução da Goma Xantana foi a maior contribuição para o progresso dos fluidos com baixo teor de sólidos. É um eficiente agente de suspensão tanto em água doce como em água

salgada. Esta tolerância por sal faz deste polímero um dos componentes de grande aplicação em fluidos de perfuração para ambientes ricos em eletrólitos (Darley & Gray, 1988).

- Goma Guar

É um polissacarídeo fabricado do endosperma da semente do vegetal de espécie *Cyamoposis tetragonolobus*. Tem a estrutura complexa com alto peso molecular. Em contato com água, a Goma Guar forma um gel altamente viscoso e por isso é utilizada pela indústria como espessante, gelificante, emulsificante e estabilizante.

### **Polímeros naturais modificados**

- Carboximetilcelulose (CMC)

É um polissacarídeo linear derivado da celulose. Ele é aniônico e possui grupos de ácido carboxílico. Sua função depende do peso molecular. Seu uso inclui o controle de perda de filtrado e o aumento da viscosidade à alta taxa de cisalhamento (Caenn & Chillingar, 1996).

- Hidroxietilcelulose (HEC)

É também um polissacarídeo linear derivado da celulose. É aniônico e sua função depende do seu peso molecular. Não é normalmente usado em fluidos de perfuração, mas é um viscosificante para salmoura em fluidos de completação, *gravel pack* e fluidos de fraturamento (Caenn & Chillingar, 1996).

### **Polímeros sintéticos**

- Poliacrilamida

É usualmente conhecida pelo nome genérico de poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA). Quando se fala em PHPA, fala-se na união da acrilamida e do acrilato de sódio através da copolimerização. Poliacrilamida por si só é insolúvel em água, então, deve ser copolimerizada com acrilato de sódio para obter a solubilidade necessária. Pode ser utilizada como inibidor e encapsulador de sólidos em águas doces, salgadas, sistemas NaCl e KCl. Acrescenta-se a isto, o efeito viscosificante em água doce.

### 2.5.2. Comportamento reológico

Na indústria do petróleo, a análise do comportamento reológico é realizada para diversos tipos de fluidos empregados nas etapas de perfuração e produção de poços, transporte e refino do petróleo. Entre outras aplicações, a definição dos parâmetros reológicos, por sua vez, permite que se estimem as perdas de pressão por fricção (também denominadas perdas de carga), a capacidade de transporte e sustentação dos sólidos, além de especificar e qualificar fluidos, materiais viscosificantes, petróleo e derivados (Machado, 2002).

Cisalhamento é um importante termo de deformação em reologia. Ele pode ser visualizado como um processo de deslizamento relativo entre placas planas, infinitas e paralelas. O cisalhamento é definido em termos de taxa de deformação, que é uma mudança na velocidade de escoamento em relação a uma distância ortogonal à direção do escoamento (Machado, 2002).

Na Figura 2.7 têm-se duas placas planas paralelas infinitas afastadas entre elas pela distância  $y$ . O espaço entre elas está preenchido com um fluido viscoso. A placa inferior está fixa, enquanto a superior se desloca a uma velocidade constante, provocando uma variação de velocidade, em regime estacionário laminar, no interior do fluido. A camada de fluido próxima à placa inferior está parada, enquanto que a camada próxima à placa superior move-se com a mesma velocidade desta placa.

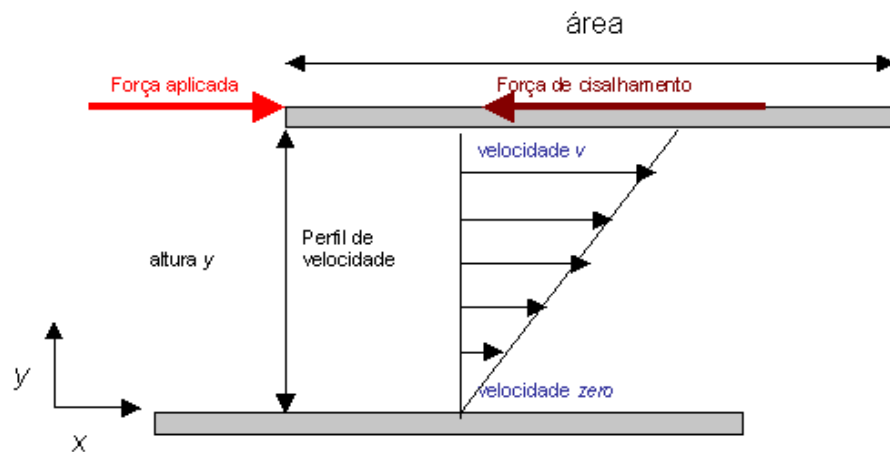


Figura 2.7– Força de cisalhamento aplicada sobre um fluido (Setor1, 2011)

A tensão de cisalhamento,  $\tau$ , corresponde à razão entre a força aplicada na direção do escoamento, para deformar o corpo, e a área da superfície exposta ao cisalhamento, conforme Equação 2.1:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (2.1)$$

A taxa de cisalhamento,  $\dot{\gamma}$ , é definida pela razão entre a diferença de velocidade entre duas camadas adjacentes de fluido e a distância entre elas, conforme Equação 2.2:

$$\dot{\gamma} = \frac{\Delta V}{\Delta y} \quad (2.2)$$

Para fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento, onde a constante de proporcionalidade é, por definição, a **viscosidade dinâmica** ou **viscosidade absoluta** do fluido (Equação 2.3):

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (2.3)$$

Outra grandeza útil é a **viscosidade cinemática**, que é definida pela razão entre a viscosidade dinâmica do fluido e a sua massa específica, conforme Equação 2.4:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.4)$$

### 2.5.3. Classificação dos fluidos viscosos

A relação entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento define, de certo modo, o comportamento reológico dos líquidos considerados puramente viscosos. A relação matemática entre estas duas variáveis é conhecida como equação de fluxo e a sua representação gráfica é conhecida como “curva de fluxo”. Uma curva de fluxo é, portanto, um registro gráfico que

mostra como a tensão cisalhante varia em função da taxa de cisalhamento (Machado, 2002). Na Figura 2.8 têm-se curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos.

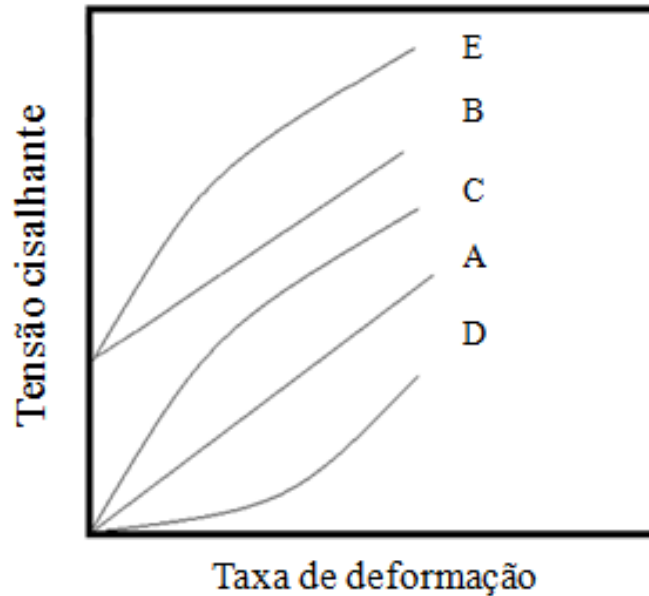


Figura 2.8– Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos (Machado, 2002)

### Fluidos Newtonianos

Para fluidos Newtonianos, como a água e o ar, a viscosidade é independente da taxa de cisalhamento. Assim, quando a velocidade de um fluido Newtoniano no poço ou no anular aumenta, a tensão de cisalhamento na parede do poço também aumenta linearmente, e a **viscosidade efetiva** é constante (Barnes et al., 1989).

Matematicamente, os fluidos Newtonianos são definidos pela Equação 2.3, e seu comportamento é dado pela curva A. A inclinação da reta que intercepta a origem é dada pela viscosidade absoluta do fluido.

### Fluidos não-Newtonianos

Os fluidos de perfuração são não-Newtonianos, ou seja, a viscosidade é dependente da taxa de cisalhamento.

Qualquer fluido não-Newtoniano pode ser definido conforme Equação 2.5:

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (2.5)$$

onde  $\mu_a$  é denominada de **viscosidade aparente**, isto é, a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano, naquela condição de fluxo.

Os fluidos de perfuração são normalmente pseudoplásticos, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. Vários modelos são utilizados para descrever o comportamento da tensão de cisalhamento *versus* a taxa de cisalhamento desses fluidos. Os mais populares são: modelo plástico de Bingham, Lei da Potência e Herschel-Bulkley (ASME, 2005).

- Modelo plástico de Bingham

O modelo de Bingham requer a aplicação de uma tensão mínima, denominada de limite de escoamento, para que haja alguma deformação cisalhante. Quando submetidos a uma tensão menor que a tensão mínima, os fluidos Binghamianos, teoricamente, comportam-se como sólidos.

A equação matemática que define o fluido de Bingham é expressa conforme Equação 2.6:

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_L \quad (2.6)$$

onde  $\mu_p$  e  $\tau_L$  são os parâmetros reológicos deste tipo de fluido denominados, respectivamente, de **viscosidade plástica** e limite de escoamento. O seu comportamento é similar à curva B e  $\tau_L$  é representado graficamente pelo ponto que intercepta a coordenada y.

Exemplos desse tipo de fluido são: as suspensões diluídas de sólido em líquido, as dispersões argilosas de bentonita em água e algumas dispersões de calcita em água.

- Modelo de Ostwald de Waele ou Lei da Potência

Este modelo é definido conforme Equação 2.7:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (2.7)$$

onde  $K$  e  $n$  são parâmetros reológicos deste tipo de fluido denominados, respectivamente, de índice de consistência e índice de comportamento. Quando  $n$  assume valores entre zero e um, o fluido comporta-se como a curva C e é chamado de pseudoplástico, quando  $n$  assume valores maiores que a unidade, o fluido comporta-se como a curva D e é chamado de dilatante.

O índice de comportamento indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo Newtoniano. Se o seu valor aproxima-se da unidade, o fluido está próximo do comportamento de um fluido Newtoniano. O valor do índice de consistência indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento (Machado, 2002).

Fluidos que se comportam como a curva C exibem pseudoplasticidade, isto é, apresentam um decréscimo acentuado da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento. Fluidos dilatantes são pouco frequentes e apresentam comportamento inverso ao dos pseudoplásticos.

- Modelo de Herschell-Buckley

Este modelo é também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento e possui três parâmetros reológicos. Este tipo de fluido é uma extensão do fluido de Ostwald, ao qual é adicionado um novo parâmetro,  $\tau_0$ , denominado de limite de escoamento real.

A equação do modelo é definida conforme Equação 2.8:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n + \tau_0 \quad (2.8)$$

e o comportamento da curva de fluxo é similar à curva E.

Materiais típicos que exibem limite de escoamento real são dispersões de argilas com polímeros, empregadas amplamente na indústria do petróleo como fluido de perfuração.



Claro que existem muitos outros modelos que descrevem as propriedades viscosas dos fluidos não-Newtonianos, entretanto, somente os modelos apresentados acima são simples o suficiente para serem utilizados em aplicações de engenharia (Ferguson & Kemplowski, 1991).

#### 2.5.4. Tixotropia

Nenhum dos modelos citados acima leva em conta o efeito do tempo sobre a relação tensão cisalhante-taxa de cisalhamento. Geralmente, a maioria dos fluidos de perfuração contém argilas que exibem propriedades tixotrópicas. Os fluidos são ditos tixotrópicos quando formam um gel em condições estáticas e retomam a fluidez em condições dinâmicas (Chilingarian & Vorabutr, 1983).

Se deixarmos um sistema tixotrópico em repouso durante algum tempo, a viscosidade aparente aumentará devido à formação de uma estrutura mais organizada das partículas em suspensão que “imobiliza” o líquido entre as partículas. Se, a seguir, submetemos o sistema a cisalhamento, a uma velocidade de agitação constante, a viscosidade aparente decrescerá com o tempo até atingirmos o equilíbrio entre a quebra e a reconstrução da estrutura organizada do fluido.

A curva de fluxo de um fluido não-Newtoniano pode apresentar dois caminhos distintos: primeiro aumentando-se uniformemente a taxa de cisalhamento e depois reduzindo-a. Na Figura 2.9 observa-se que as curvas de subida e descida não se sobrepõem. Este fenômeno é conhecido por histerese.



Figura 2.9– Dependência do tempo no comportamento de fluidos não-Newtonianos (Adaptado de Yamaki, 2010)

A área entre estas duas curvas tem dimensão de energia relacionada com a amostra cisalhada e define a magnitude da tixotropia do fluido. Se as curvas forem coincidentes, a tixotropia é nula e o fluido é dito não-tixotrópico (Machado, 2002).

A determinação do comportamento reológico *in-situ* do fluido está fortemente relacionada à estrutura molecular do polímero. Outro fator importante é a estrutura microscópica e a geometria do meio poroso.

As duas propriedades mais comumente medidas são: porosidade,  $\phi$ , e permeabilidade absoluta,  $k$ . A porosidade é obtida conforme Equação 2.9 e a permeabilidade absoluta é obtida pela lei de Darcy (Equação 2.10).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.9)$$

$$k = \frac{\mu \cdot Q \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (2.10)$$

onde  $V_p$  é o volume poroso e  $V_t$  é o volume total da amostra.  $A$  é a área da seção transversal,  $L$  o comprimento do meio poroso,  $Q$  a vazão de fluido,  $\Delta P$  o diferencial de pressão e  $\mu$  é a viscosidade para fluido Newtoniano. Para fluidos não-Newtonianos temos a Equação 2.11:

$$\eta_{app} = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{Q \cdot L} \quad (2.11)$$

onde  $\eta_{app}$  é a **viscosidade aparente** do fluido no meio poroso.

A **viscosidade efetiva** ( $\eta_{eff}$ ) em um capilar é dada pela lei de Poiseuille conforme Equação 2.12:

$$\eta_{eff} = \frac{\pi \cdot \Delta P \cdot R^4}{8 \cdot L \cdot Q_{NN}} \quad (2.12)$$

onde  $R$  é o raio da amostra e  $Q_{NN}$  é a vazão do fluido não-Newtoniano.

A velocidade de Darcy ( $u$ ) é obtida conforme Equação 2.13:

$$u = \frac{Q}{A} \quad (2.13)$$

e está relacionada com a velocidade média nos poros ( $\langle v \rangle$ ) que é dada conforme Equação 2.14.

$$\langle v \rangle = \frac{u}{\phi} = \frac{Q}{A\phi} \quad (2.14)$$

### 2.5.5. Fatores intervenientes

Soluções poliméricas, ao contrário de fluidos como água e óleo, não apresentam a mesma viscosidade para todas as taxas de escoamento, seja em um capilar ou em um meio poroso. Água e óleo são considerados fluidos Newtonianos, enquanto soluções poliméricas quase sempre apresentam comportamento de fluido não-Newtoniano.

A grande diversidade de fenômenos observados na reologia de fluidos poliméricos é atribuível às moléculas de cadeias longas, que são uma característica única dos polímeros. O comprimento das cadeias é o fator principal na determinação da reologia, embora outros fatores também influenciem (Barnes et al., 1989).

### Efeito da temperatura

O propósito de aumentar a temperatura é aumentar a mobilidade da cadeia polimérica, levando a uma viscosidade menor para uma dada taxa de cisalhamento. A altas temperaturas, a

cadeia polimérica tem maior mobilidade e tende a se “desembaraçar” mais rapidamente, resultando em um maior período de escoamento Newtoniano (Ferguson & Kębłowski, 1991).

Pela Figura 2.10 tem-se que, com o aumento da temperatura, a viscosidade do fluido tende a diminuir. Observa-se também que as curvas de fluxo se convergem sendo a distância entre as curvas maior em A do que em B.

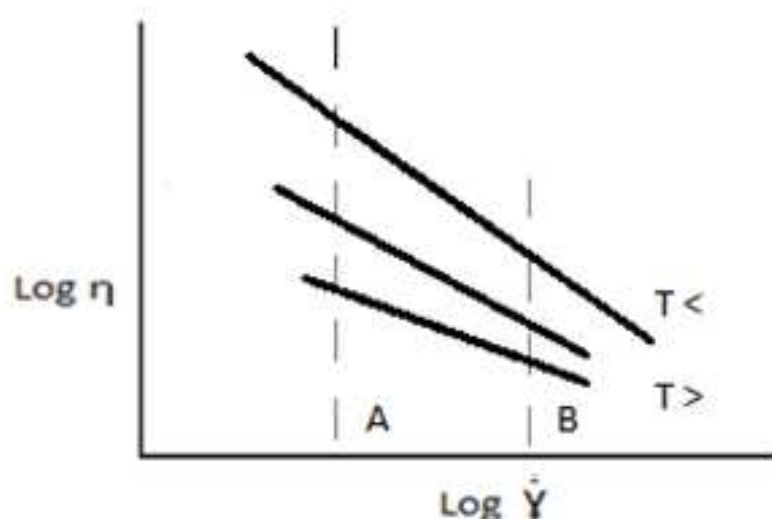


Figura 2.10– Influência da temperatura na curva de fluxo (Adaptado de Ferguson & Kębłowski, 1991)

### Efeito da concentração

Na Figura 2.11 observa-se como a concentração de polímeros interfere na viscosidade do fluido. São dadas curvas para os três polímeros mais utilizados na indústria do petróleo (Goma Xantana, Poliacrilamida e Hidroxietilcelulose).

Na Figura 2.12 tem-se o gráfico da viscosidade *versus* taxa de cisalhamento onde observa-se, também, o efeito da concentração do polímero (Goma Xantana) na viscosidade do fluido. Nesta figura é possível identificar o comportamento típico da curva de fluxo de um fluido polimérico, como apresentado na Figura 2.6. A baixas taxas de cisalhamento o fluido se comporta como um fluido Newtoniano e a altas taxas de cisalhamento percebe-se o comportamento de um fluido pseudoplástico.

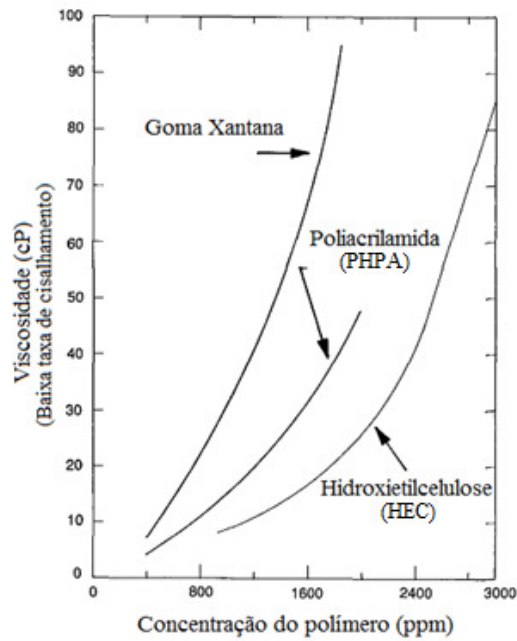


Figura 2.11– Viscosidade vs. concentração de polímero (Sorbie, 1991)

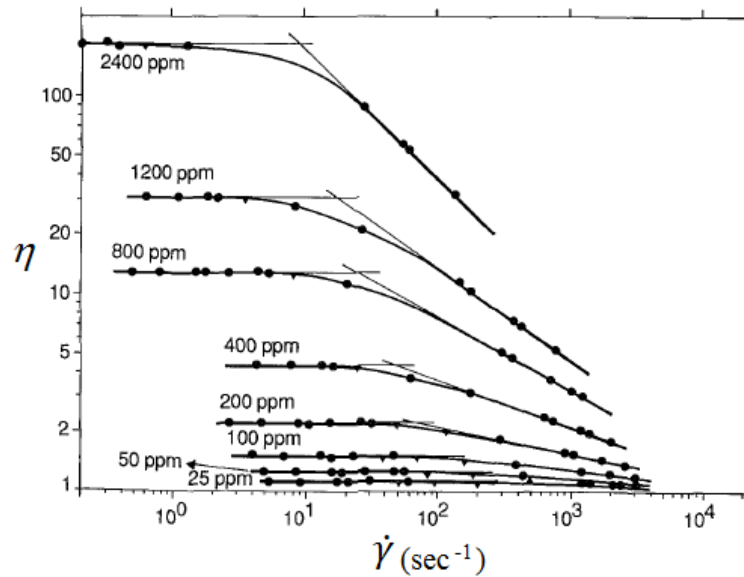


Figura 2.12– Viscosidade vs. taxa de cisalhamento para soluções de GX em diversas concentrações (Chauveteau, 1982, apud. Sorbie, 1991)

### Efeito do peso molecular e da salinidade

Na Figura 2.13 tem-se o comportamento reológico da viscosidade *versus* a taxa de cisalhamento para a poliacrilamida hidrolisada (PHPA). Pelo gráfico é possível observar, os

efeitos da salinidade e do peso molecular à temperatura ambiente no comportamento da solução de PHPA.

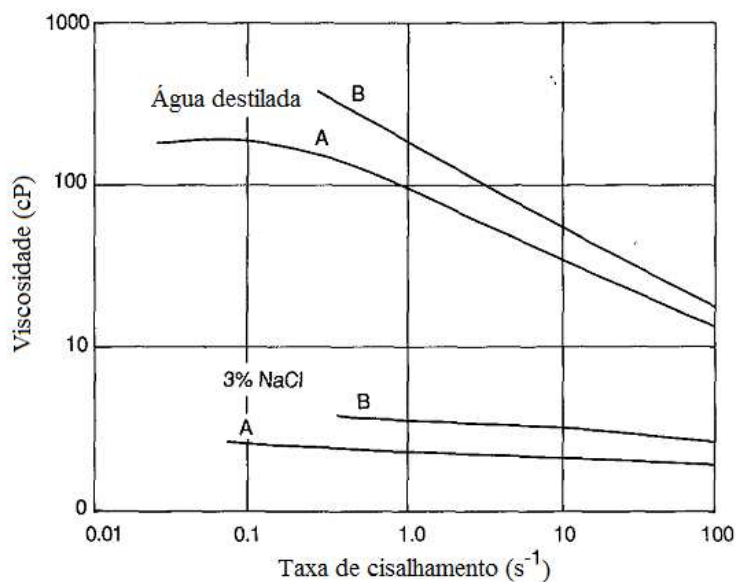


Figura 2.13– Viscosidade vs. taxa de cisalhamento da poliacrilamida hidrolisada. Pesos moleculares: A=  $3 \times 10^6$  e B=  $5,5 \times 10^6$  (Sorbie, 1991)

### 2.5.6. Retenção de polímeros em meio poroso

Quando polímeros são adicionados aos fluidos de perfuração, o objetivo é viscosificar a salmoura injetada usando as propriedades dos polímeros. Todavia, podem haver interações significativas entre as moléculas dos polímeros e o meio poroso. Tais interações podem provocar a retenção do polímero no meio poroso. Essa retenção pode alterar as características do fluido polimérico injetado e também da permeabilidade da rocha.

Os mecanismos de retenção de polímeros no meio poroso dividem-se em: adsorção, aprisionamento mecânico e retenção hidrodinâmica. Na Figura 2.14 têm-se os mecanismos de retenção de polímero no meio poroso.

#### Adsorção

Adsorção refere-se à interação entre moléculas dos polímeros e a superfície sólida. Essas interações fazem com que as moléculas de polímeros se anexem à superfície do sólido

principalmente por adsorções físicas: pontes de hidrogênio e forças de van der Waals. Essencialmente, o polímero ocupa a região de adsorção da superfície e, quanto maior a área superficial disponível, maior o nível de adsorção observado (Sorbie, 1991).

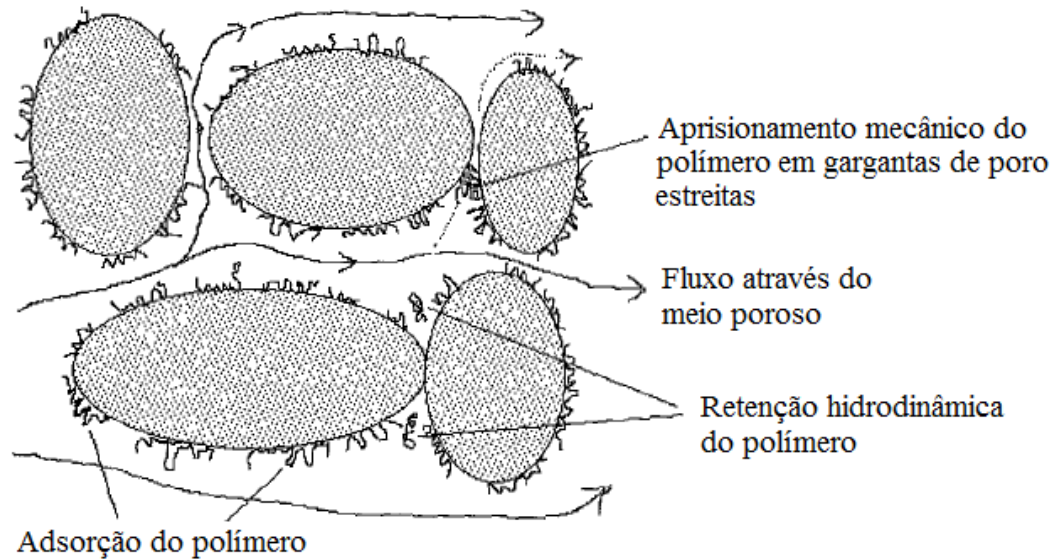


Figura 2.14– Mecanismos de retenção de polímero no meio poroso (Sorbie, 1991)

O nível e a natureza da adsorção dos polímeros dependem principalmente:

- Do tipo de polímero e suas propriedades, tais como: peso molecular, tamanho da molécula e densidade de carga;
- Do tipo de solvente e suas características, tais como: pH, salinidade ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ), dureza ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) e temperatura. A presença de outras espécies em solução, como o álcool, pode afetar a qualidade do solvente e, portanto, o nível de adsorção;
- Da área e do tipo de superfície (sílica, carbonato, argila, arenito). Pré-tratamentos por óleo, surfactantes ou fluidos que alteram a molhabilidade da superfície de adsorção podem ser importantes.

### **Aprisionamento mecânico**

Ambos os mecanismos, aprisionamento mecânico e retenção hidrodinâmica, estão relacionados e ocorrem somente por meio do escoamento de fluidos através do meio poroso.

Esses mecanismos ocorrem quando grandes moléculas dos polímeros apresentam-se em canais de escoamento estreitos. Isso poderá bloquear os poros e reduzir o escoamento, aprisionando mais moléculas.

As consequências esperadas são (Sorbie, 1991):

- A concentração no efluente do testemunho será menor que a concentração máxima na entrada ou será igual à da entrada somente depois da injeção de muitos volumes porosos do fluido polimérico. Esta situação ocorre quando existe um pequeno número de regiões de aprisionamentos que foram bloqueadas totalmente, fazendo com que o escoamento subsequente se dê através dos canais maiores onde não ocorrem aprisionamentos;
- A distribuição do polímero aprisionado mecanicamente ao longo do testemunho deve ser maior próxima à entrada e decrescer aproximadamente exponencialmente ao longo do testemunho. Na Figura 2.15 tem-se a distribuição do polímero (PHPA) retido em um testemunho após o influxo de um fluido polimérico;
- Se existir um número de regiões de aprisionamento acima de um número crítico, o testemunho vai ser totalmente bloqueado e a permeabilidade vai cair para aproximadamente zero.

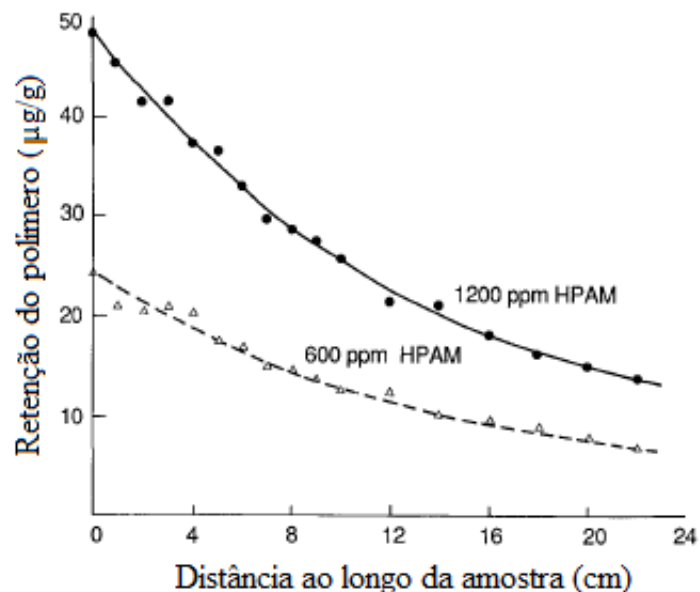


Figura 2.15– Distribuição da PHPA retida em um testemunho após o influxo de um fluido polímero (Sorbie, 1991)



## **Retenção hidrodinâmica**

É o mecanismo de retenção menos definido e entendido. Depois de atingido um estado estacionário, um aumento na vazão do fluido aumentará também a retenção do polímero, e quando se volta ao valor inicial da vazão, a retenção do polímero se reduz ao valor inicial também. Quando a vazão é reduzida ou zerada, a retenção diminui e é observado um pico na concentração de polímero, pois, com a parada, as moléculas se difundem novamente nos canais principais de escoamento e com o reinício tem-se o pico (Sorbie, 1991).

### **2.6. Dano de formação**

Resultados frustrantes de produção e injeção em poços de óleo e gás podem ser relacionados a inúmeros fatores que podem ser de difícil diagnóstico. Alguns destes se baseiam nas características pobres de qualidade dos reservatórios naturais, enquanto outros apontam para questões mecânicas em torno da condição e tipo da parede do poço obtido, e outros ainda, sobre uma variedade de fenômenos nebulosos chamados “dano de formação” que, frequentemente, levam grande parte da culpa por resultados ruins em muitos projetos (Iscan et al., 2007).

Dano de formação pode ser descrito como qualquer fenômeno induzido por processos de perfuração, completação ou estimulação, ou por operações regulares que resultem na redução permanente da produtividade de um poço de óleo ou gás ou da injetividade de um poço de injeção de água ou gás (Bennion et al., 1996).

O dano de formação é um problema operacional e econômico indesejável que pode ocorrer durante as várias etapas de recuperação de óleo e gás do reservatório. A avaliação, o controle e a minimização do dano de formação estão entre os desafios mais importantes a serem vencidos para uma exploração eficiente de reservatórios de hidrocarbonetos. O dano de formação pode ser causado por muitos fatores: físico-químicos; químicos; biológicos; hidrodinâmicos; interações térmicas do meio poroso, partículas e fluidos; deformação mecânica da formação sob tensão e cisalhamento do fluido (Civan, 2007).

Normalmente, a matéria mineral e as partículas ligadas livremente à superfície porosa estão em equilíbrio com os fluidos no poro. Entretanto, variações químicas, termodinâmicas e do estado de tensão podem criar condições de desequilíbrio (e influenciar na salinidade, velocidade e fenômenos de choque térmicos) e de desligamento e precipitação das partículas (Civan, 2007).

O dano de formação não é necessariamente reversível, por isso é melhor evitá-lo do que tentar restaurar a permeabilidade da formação fazendo uso de métodos caros, na incerteza de sucesso em muitos casos (Civan, 2007).

### **2.6.1. Mecanismos de dano**

Os estudos do dano de formação são realizados para entender o processo, prevenir e/ou reduzir o potencial de dano da formação do reservatório e desenvolver estratégias de controle e métodos de minimização do mesmo (Civan, 2007).

Amaefule et al., 1988, listaram as condições que afetam o dano de formação em quatro grupos:

- Tipo, morfologia e localização dos minerais residentes;
- Composição dos fluidos *in-situ* e externos;
- Condições de tensões e temperatura *in-situ* e propriedades da formação porosa;
- Práticas de desenvolvimento do poço e de exploração do reservatório.

Embora uma grande variedade de mecanismos de dano exista, certos tipos de dano tendem a ser mais severos com base no tipo específico do reservatório e sistema de fluidos em questão. Bishop, 1997, destacou sete mecanismos de dano:

- Incompatibilidade fluido-fluido;
- Incompatibilidade rocha-fluido;
- Invasão de sólidos;
- Adsorção química / alteração de molhabilidade;
- Aprisionamento / bloqueio de fase;
- Atividade biológica;
- Migração de finos.

Na Figura 2.16 têm-se os mecanismos de bloqueio da garganta de poro obtidos através da invasão de sólidos e/ou migração de finos.

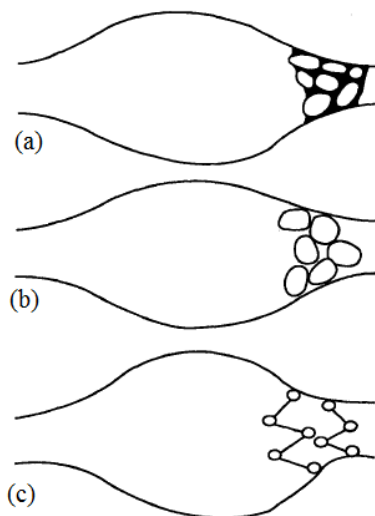


Figura 2.16– Mecanismos de bloqueio da garganta de poro (a) tamponamento; (b) obstrução de escoamento e (c) formação de pontes (Civan, 2007)

### 2.6.2. Dano de formação x tipo de rocha

O dano de formação é um processo muito específico de cada reservatório e é impossível classificar ou generalizar, definitivamente, se um mecanismo de dano particular vai ser predominante em um reservatório em comparação com outro sem avaliação de campo e laboratorial. Entretanto, muitos estudos indicam que certos tipos de mecanismos de dano são mais dominantes em certos sistemas de reservatórios do que em outros. Isso, portanto, fornece um ponto de começo a partir do qual devemos considerar na elaboração dos programas de perfuração, completação e estimulação (Bennion et al., 1996).

Bennion et al., 1996 apresentaram seis tipos gerais de reservatórios (entre arenitos e carbonatos) e os mecanismos de dano específicos de cada um. Este trabalho enfatiza reservatórios areníticos, e os seus mecanismos de dano específicos são vistos abaixo:

#### **Arenito consolidado homogêneo**

Os mecanismos com maior potencial de dano que tendem a prevalecer nesse tipo de reservatório incluem:

- Incompatibilidade fluido-fluido;
- Incompatibilidade rocha-fluido;
- Invasão de sólidos, dependendo do tamanho e composição dos sólidos suspensos e diâmetro médio da garganta de poro da formação;
- Pressão altamente sobrebalanceada, principalmente em arenitos de alta permeabilidade;
- Aprisionamento de fase, importante causador de redução da permeabilidade em arenitos com baixas permeabilidades;
- Alteração da molhabilidade causados por adsorção química, particularmente arenitos que contêm alta concentração de argilas com grande área superficial;
- Migração de finos. Pela Figura 2.17 observa-se que os finos tendem a migrar primeiramente na fase que molha. A invasão de filtrado à base de água em um reservatório molhável a óleo tende a danificar bem menos, pela migração de finos, do que a mesma invasão de filtrado em um reservatório molhável à água.

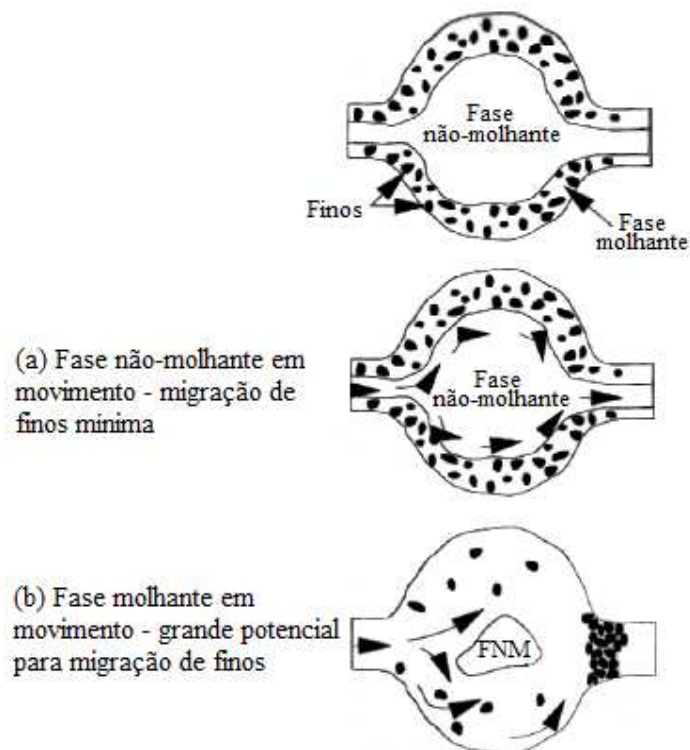


Figura 2.17– Efeito da molhabilidade na migração de finos (Bennion et al., 1996)

### **Arenito consolidado laminado**

Os mecanismos com potencial de dano em reservatórios laminados são similares aos apresentados em reservatórios homogêneos no que diz respeito às preocupações com relação ao aprisionamento de fase, adsorção química, migração de finos e incompatibilidades fluido-fluido, fluido-rocha.

Arenitos laminados podem ser mais sensíveis à invasão de sólidos do que os arenitos homogêneos pelos seguintes fatos:

- Os finos gerados pela penetração nessas lâminas tendem a ser menores e mais difíceis de serem removidos, sendo mais propícios a invadir e aprisionar-se na formação.
- Um alto grau de laminação vertical em geral tende a criar uma razão  $k_v/k_h$  mais desfavorável.
- As laminações mais permeáveis, que representam a região mais produtiva do reservatório, geralmente tendem a ser danificadas em maiores extensões pelas perdas invasivas.

### **Arenito inconsolidado de alta permeabilidade**

Esse tipo de reservatório geralmente apresenta ausência ou baixa concentração de argilas hidratáveis ou defloculantes, tendendo a reduzir as preocupações com relação às incompatibilidades rocha-fluido. De maneira similar, devido à pequena força capilar que geralmente existe em uma matriz de alta permeabilidade, preocupações com o aprisionamento de fase aquosa não se manifestam como um problema grave nesse tipo de rocha, a não ser que a saturação de água inicial seja extremamente baixa.

A grande preocupação é o potencial de dano severo devido à invasão de sólidos e à perda de filtrado, principalmente em condições de perfuração altamente sobrebalanceada, por causa das grandes gargantas de poro e da dificuldade de estabelecer um reboco efetivo.

Segundo Rosa et al., 2006, em geral, formações com alta permeabilidade apresentam maiores raios de invasão do que formações menos permeáveis devido à facilidade com que os

fluidos podem penetrar. As alterações de permeabilidade em termos percentuais em relação aos valores originais, no entanto, são menores nas formações mais permeáveis, pois os poros, possuindo maiores diâmetros, não são totalmente bloqueados pelos sólidos do fluido de perfuração ou de completação.

Preocupações com incompatibilidades fluido-fluido e efeitos de adsorção química são similares àqueles observados em reservatórios homogêneos consolidados, embora os arenitos inconsolidados tendam a preocupar menos nessa área devido à sua maior permeabilidade inicial.

### **Arenitos fraturados**

Os arenitos fraturados, basicamente, podem ser divididos em duas categorias:

- Arenitos fraturados onde a produção efetiva é obtida por um sistema de matriz de qualidade razoável e um sistema de fraturas interconectado de alta permeabilidade;
- Arenitos fraturados que apresentam permeabilidade da matriz e, possivelmente, porosidade extremamente baixa onde o sistema de fratura atua como principal condutor para a produção do fluido.

No primeiro caso, onde o dano à matriz e à fratura é uma preocupação, um modelo de sistema de fluido deve levar em conta estes dois danos. No segundo caso, a contribuição da matriz é tida como insignificante e a minimização da invasão e dano à fratura é de primordial importância.

Os tipos de fraturas variam e, muitas vezes, o entendimento do sistema de fratura existente no reservatório é limitado. As fraturas dividem-se em:

- Micro-fraturas: diâmetros menores que 100 microns.
- Macro-fraturas: diâmetros maiores que 100 microns.

Macro-fraturas tendem a ser menos preocupantes do que micro-fraturas no que diz respeito ao dano por perda de filtrado mas, devido ao seu maior tamanho, a profundidade e a velocidade

da invasão, particularmente em pressões altamente sobrebalanceadas, tendem a ser maiores. O ponto essencial para limitar o dano em ambos os sistemas, micro e macro-fraturas, é o rápido estabelecimento de um reboco estável e impermeável.

### **2.6.3. Dano de formação x fluidos de perfuração**

O desenvolvimento econômico de pequenas acumulações de óleo e gás muitas vezes requer altas taxas de produção e poços altamente produtivos e, segundo Iscan et al., 2007, a prevenção do dano de formação através de fluidos usados na perfuração e outras operações é a peça chave para o sucesso econômico do desenvolvimento destes poços. Ainda segundo Iscan et al., 2007, o principal critério para a seleção de um fluido ideal para estas operações é o potencial de dano.

Nos últimos anos, muitos estudos têm sido realizados para desenvolver a capacidade de avaliar os fluidos em termos de potencial de dano à formação. A chamada formulação ideal de um fluido é importante uma vez que diversos problemas podem ser causados caso o fluido de perfuração não esteja de acordo com o sistema a ser perfurado. Esses problemas incluem: perda de circulação; ineficiência da limpeza do poço; ocorrência de um potencial agressivo ao meio ambiente; um potencial formador de hidratos dentre outros (Guimarães & Rossi, 2007).

A causa básica de dano à formação por fluido de perfuração ou completação é a interação de um fluido estranho à formação virgem. Partículas do fluido de perfuração podem se alojar dentro da formação ou, se forem suficientemente pequenas, podem ser levadas por certa distância no espaço poroso antes de tamponar a garganta do poro. Sólidos do fluido também podem precipitar dentro da formação devido à mistura de águas incompatíveis. Bloqueio por água, molhabilidade ao óleo e bloqueio por emulsão são outros fatores redutores da produtividade. Segundo Krueger, 1986, em muitos casos, uma vez que a permeabilidade da formação é reduzida, o dano é irreversível.

Para resolver estes problemas foram desenvolvidos os chamados fluidos *drill-in*. Segundo Gallino et al., 2001, um fluido *drill-in* é um fluido que minimiza o dano e que pode ser usado em perfurações através de formações produtoras, especialmente quando longas seções horizontais precisam ser perfuradas.

Ainda segundo Gallino et al., 2001, as características do fluido *drill-in* são designadas de modo a se obter os requisitos tanto de perfuração quanto de completação. Assim sendo, durante a

perfuração o fluido deve transportar e manter em suspensão os sólidos, lubrificar a broca, manter a pressão hidrostática e estabilizar a parede do poço. Já para a etapa de completação, o fluido deve ser formulado de modo a prevenir interações físico-químicas indesejáveis entre os componentes do fluido e da rocha reservatório que podem reduzir a produtividade da formação.

Os fluidos *drill-in* são constituídos por um fluido base, sólidos e elementos químicos dispersos. A base mais comum é a água, porém óleo e produtos sintéticos (ésteres, oleofinas, etc.) são também usados. Estes sólidos e elementos químicos são selecionados para desempenhar as funções listadas na Tabela 2.2.

Tabela 2-2- Funções dos sólidos e elementos químicos encontrados em fluidos *drill-in*

<b>Função</b>	<b>Aditivos</b>
Controle de densidade	Baritina, hematita, carbonato de cálcio.
Controle de viscosidade	Argilas inorgânicas, polímeros, defloculantes.
Controle de filtrado	Defloculantes, amido, celulose, sintéticos.
Controle de corrosão	Inibidores, sequestradores.

Fonte: Hillier, 1998.

Guimarães & Rossi, 2007, listaram outros aditivos utilizados nas operações de perfuração e suas respectivas funções conforme a Tabela 2.3.

Tabela 2-3- Funções dos sólidos e elementos químicos encontrados em fluidos *drill-in*

<b>Função</b>	<b>Aditivos</b>
Dispersante; Inibidor físico	Lignossulfatos, taninos, lignitos e fosfatos.
Alcalinizante; Controlador de pH; Floculante	Soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada.
Emulsificar a água; Reduzir a tensão superficial	Surfactantes: sabões e ácidos graxos.
Removedor de cálcio e de magnésio	Carbonato e bicarbonato de sódio.
Bactericida	Paraformaldeído, organoclorados, cal e soda cáustica.

Fonte: Guimarães & Rossi, 2007.



#### **2.6.4. Dano de formação x tipo de poço**

As formações produtoras têm uma tendência maior de ser danificada por processos de perfuração em poços horizontais do que em poços verticais. Hillier, 1998 enumerou algumas razões para este fato:

- Os fluidos de perfuração estão em contato com a formação produtora por maior tempo;
- A maioria dos poços horizontais é completada a poço aberto sem cimentação;
- Invasões de fluidos podem resultar no efeito de película (*skin*) que pode reduzir a produção;
- Zonas produtoras expostas por maior tempo podem dificultar a obtenção de levantamentos precisos com vistas à remoção do dano;
- A mecânica dos fluidos em poços horizontais difere daquela para poços verticais, assim como as permeabilidades horizontal e vertical na maioria das formações.

Estas diferenças resultam em um comprometimento maior da produtividade em poços horizontais expostos a danos equivalentes.

#### **2.6.5. Indicadores de dano de formação**

O dano de formação pode ser quantificado por meio de vários fatores incluindo: fator de película (*skin - s*), variação relativa da taxa de vazão (VRTV) ou razão de dano (RD), variação relativa da permeabilidade (VRP), variação relativa da viscosidade (VRV), variação relativa da mobilidade efetiva do óleo (VRME) e eficiência de fluxo (EF) (Civan, 2007). Neste trabalho foi possível determinar os seguintes indicadores: RD, VRP e VRME.

- Razão de dano (RD)

A razão de dano expressa a alteração da vazão de produção do poço pela região danificada como uma fração dada conforme Equação 2.15 (Amaefule et al., 1988):

$$RD = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (2.15)$$

onde  $q$  e  $q_d$  são as vazões antes e depois do dano, respectivamente.

- Variação relativa da permeabilidade (VRP)

Esse índice expressa a variação da permeabilidade da formação, causada pelo dano, na região próxima ao poço como uma fração dada conforme Equação 2.16:

$$VRP = \frac{k - k_d}{k} = 1 - \frac{k_d}{k} \quad (2.16)$$

onde  $k$  e  $k_d$  são as permeabilidades da formação antes e depois do dano, respectivamente.

- Variação relativa da mobilidade efetiva do óleo (VRME)

A mobilidade efetiva do óleo é uma medida oportuna da capacidade de fluxo do óleo na formação porosa já que relaciona três importantes propriedades em um grupo, conforme Equação 2.17:

$$\lambda = \frac{k_e}{\mu} = \frac{kk_r}{\mu} \quad (2.17)$$

onde  $k$  é a permeabilidade absoluta da formação,  $k_e$ ,  $k_r$  e  $\mu$  são a permeabilidade efetiva, a permeabilidade relativa e a viscosidade da fase líquida respectivamente.

A variação relativa da mobilidade efetiva do fluido é definida como uma fração dada conforme Equação 2.18:

$$VRME = \frac{\lambda - \lambda_d}{\lambda} = 1 - \frac{\lambda_d}{\lambda} \quad (2.18)$$

onde  $\lambda$  e  $\lambda_d$  são a mobilidade efetiva do fluido antes e depois do dano de formação.

### **2.6.6. Avaliação do dano**

A avaliação do dano de formação pode ser feita tanto por testes em laboratório como em estudos de campo.

#### **Avaliação laboratorial**

De acordo com Porter, 1989, e Mungan, 1989, apud Civan, 2007, para uma boa caracterização do dano de formação, testes laboratoriais de fluxo em testemunho devem ser conduzidos seguindo algumas condições:

- Amostras dos fluidos presentes e rochas da formação, de forma que todo potencial de interação rocha-fluido possa ser considerado;
- Testes laboratoriais devem ser projetados tendo em vista as condições de todas as operações de campo, incluindo perfuração, completação, estimulação, e técnicas e estratégias presentes e futuras de recuperação de óleo e gás;
- A composição iônica das salmouras utilizadas em testes de laboratório deve ser a mesma das salmouras da formação e das salmouras de injeção envolvidas nas operações de campo;
- O óleo não deve ser extraído das amostras de reservatórios de petróleo a fim de preservar o seu estado nativo.

Masikewich & Bennion, 1999, apud Civan, 2007, classificam os esforços necessários para testes de fluido em seis etapas:

1. Identificação das características da rocha e do fluido;

2. Especulação sobre os potenciais mecanismos de dano de formação;
3. Verificação e quantificação, através de vários testes, dos mecanismos que dizem respeito ao dano de formação;
4. Investigação de técnicas de atenuação do potencial de dano;
5. Desenvolvimento de sistemas de reboco efetivos para minimizar e/ou evitar a invasão de fluidos e finos para dentro do meio poroso;
6. Teste de fluidos candidatos para uma seleção ótima.

### **Testes de campo**

Testes de campo são feitos regularmente para o monitoramento do dano de formação. Esses testes podem ajudar a entender as razões para uma queda prematura na produção, dando tempo para intervir, de modo preventivo, antes que o dano de formação se torne mais grave.

Segundo Civan, 2007, na maioria das vezes, o diagnóstico e o cálculo do dano de formação em campo se baseiam em testes de poço, histórico do poço, comparações com reservatórios anteriores, imagens da face da formação e da parede do poço e análise dos fluidos produzidos.

A determinação dos mecanismos responsáveis pela perda na eficiência do escoamento requer muitos estudos. Yeager et al., 1997, apud Civan, 2007, recomendam uma abordagem de três estágios:

1. Quantificar a gravidade do dano existente;
2. Diagnosticar os mecanismos de dano existentes no fundo do poço;
3. Realizar estudos em laboratório para aumentar o conhecimento sobre mecanismos específicos.

Neste sentido, os estudos sobre o dano de formação começam com a classificação da formação do reservatório e a revisão dos processos de operação e de engenharia.



### 3. METODOLOGIA

Neste capítulo são detalhadamente descritos os materiais e os métodos utilizados para a realização do trabalho experimental desta pesquisa.

A metodologia utilizada para a obtenção de dados e avaliação experimental da invasão de fluidos *drill-in* em rochas reservatório foi baseada em Moreno et al., 2007. Os procedimentos de escolha das amostras, preparação dos fluidos, protocolo de testes e escolha das variáveis a serem monitoradas, foram cuidadosamente estabelecidos. O planejamento fundamentou-se na observação da invasão em função das características controladas e/ou medidas do fluido invasor, da rocha e do fluido residente.

Os testes foram realizados sob condições ambientes de temperatura e de pressão (~ 23 °C e 1 atm). Para simular a exposição da formação a uma operação sobrebalanceada de perfuração, o fluido de perfuração foi injetado sob um diferencial de pressão de 20 psi (~ 138 kPa). Os controles de escoamento e de condições de saturação foram realizados por balanços volumétricos. A descrição detalhada dos materiais e os procedimentos utilizados são apresentados a seguir.

#### 3.1. Aditivos

Os aditivos empregados nesta pesquisa para a formulação dos fluidos de perfuração, bem como o óleo utilizado estão citados na Tabela 3.1.

Tabela 3-1- Aditivos empregados na formulação dos fluidos de perfuração e óleo utilizado

Aditivos	Empresa Fornecedora
Sal (Iodeto de Sódio - NaI)	Synth
Argila (Bentonita)	Petrobras
Polímero (PHPA)	SNF Floerger
Polímero (Goma Xantana)	Petrobras
Óleo Mineral	EMCA

### 3.2. Equipamentos

Os equipamentos utilizados nesta pesquisa, citados na Tabela 3.2, estão disponíveis nos Laboratórios de Fluidos de Perfuração e de Petrofísica na Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP).

Tabela 3-2- Equipamentos utilizados no decorrer do trabalho experimental

<b>Equipamento</b>	<b>Modelo</b>	<b>Fabricante</b>
Estufa	315 SE	FANEM
Porosímetro a gás	-	Core Laboratories
Permeabilímetro a gás	-	Core Laboratories
Aparelho de dispersão	Scovill	Hamilton Beach
Reômetro	Haake Mars	Thermo Scientific
Balança analítica	Adventurer	OHAUS
Balança de precisão	XB 220A	Precisa
Porta-testemunho	-	Core Laboratories
Transdutores	-	Validyne

### 3.3. Seleção e preparação das amostras de teste

#### Caracterização e escolha das amostras

Foram separadas amostras consolidadas de arenito Botucatu com comprimento em torno de 6,0 cm e diâmetro de cerca de 3,7 cm. O comprimento ( $L$ ) e o diâmetro ( $d$ ) foram medidos com o auxílio de um paquímetro, e a massa ( $m$ ) foi medida em balança analítica.

A porosidade do meio poroso foi determinada em um porosímetro a gás calibrado a 100 psi ( $\sim 689,5$  kPa). Este equipamento permite calcular o volume de sólidos a partir do volume de uma câmara ( $96 \text{ cm}^3$ ), sendo feitas as devidas correções para alterações de temperatura. Com o volume de sólidos ( $V_s$ ) e o volume total ( $V_t$ ) da amostra é possível calcular a porosidade ( $\Phi$ ) pela Equação 3.1 e o volume poroso ( $V_p$ ) pela Equação 3.2:

$$\Phi = 1 - \frac{V_s}{V_t} \quad (3.1)$$

$$V_p = V_t - V_s \quad (3.2)$$

A permeabilidade absoluta ao gás foi determinada em um permeabilímetro utilizando gás nitrogênio (N<sub>2</sub>). A pressão de encapsulamento da amostra foi de 100 psi. De acordo com o catálogo fornecido pelo fabricante, a permeabilidade é dada pela Equação 3.3:

$$k = \frac{c Q h_w L}{A 200} \quad (3.3)$$

onde  $c$  é visto diretamente na coluna de mercúrio ou é tabelado e tem relação com o valor lido na coluna de  $h_w$ ,  $Q$  é a vazão constante fornecida por um orifício,  $A$  é a área da seção transversal,  $L$  o comprimento da amostra e  $h_w$  é a altura da coluna de água que, junto com  $c$ , fornece a queda de pressão entre as faces do meio poroso.

Foram selecionadas oito amostras segundo valores obtidos de permeabilidade absoluta ao gás no permeabilímetro. Quatro dessas amostras foram utilizadas em testes com fluidos preparados com PHPA e outras quatro foram utilizadas com fluidos preparados com GX. Na Figura 3.1 têm-se as amostras de arenito utilizadas nos experimentos realizados com a PHPA.



Figura 3.1– Amostras de arenito utilizadas nos experimentos realizados com a PHPA



Os valores das propriedades geométricas e permo-porosas obtidos durante a caracterização das amostras estão detalhados na Tabela 3.3.

Tabela 3-3- Propriedades geométricas e permo-porosas obtidas durante a caracterização das amostras

Amostra	$L$ (cm)	$d$ (cm)	$m$ (g)	$\Phi$ (%)	$V_P$ (cc)	$V_s$ (cc)	$V_t$ (cc)	$k_g$ (mD)
8B-98	6,55	3,70	126,6	0,294	20,7	49,7	70,4	3575
8B-915	5,64	3,70	108,8	0,329	19,8	40,5	60,3	4209
8B-913	5,77	3,70	110,0	0,315	19,5	42,5	62,0	4283
8B-96	6,62	3,70	127,4	0,319	22,7	48,5	71,2	4300
11	6,51	3,70	125,9	0,329	23,0	47,0	70,0	3980
D2	6,49	3,72	126,5	0,327	23,0	47,5	70,5	4171
D1	6,53	3,72	126,2	0,331	23,5	47,5	71,0	4196
D3	6,54	3,72	127,5	0,325	23,1	48,0	71,1	4202

### Preparação das amostras

As amostras foram colocadas em uma garrafa de aço conectada a uma bomba de vácuo até obter-se 0,1 mBar no leitor do vacuômetro. A partir desse momento foram marcadas 03 (três) horas e, decorrido este tempo, o sistema foi considerado sob vácuo.

As amostras foram então saturadas injetando-se óleo mineral até preencher completamente a garrafa, tendo o cuidado de não deixar entrar ar no sistema. Depois de saturadas, as amostras foram retiradas e colocadas em um béquer com óleo mineral, onde permaneceram até a sua utilização.

### Preparação dos fluidos

Para a preparação dos fluidos foi utilizado um aparelho de dispersão representado na Figura 3.2. Os primeiros fluidos foram preparados contendo 4,5 lb/bbl de PHPA, 350 ml de água destilada e 150000 ppm de sal conforme metodologia apresentada em Moreno et al., 2007. Nestes fluidos foi acrescentado, também, 2,5% em massa de bentonita.

No primeiro fluido, os aditivos foram acrescentados na seguinte sequência: água destilada, sal, polímero e argila. Foi observado que esta sequência não era adequada para o experimento, pois grande parte da argila decantava e isto poderia levar a resultados equivocados.

Este fenômeno acontece pela diferença de hidratação da argila quando em água doce ou salgada. O sal, quando adicionado primeiro, altera a força iônica da solução, fazendo com que a argila não se dissolva totalmente, formando um corpo de chão.



Figura 3.2– Aparelho de dispersão utilizado na preparação dos fluidos

Para contornar este problema foi proposto alterar a ordem de adição desses componentes, deixando para adicionar o sal somente no final. Os dois fluidos preparados foram, então, levados ao reômetro para o levantamento de suas respectivas curvas reológicas.

Na Figura 3.3 têm-se as curvas reológicas dos fluidos contendo 4,5 lb/bbl de PHPA e 2,5% em massa de bentonita variando a ordem de adição do sal. A partir delas é possível comparar o efeito da adição do sal como elemento inicial ou final na solução resultante. Pode-se perceber que o fluido contendo os mesmos aditivos, porém, adicionados em uma ordem diferente, resultam em curvas reológicas bem diferentes.

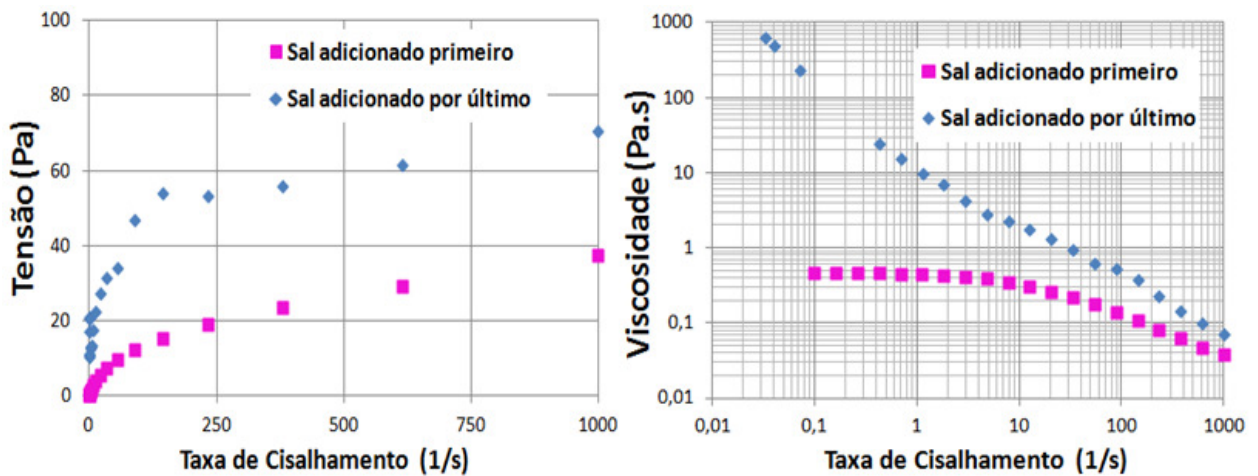


Figura 3.3– Curvas reológicas dos fluidos contendo 4,5 lb/bbl de PHPA e 2,5% em massa de bentonita variando a ordem de adição do sal

Pela curva da tensão, observa-se que os fluidos possuem comportamentos semelhantes, porém, a curva de fluxo para o fluido no qual o sal foi adicionado por último apresentou uma tensão inicial, denominada limite de escoamento real, característico do modelo de Herschell-Buckley (Figura 2.8, curva E). Já a curva de fluxo do fluido no qual o sal foi adicionado primeiro apresentou um comportamento típico de um fluido Ostwald de Waele (Figura 2.8, curva C).

Para a curva de viscosidade do fluido no qual o sal foi adicionado primeiro observa-se um *plateau* para baixas taxas de cisalhamento, enquanto que para o fluido que teve o sal como último componente adicionado, observa-se um comportamento típico de fluidos pseudoplásticos mesmo a baixas taxas de cisalhamento.

Como se espera que dispersões de argilas com polímeros apresentem uma tensão inicial (Herschell-Buckley), a sequência utilizada durante o decorrer do trabalho foi: água destilada, bentonita, polímero e sal.

Pelo fato de ambos os aditivos, polímero e argila, possuírem características viscosificantes, foi decidido reduzir um pouco a concentração do polímero, alterando o seu valor fixo para 3,5 lb/bbl.

Na Figura 3.4 têm-se as curvas reológicas dos fluidos preparados variando a concentração de PHPA. Por esta figura percebe-se que a redução da concentração de PHPA no fluido apresentou uma leve redução na curva da tensão, todavia as curvas para a viscosidade se

mantiveram bem próximas. Apesar de não apresentar diferença significativa na viscosidade do fluido, foi decidido manter este valor e utilizar a partir de então, o fluido menos concentrado, com 3,5 lb/bbl de PHPA.

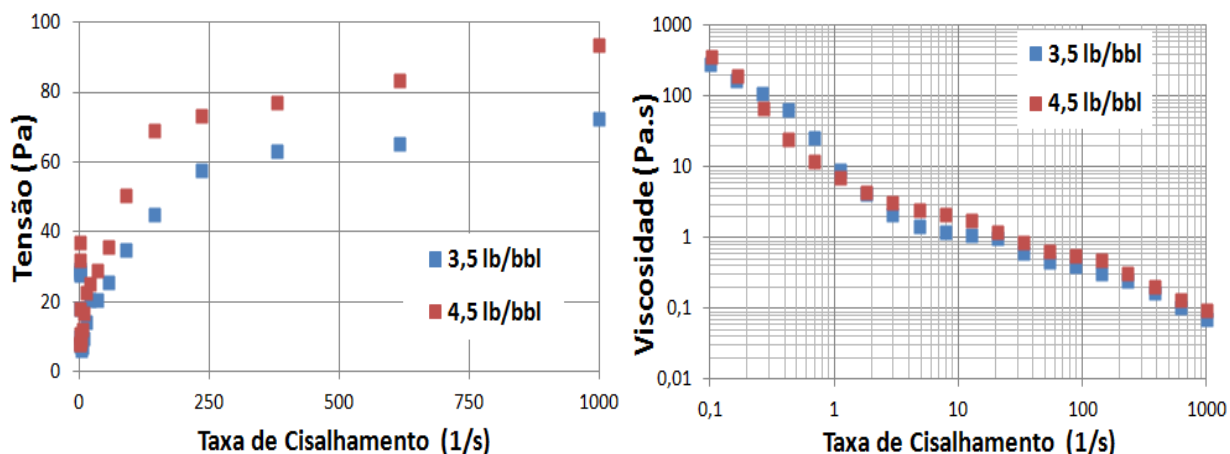


Figura 3.4– Curvas reológicas dos fluidos com 2,5% em massa de bentonita e concentrações de 3,5 e 4,5 lb/bbl de PHPA.

Para os fluidos preparados com GX, a metodologia foi a mesma apresentada em Moreno et al., 2007, sendo mantida a concentração de 3,0 lb/bbl.

A partir daí foram preparados novos fluidos os quais foram utilizados nos testes de invasão e de fluxo reverso.

Foram elaborados 08 (oito) sistemas de fluidos de perfuração, com os seguintes componentes: água destilada (350 ml); sal (150000 ppm) e bentonita ativada (2,5%; 2,0%; 1,5% e 0,0% em massa). Em 04 (quatro) sistemas foi utilizado como polímero a PHPA e nos outros 04 (quatro) sistemas foi utilizada a GX. Na Tabela 3.4 tem-se a composição dos fluidos de perfuração elaborados para a realização dos experimentos.

A bentonita foi misturada à água destilada utilizando-se o aparelho de dispersão por vinte minutos na velocidade máxima do equipamento, seguido por um período de 24 horas de repouso. Decorrido este tempo, o polímero foi adicionado aos poucos e a mistura foi agitada também por vinte minutos, porém, desta vez, na velocidade mínima do equipamento (para diminuirmos o risco de degradação do polímero), seguido de dez minutos de repouso. Após este repouso, o sal foi adicionado gradativamente e a mistura foi agitada novamente por vinte minutos na velocidade mínima do equipamento.

Tabela 3-4- Composição dos fluidos de perfuração elaborados para a realização dos testes

Fluido	Água (ml)	Bentonita (%)	Polímero	Polímero (g/l)	Sal (ppm)
F03	350	2,5	PHPA	10	150000
F07	350	2,0	PHPA	10	150000
F08	350	1,5	PHPA	10	150000
F09	350	0,0	PHPA	10	150000
X01	350	2,5	GX	8,6	150000
X02	350	2,0	GX	8,6	150000
X03	350	1,5	GX	8,6	150000
X04	350	0,0	GX	8,6	150000

Após a preparação dos fluidos, os mesmos foram deixados em repouso por 24 horas e, decorrido este tempo, foram levados ao reômetro (representado na Figura 3.5) para o levantamento das curvas reológicas dos mesmos.

No ensaio, além dos fluidos de perfuração, foi utilizado óleo mineral (~ 24 cp @23° C).

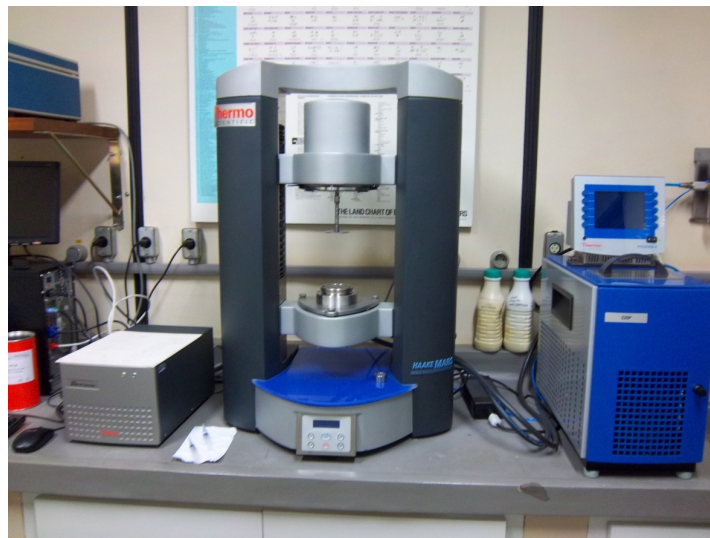


Figura 3.5– Reômetro utilizado

### Caracterização dos fluidos

Os fluidos foram caracterizados através de sua curva reológica. As curvas foram levantadas pelo reômetro utilizando-se o sistema com sensores de cilindros coaxiais do tipo Z41 e/ou cone-

placa C-35/2°. A viscosidade do óleo mineral foi medida para as seguintes temperaturas: 15, 20, 23, 25, 30 e 35 °C e a curva característica é mostrada na Figura 3.6.

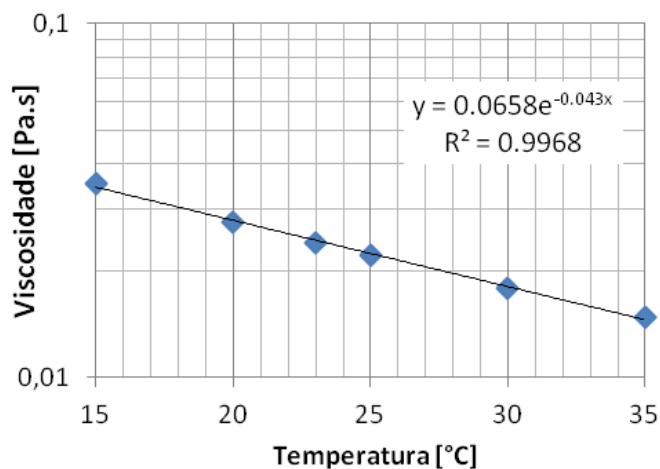


Figura 3.6– Viscosidade do óleo mineral utilizado

As curvas de viscosidade *versus* taxa de cisalhamento das dispersões de bentonita e polímero são mostradas na Figura 3.7, para a poliácridamida (PHPA) e para a goma xantana (GX).

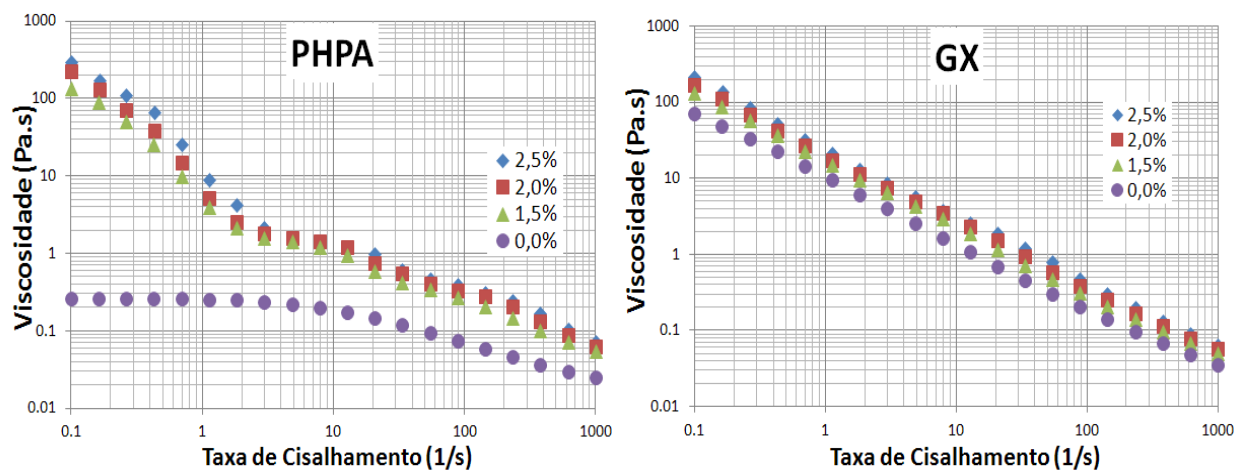


Figura 3.7– Viscosidade dos fluidos elaborados vs. taxa de cisalhamento

Observa-se que os pontos iniciais e finais das curvas da viscosidade *versus* taxa de cisalhamento para a PHPA e para a GX ficaram próximos, exceto para a curva do fluido preparado com PHPA sem argila. A curva deste fluido não acompanhou as demais curvas de viscosidade dos fluidos preparados com PHPA e argila, apresentando baixos valores para baixas

taxas de cisalhamento, ao contrário do que aconteceu com os fluidos preparados com GX, onde a curva para o fluido sem argila não apresentou diferença significativa em relação às demais curvas de viscosidade dos fluidos com argila.

### **3.4. Aparato experimental**

O procedimento foi dividido em duas etapas: injeção do fluido (invasão) seguida de fluxo reverso de óleo (*backflow*), ambos realizados à pressão manométrica constante de 20 psi. Para isso foi feita a montagem adequada do aparato experimental.

Foram utilizadas duas garrafas de aço, uma para o óleo mineral e outra para o fluido de perfuração, duas válvulas de três-vias da marca WHITEY (uma na entrada e outra na saída), tubos *Saran* e provetas de medidas diversas. Foram utilizados também, três transdutores de pressão devidamente calibrados com 20, 80 e 125 psi, cujos valores foram lidos nos respectivos mostradores digitais. Os transdutores de 20 e 125 psi foram colocados à montante e o de 80 psi foi colocado à jusante, sendo invertido se considerarmos o *backflow*. Uma válvula foi instalada para garantir proteção ao transdutor de 20 psi. O volume morto foi medido com água destilada e balança de precisão, apresentando o valor de 4,92 +/- 0,01 cc para a injeção do fluido e 4,49 +/- 0,01 cc para o fluxo reverso.

As montagens dos aparatos das duas etapas do procedimento estão mostradas esquematicamente nas Figuras 3.8 e 3.9.

### **3.5. Protocolo de testes**

Inicialmente mediu-se a massa da amostra saturada com óleo mineral ( $m_{sat}$ ) por meio de uma balança analítica. Depois disso, a amostra foi colocada no Hassler Core Holder Control sob uma pressão de confinamento em torno de 500 psi (~ 3447 kPa) para que as superfícies laterais fossem hidráulicamente vedadas e o escoamento fosse unidirecional.

Com a amostra devidamente posicionada no porta-testemunho, mediu-se a permeabilidade absoluta ao óleo mineral por coluna hidrostática.

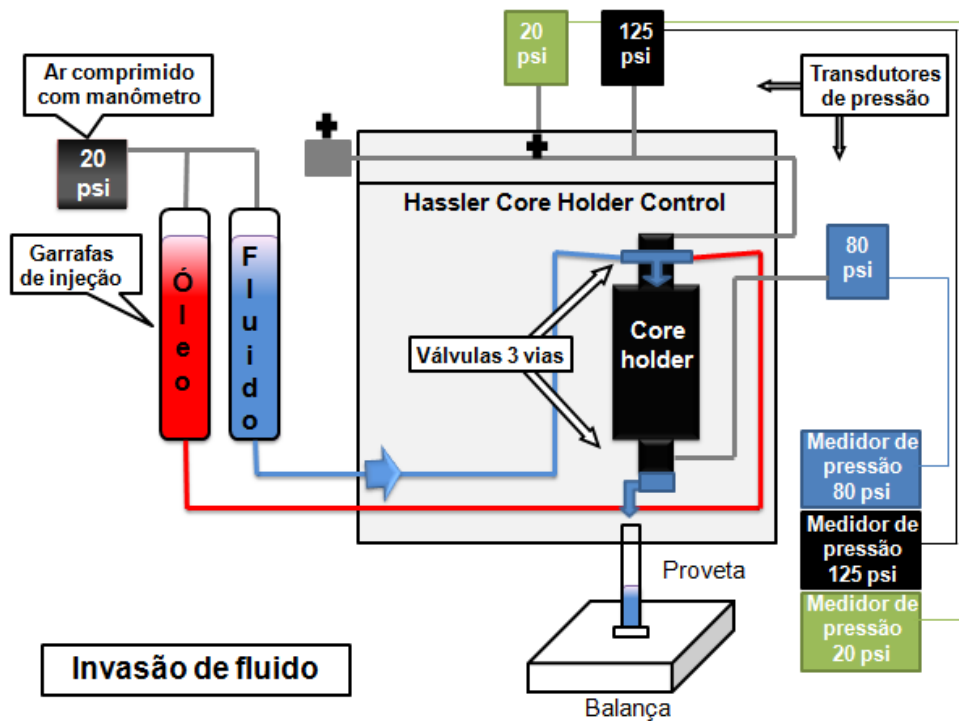


Figura 3.8– Desenho esquemático do aparato de testes para a etapa de invasão

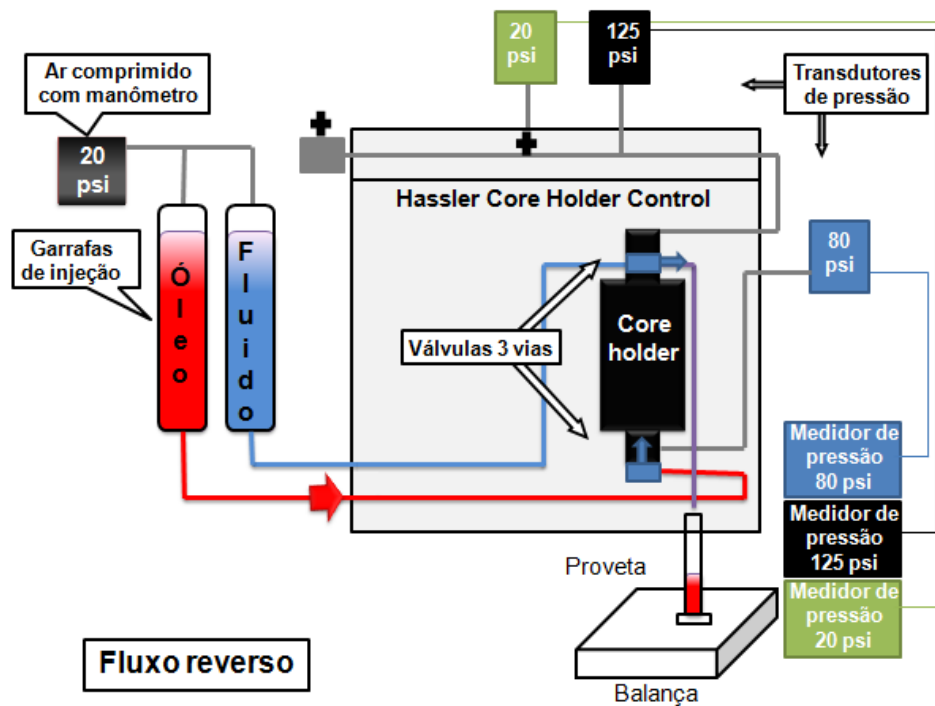


Figura 3.9– Desenho esquemático do aparato de testes para a etapa de fluxo reverso de óleo



Para isto, utilizou-se a Equação 3.4, fazendo-se as devidas correções de unidades:

$$k_o = \frac{Q \mu_o L}{A \rho g \Delta h} \quad (3.4)$$

onde  $Q$  é a vazão volumétrica,  $\mu_o$  é a viscosidade dinâmica do óleo,  $L$  é o comprimento da amostra,  $A$  é a área transversal aberta ao escoamento,  $\rho$  é a massa específica do óleo mineral e  $g$  é a aceleração da gravidade. A massa específica foi medida pesando-se uma proveta com 05 (cinco) ml de óleo e o valor encontrado foi 0,84 (g/ml).

Calculada a permeabilidade absoluta ao óleo, a válvula de três-vias foi fechada, e conectou-se o tubo vindo da garrafa de óleo. A válvula de três-vias foi então posicionada na situação de injeção de óleo e aplicou-se um gradiente de pressão de 20 psi na garrafa, registrado por meio de um manômetro.

Dado o período para que o escoamento se tornasse estável, inverteu-se a válvula de três-vias para a situação de injeção do fluido de perfuração, colocou-se uma nova proveta e acionou-se o cronômetro, iniciando-se a etapa de invasão. Os valores lidos nos mostradores digitais de pressão, a massa produzida, a temperatura, o volume produzido e o volume de contato óleo-fluido foram registrados em função do tempo.

No início, observou-se apenas a produção do óleo proveniente da amostra e, passado este período, em todos os experimentos realizados com a PHPA e em dois experimentos realizados com GX, ocorreu a irrupção do fluido injetado (*breakthrough*). Ao se observar fluxo estabilizado do fluido injetado ou, em alguns casos, interrupção da produção de fluidos, obteve-se a saturação de óleo remanescente na amostra após a invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) conforme Equação 3.5:

$$S_{or_{invasão}} = \left[ \frac{V_{o_{saturada}} - (V_{o_{produzido}} - V_{morto})}{V_{o_{saturada}}} \right] \times 100 \quad (3.5)$$

Feito isso, prosseguiu-se com a segunda etapa do procedimento: o fluxo reverso. Sem interromper a dinâmica do experimento, a tubulação de injeção de óleo que estava conectada na válvula de três-vias de cima foi retirada e conectada agora na válvula de três-vias de baixo. Em seu lugar foi conectada outra tubulação para direcionar o escoamento do fluido produzido desde a válvula de três-vias até a proveta posicionada sobre a balança e inverteu-se ambas as válvulas.

Uma vez invertidas as duas válvulas de três-vias, o fluxo se deu de modo reverso, passando-se à injeção de óleo no sentido oposto ao de invasão. A proveta foi trocada e acionou-se o cronômetro novamente. A partir do fluxo reverso foi possível observar, em escala de laboratório, o retorno de permeabilidade e, finalmente, o dano residual na amostra causado pelo fluido invasor.

Novamente, os valores lidos nos mostradores digitais de pressão, a massa produzida, a temperatura, o volume produzido e o volume de contato óleo-fluido foram coletados em função do tempo.

Por um pequeno período, teve-se a produção somente do fluido. Após este período, começou a ser produzido também o óleo e, a partir desse momento, tivemos um fluxo bifásico (óleo-fluido). Ao ser identificado que somente óleo estava sendo produzido e que o escoamento havia estabilizado, o procedimento foi encerrado, fechando-se ambas as válvulas de três-vias e zerando-se a pressão manométrica imposta.

A saturação remanescente do fluido invasor na amostra ao final do fluxo reverso ( $S_{rf_{fluxo\ reverso}}$ ) foi obtida conforme Equação 3.6:

$$S_{rf_{fluxo\ reverso}} = \left[ \frac{V_{o_{saturada}} - V_{Sor_{invasão}} - (V_{f_{produzido}} - V_{morto})}{V_{o_{saturada}}} \right] \times 100 \quad (3.6)$$

onde  $V_{Sor_{invasão}}$  é o volume de óleo na saturação de óleo remanescente após a invasão.

O fluxograma do protocolo de testes é mostrado na Figura 3.10. A partir dos valores experimentais, os dados são, então, tratados.

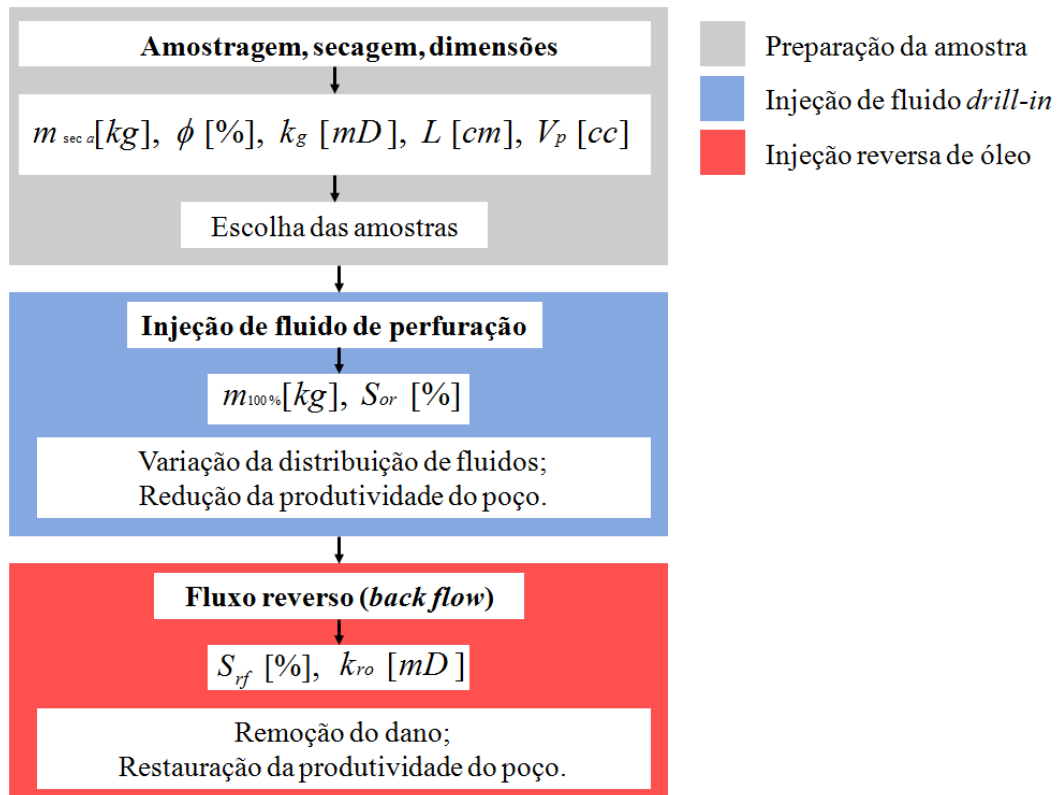


Figura 3.10– Fluxograma do protocolo de testes

## 4. RESULTADOS OBTIDOS

Aqui são apresentados os resultados obtidos tanto para a PHPA quanto para a GX. Os resultados são comparados com vistas à influência tanto da concentração de argila como do tipo de polímero. Todos os passos necessários para a obtenção dos resultados são detalhadamente descritos.

A determinação das saturações de fluidos após a invasão foi realizada com base no volume de óleo determinado a partir das diferenças entre as massas seca e saturada de cada amostra, e não no valor de  $V_p$  conforme Tabela 3.3. Esta medida foi adotada para evitar erros associados a pequenas variações de plena saturação dos poros. Todavia, apenas pequenas variações entre os volumes de óleo determinados para a condição de saturação total e o volume poroso medido por meio do porosímetro à gás foram observadas. Os procedimentos usados são detalhados a seguir.

Primeiramente mediu-se a massa das amostras de arenito saturadas com óleo mineral ( $m_{saturada}$ ). Admitindo-se a densidade do óleo mineral como 0,84 g/ml, o volume de óleo na amostra foi calculado conforme Equação 4.1.

$$V_{\text{óleo}} = \frac{m_{saturada} - m_{seca}}{0,84} \quad (4.1)$$

Feito isso, a amostra foi confinada e, pela Equação 3.4, calculou-se a permeabilidade absoluta ao óleo. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 4.1.

Observa-se pela Tabela 4.1 que, para todas as amostras, a permeabilidade absoluta ao óleo, obtida com a amostra 100% saturada, foi maior que a permeabilidade absoluta ao gás obtida com a amostra seca. Embora isto não seja coerente, os resultados apresentaram uma diferença sistemática, cuja origem deve ser investigada. Sugere-se então a aferição do permeabilímetro e a investigação dos procedimentos associados às faixas de medição, bem como à presença de umidade na amostra no instante da realização da medida.

Tabela 4.1- Massa saturada, volume de óleo e permeabilidade absoluta ao óleo das amostras

Amostra	$m_{seca}$ (g)	$m_{saturada}$	$V_{\acute{o}leo}$ (cc)	$k_g$ (mD)	$k_o$ @100% (mD)
8B-98	126,56	143,89	20,63	3575,0	5998,6
8B-915	108,83	123,98	18,04	4209,2	5889,7
8B-913	110,03	125,28	18,15	4283,0	6751,7
8B-96	127,36	144,96	20,95	4299,7	5547,6
D1	126,17	143,46	20,58	4195,8	6371,2
D2	126,48	143,88	20,71	4170,1	4318,0
D3	127,55	145,32	21,15	4202,2	6445,9
11	125,87	143,58	21,08	3979,5	6741,6

A partir do confinamento, o fluido de perfuração foi, então, injetado através da amostra. Assumindo-se o sistema como incompressível, os volumes produzidos medidos correspondem aos volumes de fluido injetados na amostra, ou seja, o volume de fluido invasor ou fluido de perfuração perdido para a formação.

#### 4.1. Fluidos preparados com PHPA

Na Figura 4.1 são apresentados os gráficos da invasão de fluido *versus* tempo para as amostras testadas com fluidos preparados com PHPA. Como o volume de óleo deslocado equivale ao volume de filtrado que invadiu a amostra, a perda de fluido para a formação pode ser ilustrada pelo volume acumulado total produzido.

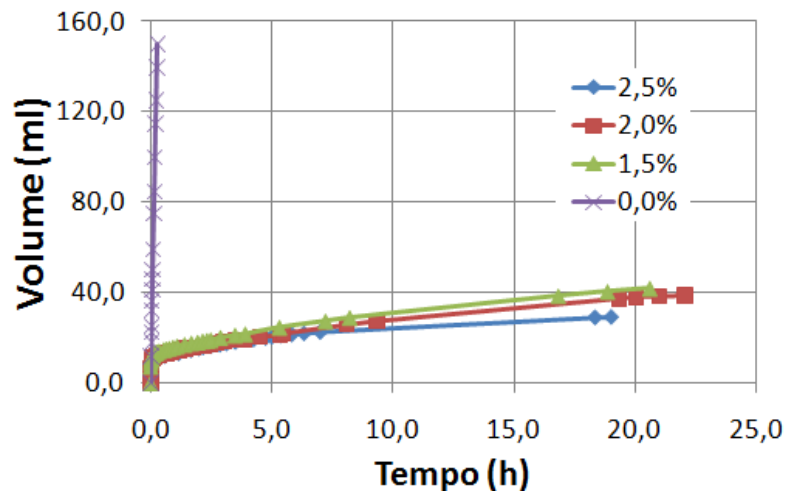


Figura 4.1– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA

Na Figura 4.2, são apresentados os mesmos gráficos, porém, separados para melhor visualização. À esquerda tem-se o resultado obtido para o fluido sem argila e à direita têm-se os resultados obtidos para os fluidos com argila.

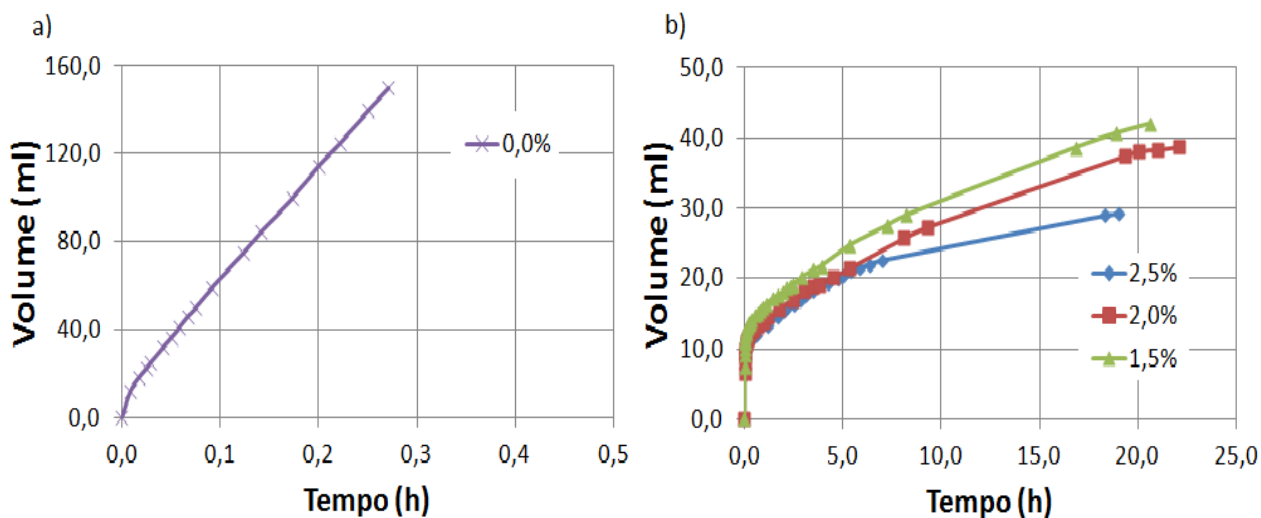


Figura 4.2– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (a) fluido sem argila; (b) fluidos com argila

Pelas figuras percebe-se que, para os fluidos que continham argila, esta tem papel fundamental na redução da invasão de fluido, pois as curvas para estes fluidos, decorrido certo tempo, mostraram uma queda na inclinação tendendo a se horizontalizar. Isto comprova que à medida que o filtrado invade a amostra, as gargantas de poro da mesma são obstruídas pelo carreamento de sólidos (argila e polímero) pelo filtrado, reduzindo a invasão até serem obstruídas por completo e observarmos a ausência de escoamento. Percebe-se também, que a concentração de argila é determinante na velocidade com que esta invasão ocorre, pois, o fluido com a maior concentração de argila foi o que obteve a menor invasão, e esta aumentou à medida que a concentração de argila foi reduzida.

O fluido que não continha argila apresentou a maior invasão em um menor tempo em comparação com os valores obtidos para os fluidos que continham argila. Após 15 minutos (0,25 h), aproximadamente 140 ml (6,66 volumes porosos) de filtrado já haviam invadido a amostra. A ausência da argila com potencial de obstrução das gargantas de poro, somada à baixa viscosidade observada para este fluido na Figura 3.7 para baixas taxas de cisalhamento, pode explicar o fato de ter-se obtido, neste experimento, um maior volume invadido em um menor tempo.

Para que se possa observar mais detalhadamente a influência da concentração de argila no processo de obstrução das gargantas de poro e, conseqüentemente, na redução da invasão de fluido, é apresentada na Figura 4.3, a invasão de fluido *versus* tempo para os fluidos com argila. Entretanto, neste caso, os gráficos são plotados utilizando a quantidade de volumes porosos injetados na amostra (VPI).

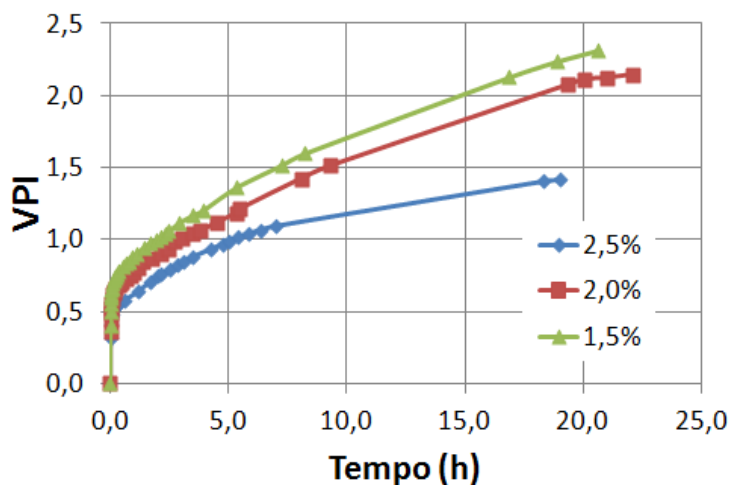


Figura 4.3– Volume poroso injetado vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA

Mais uma vez, foi observado que o fluido que invadiu menos a amostra foi o que continha a maior concentração de argila e à medida que esta concentração foi reduzida, um maior VPI seria necessário para tamponar por completo as amostras.

As taxas de invasão obtidas nos experimentos realizados com fluidos preparados com PHPA são apresentadas, em termos de vazão total, na Figura 4.4.

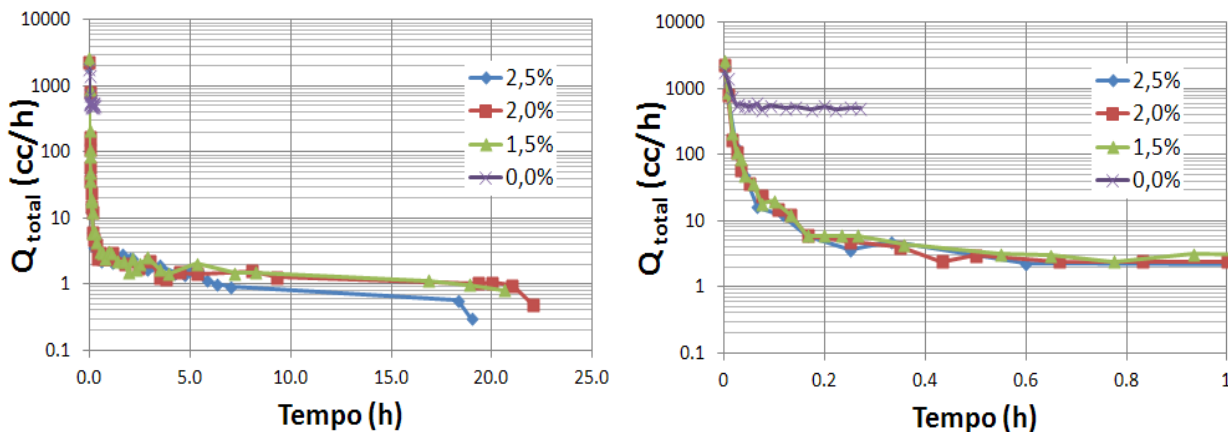


Figura 4.4– Vazão total vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA. (a) completo; (b) detalhado

Por esta figura percebe-se que os fluidos que continham argila em sua formulação tenderam a tamponar os poros da amostra, visto que, nos três experimentos em que o fluido invasor continha argila, a vazão total observada apresentou uma queda considerável em relação à vazão total inicial. A vazão total para o fluido sem argila (0,0%) não é bem visualizada na Figura 4.4 (a), pois este experimento demandou um menor tempo até o seu encerramento, se comparado com os outros experimentos realizados com a PHPA. Na Figura 4.4 (b) têm-se um detalhamento destas curvas para que se possa observar o comportamento da curva da vazão total *versus* tempo para o fluido sem argila. Por esta figura, observa-se que a vazão total para o fluido que não continha argila apresentou uma redução em relação à vazão inicial, porém, a curva se estabilizou, mostrando que esta vazão não chegou a ser interrompida, ou seja, o fluido que continha apenas PHPA não tendeu a bloquear as gargantas de poro da amostra por completo.

Na Figura 4.5 têm-se as taxas de invasão de fluido plotadas em relação à quantidade de volume poroso injetado na amostra.

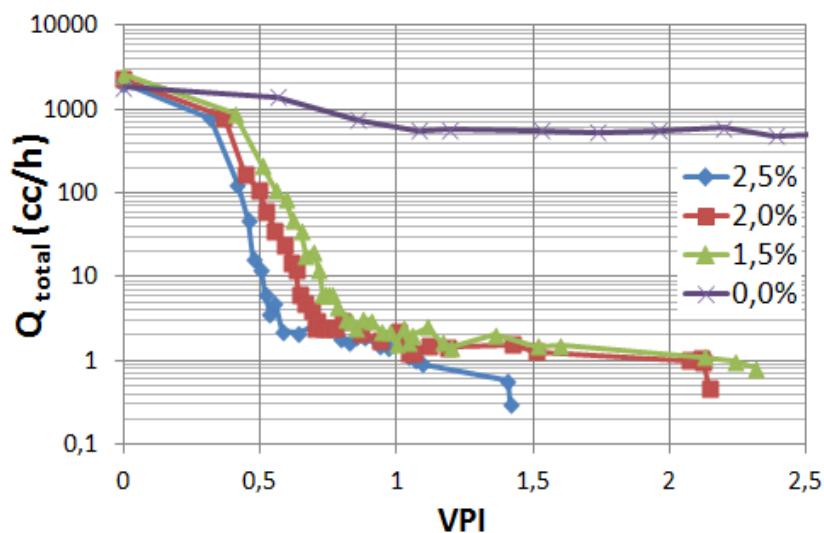


Figura 4.5– Vazão total vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA

Por esta figura, percebe-se, também aqui, que a concentração em massa de argila no fluido teve influência no bloqueio das gargantas de poro da amostra, visto que os poros foram tamponados com um menor volume poroso injetado (VPI) pelo fluido com a maior concentração de argila, sendo necessário um maior VPI para tamponar os poros da amostra à medida que a concentração de argila no fluido era reduzida.



Neste momento passamos para a injeção reversa de óleo para os experimentos realizados com fluidos preparados com PHPA. Nesta etapa foi avaliado o retorno da vazão das amostras, ilustrada graficamente pela vazão de óleo ( $Q_{\text{óleo}}$ ).

Na Figura 4.6 são apresentados os gráficos da vazão de óleo *versus* tempo no fluxo reverso. Observa-se que a injeção reversa de óleo tende a aumentar a vazão, mostrando que o óleo está expulsando tanto o polímero quanto as partículas de argila presentes na amostra, desbloqueando os poros até então bloqueados. Este aumento, entretanto, possui um limite, visto que as curvas tendem a se horizontalizar, ou seja, a vazão de óleo se estabiliza, passando a ser independente do tempo.

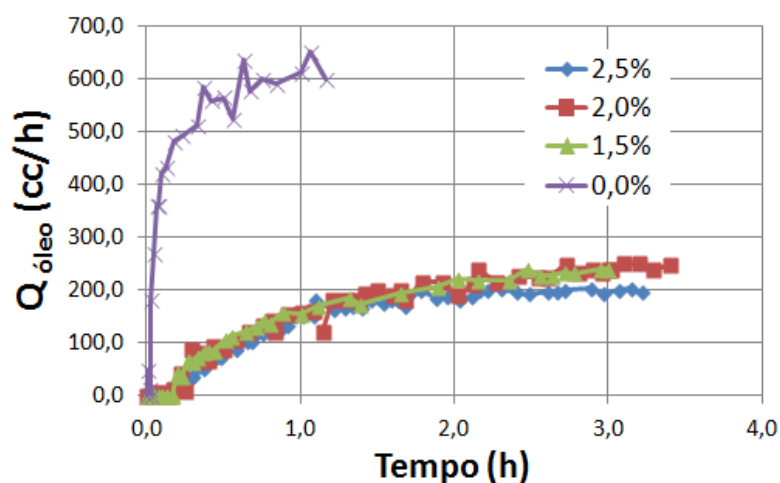


Figura 4.6– Vazão de óleo *vs.* tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA

Para que se possa comparar o retorno da vazão de óleo entre todos os experimentos realizados com PHPA, estes devem ser tratados de forma relativa, ou seja, a fração de retorno obtida em relação à vazão de óleo inicial. A vazão de óleo inicial foi determinada durante o cálculo da permeabilidade absoluta ao óleo das amostras.

Na Figura 4.7 tem-se o retorno da vazão relativa de óleo *vs.* tempo. Observa-se que a vazão de óleo para o fluido que não continha argila ficou muito acima das demais e demandou, também, um menor tempo de teste. Em relação aos fluidos contendo argila, observa-se que o retorno da vazão relativa de óleo não foi influenciado pela concentração da mesma contida no fluido invasor.

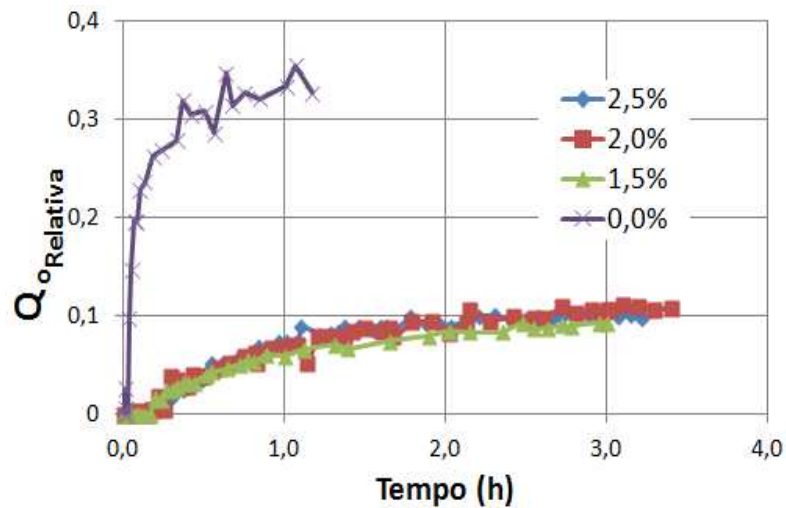


Figura 4.7– Vazão relativa de óleo vs. tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA

Seguindo-se a dinâmica do experimento e colocando-se os gráficos em uma mesma linha de tempo, percebe-se o quanto os fluidos invasores influenciaram nos resultados de retorno da vazão relativa de óleo.

Na Figura 4.8 tem-se a vazão de óleo *versus* tempo tanto para a invasão de fluido como para o fluxo reverso de óleo. Neste gráfico foram utilizados, também, os valores de vazão relativa de óleo, a fim de permitir a comparação.

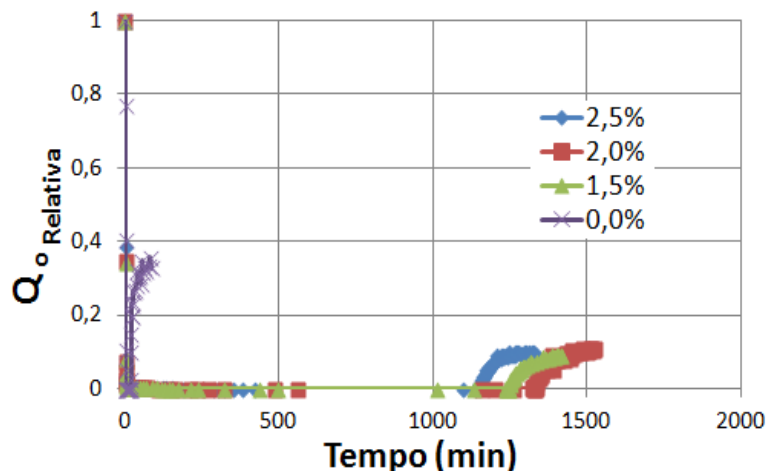


Figura 4.8– Vazão relativa de óleo vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (completo)

Por esta figura, percebe-se que o fluido que menos danificou a amostra foi o que não continha argila, o que era de se esperar, pois os canais de escoamento da mesma não foram

obstruídos por completo, concluindo que a presença de argila interfere, na retomada da vazão relativa de óleo, e conseqüentemente, na restauração da produtividade quando o poço é colocado em produção. Para os fluidos que continham argila, o retorno da vazão relativa de óleo foi praticamente o mesmo. Esta figura, porém, não apresenta uma boa visualização da curva de retorno da vazão relativa de óleo para o fluido sem argila, pois, os processos de invasão e de fluxo reverso deste procedimento foram mais rápidos se comparados com os dos fluidos preparados com argila.

Para melhor visualização da curva de retorno da vazão relativa de óleo para o fluido sem argila têm-se, na Figura 4.9, os gráficos plotados em escala log-log e em relação à quantidade de volumes porosos injetados na amostra.

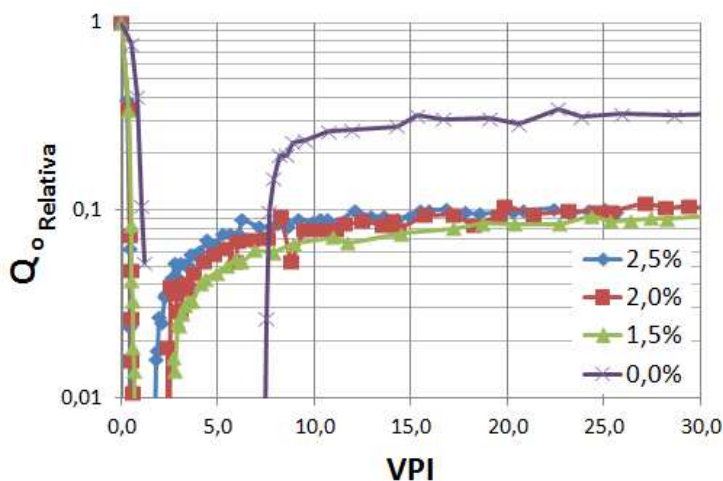


Figura 4.9– Vazão relativa de óleo vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA (completo)

Por esta figura, observa-se com maior clareza o retorno da vazão relativa de óleo. Percebe-se que para todos os experimentos realizados este retorno está bem abaixo dos valores iniciais dos testes. Em todos os testes, o comportamento das curvas foi semelhante, ou seja, primeiro se observa uma queda da vazão relativa de óleo durante a invasão, seguida de um pequeno retorno da mesma durante o processo de injeção reversa de óleo e, por fim, uma estabilização, indicando o limite de remoção natural do dano causado.

A saturação de óleo remanescente na amostra ao final da invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) foi obtida conforme Equação 3.5. Considerando-se o volume de fluido invasor remanescente na amostra

equivalente ao do óleo deslocado durante o processo de invasão, a saturação remanescente do fluido invasor na amostra após o fluxo reverso ( $S_{rf_{fluxo\ reverso}}$ ), foi obtida conforme Equação 3.6.

Então, a saturação remanescente de óleo ao final do fluxo reverso ( $S_{or_{fluxo\ reverso}}$ ) foi determinada conforme Equação 4.2.

$$S_{or_{fluxo\ reverso}} = 1 - S_{rf_{fluxo\ reverso}} \quad (4.2)$$

Na Tabela 4.2 têm-se os valores obtidos de saturações remanescentes do óleo, ao final da invasão e do fluxo reverso, bem como do fluido invasor, ao final do fluxo reverso, para fluidos preparados com PHPA.

Tabela 4.2- Saturação remanescente do óleo ao final da invasão e do fluxo reverso e do fluido invasor ao final do fluxo reverso para fluidos preparados com PHPA

Amostra	Argila (%)	$S_{or_{invasão}}$ (%)	$S_{rf_{fluxo\ reverso}}$ (%)	$S_{or_{fluxo\ reverso}}$ (%)
8B-98	2,5	35,63	52,50	47,50
8B-915	2,0	34,70	54,16	45,84
8B-913	1,5	29,03	53,28	46,72
8B-96	0,0	28,02	35,43	64,57

Durante a realização dos experimentos, foi observado um fato interessante que merece atenção especial. Na Figura 4.10 tem-se, à direita, um béquer com um dos fluidos utilizados, no caso o F07 (3,5 lb/bbl de PHPA e 2,0% de bentonita), e à esquerda, na proveta, o filtrado obtido a partir da invasão deste fluido na amostra.

Observou-se que ocorre um processo de filtração do fluido na amostra de arenito, visto que, se comparado com o fluido injetado, um filtrado translúcido, apenas amarelado pelo fato de ter sido adicionado o iodeto de sódio (NaI), é produzido. Temos então dois fenômenos observados, a obstrução dos poros pelo carreamento de sólidos pelo filtrado e a retenção do polímero no meio poroso. Ambos os fatores interferem negativamente no retorno da vazão relativa de óleo,

reduzindo a permeabilidade do meio poroso e conseqüentemente a produtividade. Posto isto, foi realizada, também, a reologia dos filtrados produzidos dos fluidos que continham argila.



Figura 4.10– Filtrado obtido e fluido injetado

Na Figura 4.11 têm-se as curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos durante a invasão para fluidos preparados com PHPA.

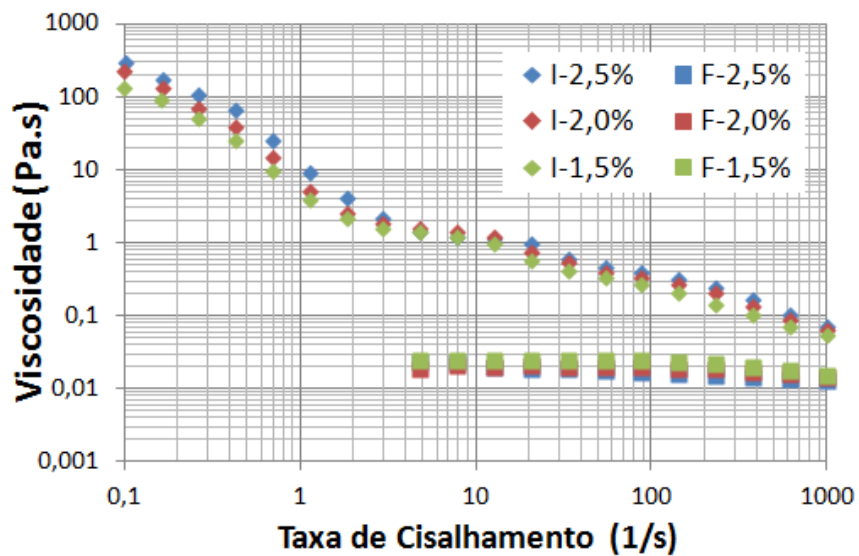


Figura 4.11– Curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos no teste de invasão, para fluidos preparados com PHPA (I-injeção, F-filtrado)

Observa-se que os filtrados não apresentam as mesmas características dos fluidos injetados, principalmente para baixas taxas de cisalhamento, pois observa-se que a viscosidade, antes elevada, reduziu consideravelmente. Para as curvas de filtrados, observou-se uma constante muito bem comportada para médias e altas taxas de cisalhamento. Com este processo de filtração, conclui-se que à medida que o fluido invade a amostra, sua viscosidade é alterada até finalmente ser produzido o filtrado. Este fato torna difícil a obtenção da permeabilidade ao fluido na saturação de óleo remanescente ( $k_f @ S_{or}\%$ ), sendo necessário um modelo para entender melhor este mecanismo.

Para contornar este problema e eliminarmos a variável da viscosidade, foi proposto trabalharmos com a mobilidade do óleo das amostras (Equação 4.3) e com o índice de produtividade (Equação 4.4).

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \frac{Q \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (4.3)$$

$$\frac{Q}{\Delta P} = \frac{A k_o}{L \mu_o} \quad (4.4)$$

Avaliando-se o índice de produtividade em relação ao seu valor inicial (máximo) ou valor de referência, tem-se a razão de produtividade (Equação 4.5).

$$\left( \frac{k_o/\mu_o}{k_{ref}/\mu_{ref}} \right) = \frac{Q_d}{Q_{ref}} \quad (4.5)$$

onde  $Q_d$  e  $Q_{ref}$  são a vazão após o dano e a vazão de referência respectivamente.

Assim sendo, tanto a redução da produtividade durante o processo de invasão do fluido de perfuração, quanto a restauração da mesma durante o fluxo reverso de óleo podem ser avaliadas de forma dinâmica.

Na Figura 4.12 têm-se os resultados obtidos para a redução e para o retorno da razão de produtividade *versus* tempo e na Figura 4.13 têm-se os mesmos resultados, porém plotados em relação à quantidade de volume poroso injetado na amostra e em escala log-log.

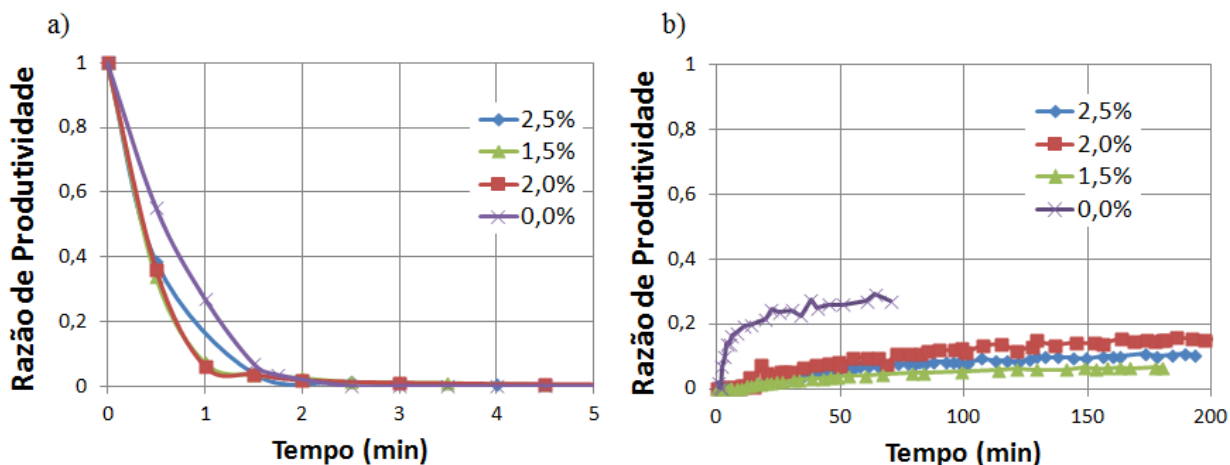


Figura 4.12– Razão de produtividade vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA (a) invasão; (b) fluxo reverso

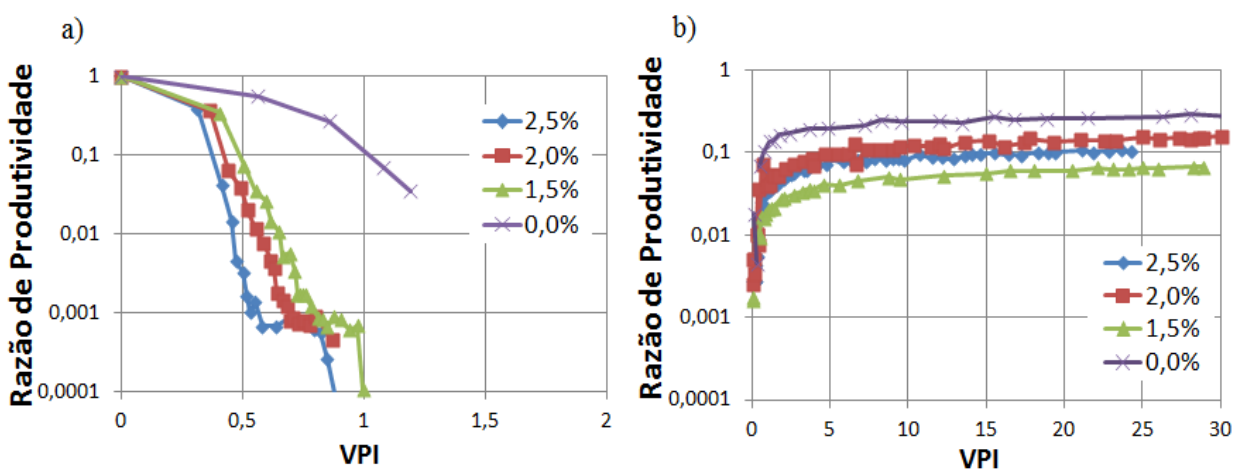


Figura 4.13– Razão de produtividade vs. VPI, para fluidos preparados com PHPA (a) invasão; (b) fluxo reverso

A partir destas figuras, observa-se que o comportamento das curvas é praticamente o mesmo. Primeiro tendendo a zero rapidamente (invasão), e depois resultando em um retorno da razão de produtividade muito pequeno (fluxo reverso). Nos gráficos de invasão da Figura 4.13 (a) percebe-se que a concentração de argila foi determinante na queda da razão de produtividade, visto que, a amostra cujo fluido invasor continha a maior concentração de argila foi a que

necessitou um menor VPI para reduzir a razão de produtividade, sendo mantida a sequência à medida que a concentração de argila era reduzida.

Nas Figuras 4.12 (b) e 4.13 (b) observa-se que a curva que obteve o menor resultado de retorno da razão de produtividade foi a curva com 1,5% de argila. Este fato pode ser resultado da menor saturação de óleo remanescente obtida após a invasão  $S_{or\,invasão}$  do fluido de perfuração e também pelo fato de esta amostra apresentar  $k_o @100\%$  muito acima das demais amostras utilizadas nos testes com fluidos preparados com PHPA, ou seja, quanto maior a permeabilidade da amostra, maior o volume de fluido invasor, e, conseqüentemente, maior a fração de argila e polímero retida no meio poroso, e, portanto, mais grave é o dano de formação. As outras duas amostras com  $S_{or\,invasão}$  maiores apresentaram, também, maiores retornos da razão de produtividade, sendo o menor resultado obtido para a amostra cujo fluido invasor continha a maior concentração de argila (2,5%).

Na Tabela 4.3 tem-se, em números, o retorno da razão de produtividade das amostras danificadas por fluidos preparados com PHPA. Para podermos comparar os resultados obtidos, os valores foram interpolados para o máximo valor comum de VPI dentre os experimentos realizados com PHPA, no caso, 24,2 VPI.

Tabela 4.3- Retorno da razão de produtividade em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA (interpolados para 24,2 VPI)

<b>Amostra</b>	<b>Argila (%)</b>	<b><math>S_{or\,invasão}</math> (%)</b>	<b>Razão de produtividade após fluxo reverso (%)</b>
8B-98	2,5	35,63	10,74
8B-915	2,0	34,70	14,83
8B-913	1,5	29,03	6,59
8B-96	0,0	28,02	27,41

Percebe-se que, à medida que a concentração de argila é reduzida, menor é a saturação remanescente de óleo obtida ao final da invasão ( $S_{or\,invasão}$ ).

Além de remover o dano causado pela invasão do fluido de perfuração, espera-se, também, que este dano seja removido em um menor tempo. Na Figura 4.14 tem-se o tempo e o volume



poroso de óleo injetado necessários para atingir os valores de retorno da razão de produtividade final apresentados acima.

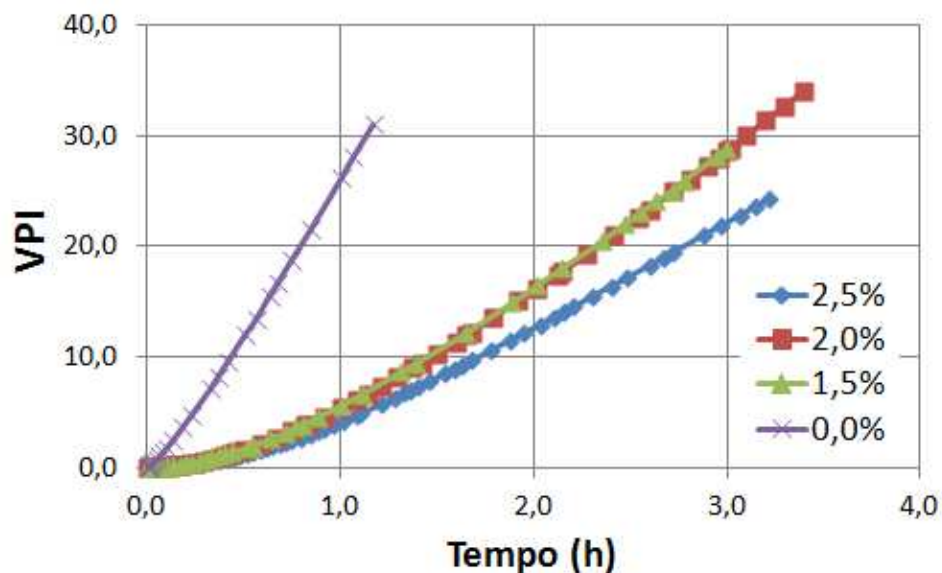


Figura 4.14– VPI vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA

Percebe-se que, apesar de o fluido sem argila ter sido o que apresentou a maior invasão de fluido, este obteve o maior retorno de produtividade e em menor tempo. Percebe-se, também, que o fluido que demandou maior tempo para recuperar a razão de produtividade foi o fluido que continha a maior concentração de argila.

Todavia, vale ressaltar que os resultados obtidos para o fluido com baixa concentração de argila foram diferentes, seguindo a mesma tendência observada anteriormente, tendo sido suposto que os resultados observados foram influenciados pela menor saturação de óleo remanescente após a invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ), bem como pela maior permeabilidade absoluta ao óleo ( $k_o @ 100\%$ ) da amostra usada para este teste.

#### 4.2. Fluidos preparados com GX

Para os testes com fluidos preparados com a Goma Xantana como polímero, os procedimentos foram realizados seguindo-se a mesma metodologia dos experimentos já apresentados para os fluidos contendo a PHPA em sua composição.

Na Figura 4.15 tem-se a invasão de fluido em função do tempo. Novamente, para ilustrar a perda de fluido para a formação, foi utilizado o volume acumulado total produzido.

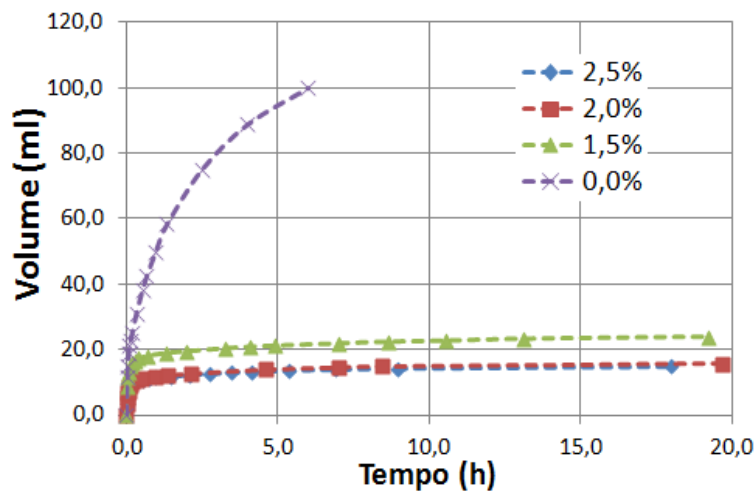


Figura 4.15– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com GX

Desta vez, é possível visualizar bem as curvas em um mesmo gráfico, o que não ocorreu no experimento com o fluido preparado com PHPA sem a presença de argila. Percebe-se, que, o fluido sem argila invadiu a amostra mais rapidamente quando comparado com os fluidos que continham argila. Percebe-se também que, mais uma vez, o fluido sem argila em sua composição resultou na maior invasão, sendo que em 6 horas, aproximadamente 100 ml (4,74 volumes porosos) do fluido já haviam invadido a amostra. A argila teve papel importante na redução da invasão de filtrado e sua concentração foi determinante na velocidade com que esta invasão ocorreu. O fluido com a maior concentração de argila foi o que menos invadiu e vice-versa.

Na Figura 4.16 são apresentadas as mesmas curvas de invasão de fluido da Figura 4.15 plotadas junto com as curvas obtidas nos testes com a PHPA, permitindo assim observar o efeito do tipo de polímero nos resultados de invasão de filtrado. Na Figura 4.16 (a) são apresentadas as curvas de invasão para fluidos sem argila e na Figura 4.16 (b) para fluidos com argila, tanto para a PHPA quanto para a GX.

Percebe-se pela Figura 4.16 que os fluidos preparados com GX obtiveram menor invasão do que os fluidos preparados com PHPA, em todos os experimentos. Percebe-se, também, que os volumes acumulados referentes às concentrações média e alta de argila, para os fluidos preparados com GX, tenderam a estabilizar-se, ou seja, os canais de escoamento das amostras foram completamente obstruídos, o que pode ser constatado experimentalmente. Nestes dois experimentos ocorreu o deslocamento de óleo pelo filtrado, porém, este não chegou a ser

produzido (não ocorreu irrupção do fluido invasor), ao contrário do que aconteceu nos experimentos com a PHPA, em que foram produzidos filtrados em todos os testes.

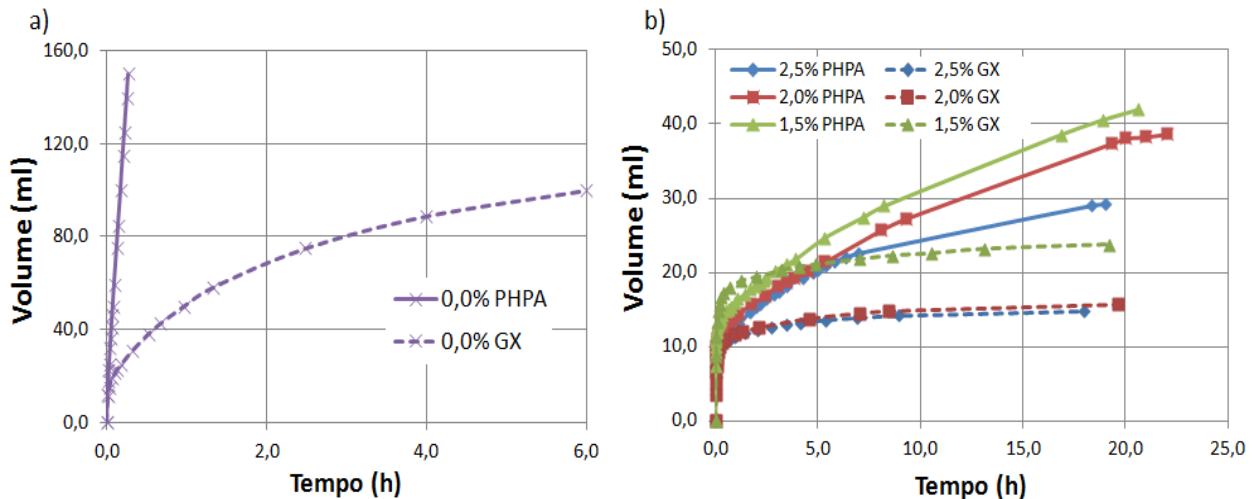


Figura 4.16– Invasão de fluido vs. tempo, para fluidos preparados com PHPA e GX (a) fluidos sem argila; (b) fluidos com argila

Na Figura 4.16 (a) observa-se que, ao contrário da curva obtida para a PHPA, a GX mostrou uma tendência a tornar-se horizontal, ou seja, as gargantas de poro da amostra estavam sendo obstruídas mesmo sem a presença de argila, porém o teste não se estendeu até que fosse observada a obstrução completa. Esta diferença de comportamento para a curva de invasão para fluidos sem argila, pode ser justificada pelo comportamento reológico diferente dos respectivos fluidos sob baixas taxas de cisalhamento (vide Figura 3.7). Uma vez que o escoamento através do meio poroso caracteriza-se por velocidades baixas, a viscosidade mais elevada para o fluido preparado com GX, fez com que este fluido encontrasse uma maior dificuldade em atravessar o meio poroso, sendo retido no mesmo.

Na Figura 4.17 tem-se a taxa de invasão de fluido ou vazão do fluido invasor, obtida durante a invasão com fluidos preparados com GX.

Pode-se perceber que todos os fluidos preparados com GX tenderam a obstruir os poros das amostras, porém, para os fluidos que continham também a argila, esta obstrução foi mais rapidamente observada.

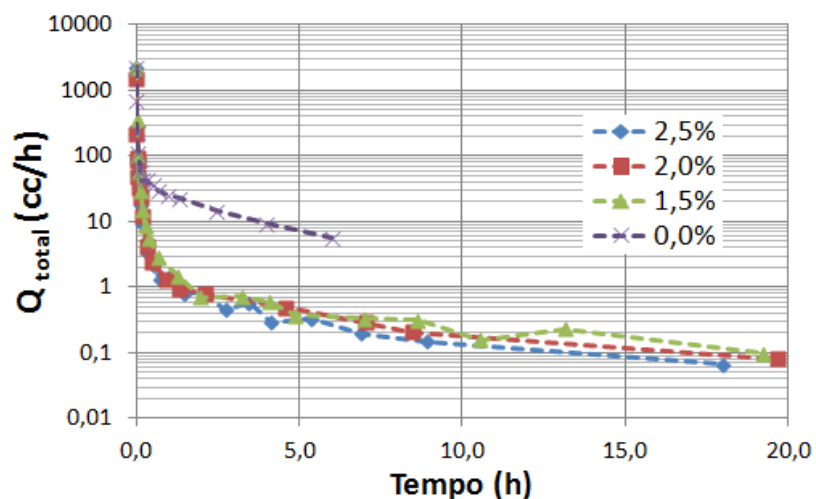


Figura 4.17– Vazão total vs. tempo, para fluidos preparados com GX

Na Figura 4.18 são apresentadas as curvas de vazão total vs. tempo, tanto para a GX quanto para a PHPA, para que se possa analisar os efeitos do tipo de polímero na redução da taxa de invasão de filtrado.

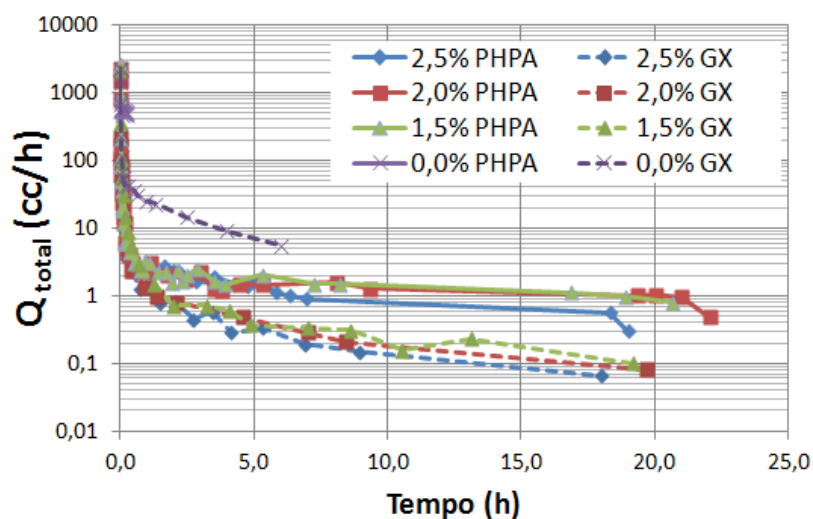


Figura 4.18– Vazão total vs. tempo, tanto para fluidos preparados com PHPA como GX

Observa-se que a taxa de invasão de filtrado para os fluidos preparados com GX foi mais reduzida em todos os experimentos. Por esta figura também se percebe que, diferentemente dos fluidos preparados com PHPA, todos os fluidos preparados com GX, tanto os que continham quanto o que não continha argila, tenderam a obstruir os poros das amostras, visto que, em todos

os experimentos, a vazão total observada apresentou uma queda considerável em relação à vazão inicial.

Na Figura 4.19 têm-se as taxas de invasão de filtrado, obtidas tanto para a PHPA quanto para a GX, porém, dessa vez, plotadas em relação à quantidade de volumes porosos injetados na respectiva amostra e em escala log-log.

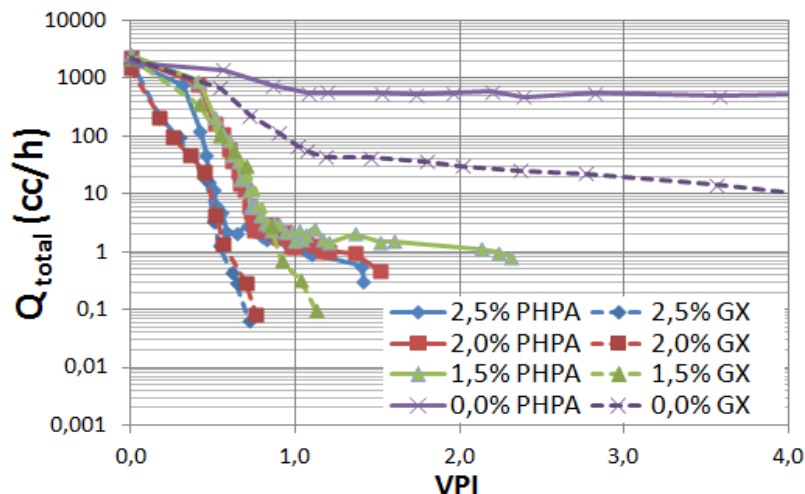


Figura 4.19– Vazão total vs. VPI, tanto para fluidos preparados com PHPA como GX

Observa-se que, assim como nos experimentos realizados com PHPA, para a GX, a concentração em massa de argila no fluido também teve influência no tamponamento dos poros, pois estes foram bloqueados mais rapidamente pelo fluido que continha a maior concentração de argila, e à medida que esta concentração foi reduzida, um maior VPI foi necessário para obstruir os poros das amostras.

Neste momento passamos para a etapa da injeção reversa de óleo para os experimentos realizados com fluidos preparados com GX. Nesta etapa foi avaliado o retorno da vazão de óleo através das amostras ( $Q_{\text{óleo}}$ ).

Na Figura 4.20 são apresentados os gráficos da vazão de óleo *versus* tempo no fluxo reverso de óleo. Observa-se que a vazão de produção de óleo tende a aumentar com a injeção reversa de óleo, porém, este aumento possui um limite, visto que as curvas tendem a se horizontalizar.

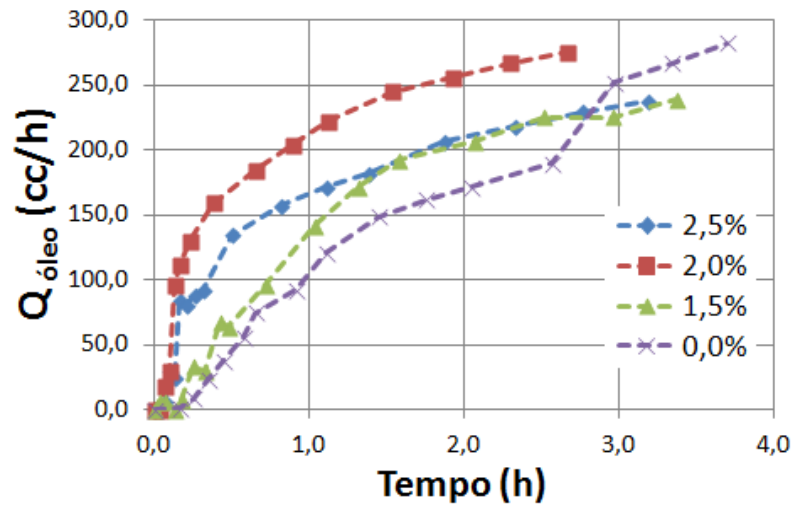


Figura 4.20– Vazão de óleo vs. tempo para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX

Os históricos de vazão de óleo durante o fluxo reverso para os fluidos preparados com GX indicam que o dano causado pelos fluidos invasores poderia ser removido ainda mais com a continuidade do escoamento de óleo.

Assim como na apresentação dos resultados para a PHPA, o retorno da vazão de óleo para os experimentos realizados com a GX será tratado também na forma relativa, ou seja, a fração de retorno obtida em relação à vazão de óleo inicial.

Na Figura 4.21 tem-se o retorno da vazão relativa de óleo vs. tempo para fluidos preparados com GX.

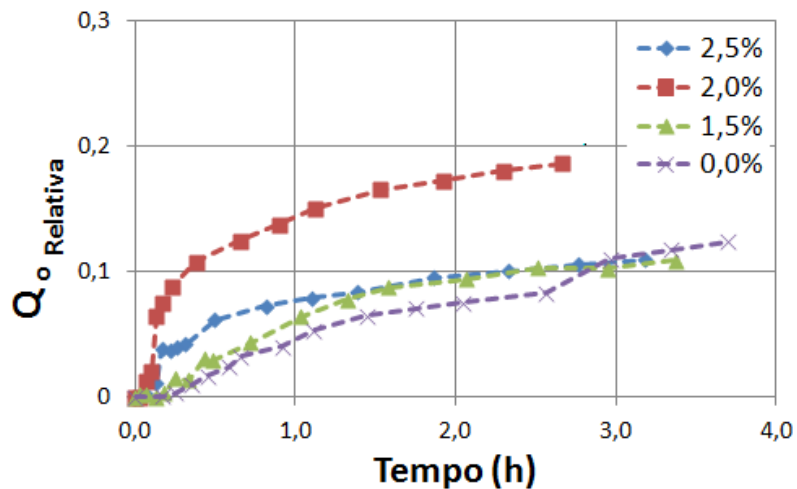


Figura 4.21– Vazão relativa de óleo vs. VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX

Observa-se que os retornos das vazões relativas de óleo para os fluidos preparados com GX foram aproximadamente os mesmos, exceto para o fluido com 2,0% de argila. O escoamento deste fluido através do meio poroso foi caracterizado pela obstrução completa dos canais de escoamento da amostra, mostrando que, o fato de este fluido não ter atravessado a amostra (produzindo o filtrado) influenciou positivamente no retorno da vazão relativa de óleo e, conseqüentemente, na restauração da produtividade do poço quando colocado em produção. Isto pode estar relacionado ao fato de que parte da amostra não sofreu dano, mantendo assim suas características iniciais. Além disso, uma vez que os poros foram bloqueados totalmente e o escoamento cessou, uma menor fração de argila e também de polímero foi transportada para dentro da amostra.

Colocando os gráficos da vazão relativa de óleo em uma mesma linha de tempo e observando-se o retorno desta vazão, percebe-se o quanto os fluidos invasores interferiram na produtividade do reservatório.

Na Figura 4.22 tem-se a vazão relativa de óleo *versus* tempo para a invasão e para o fluxo reverso de óleo.

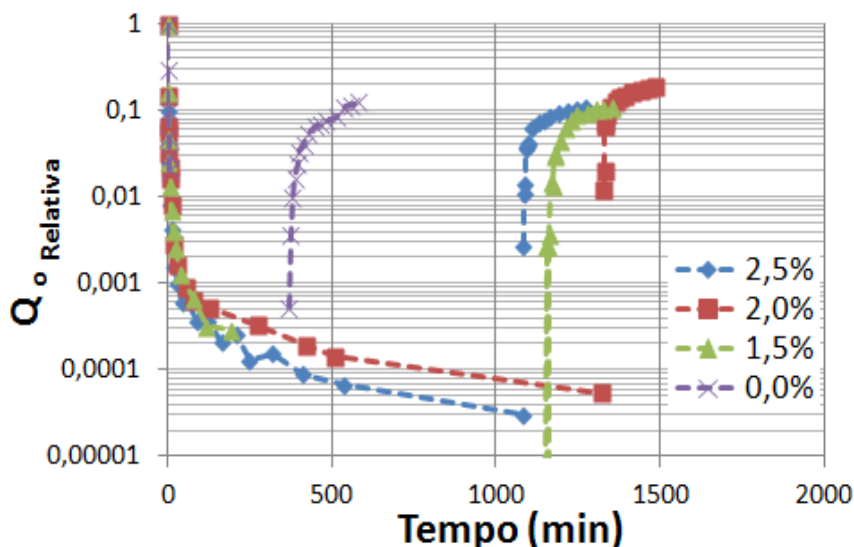


Figura 4.22– Vazão total vs. tempo para fluidos preparados com GX (experimento completo)

A partir dos históricos de vazão, pode-se observar a dinâmica de redução e de retorno da vazão relativa de óleo para cada um dos casos. A vazão de óleo para o fluido sem argila chegou mais rapidamente à saturação remanescente de óleo após a invasão, e o retorno da vazão relativa de óleo para este fluido foi semelhante ao dos fluidos com argila, com exceção novamente do

fluido com 2,0% de concentração de bentonita que obteve o maior retorno dentre todos os testes com GX.

Os gráficos de retorno da vazão relativa de óleo, tanto para a GX quanto para a PHPA são apresentados na Figura 4.23 em escala linear e na Figura 4.24 em escala log-log. Ambos os gráficos estão plotados em relação à quantidade de volumes porosos injetados na amostra.

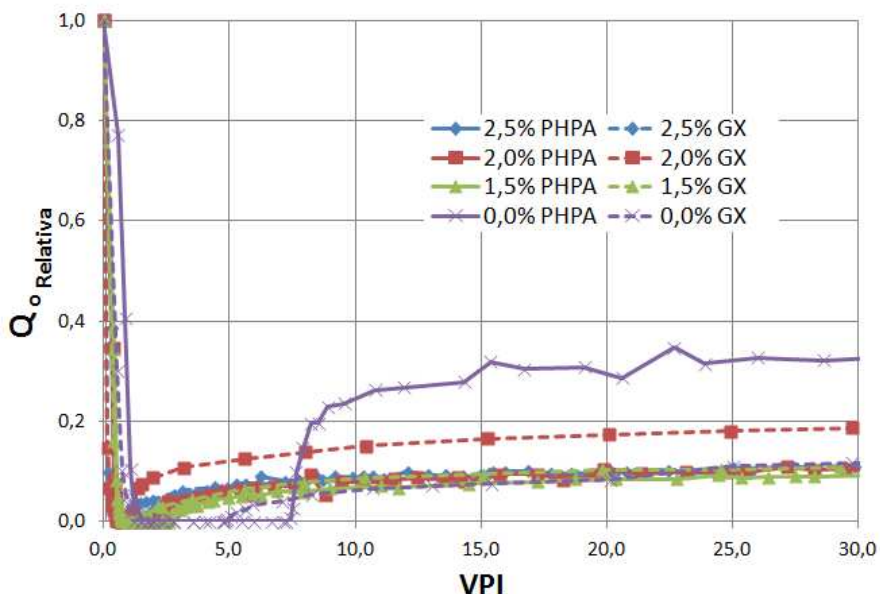


Figura 4.23– Vazão relativa de óleo vs. VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX e PHPA(linear - completo)

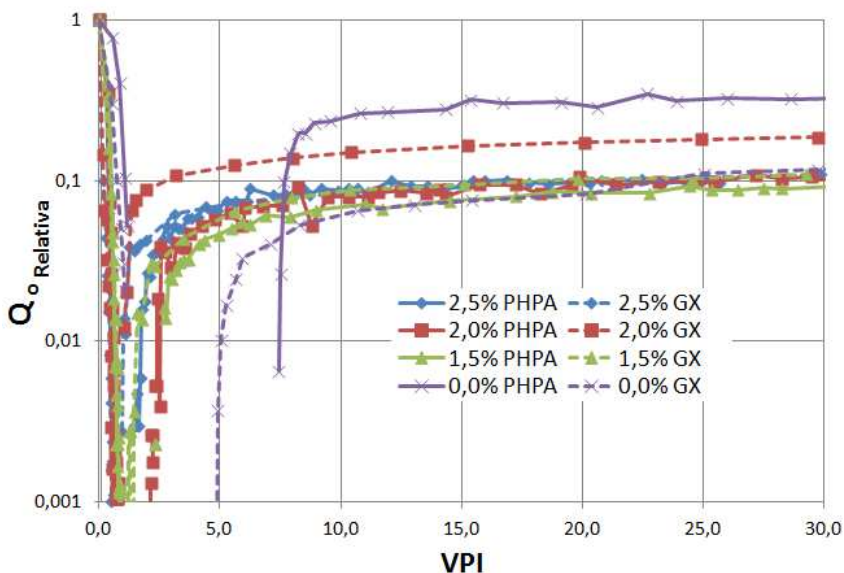


Figura 4.24– Vazão relativa de óleo vs. VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX e PHPA(log-log - completo)



Percebe-se que, para todos os testes realizados, o retorno da vazão relativa de óleo foi bem abaixo dos valores iniciais dos testes. Observa-se que os resultados de retorno da vazão relativa de óleo foram muito próximos entre si, destacando-se o fluido com PHPA sem argila e o fluido com GX e 2,0% de argila. Conclui-se que estes fluidos apresentaram uma maior remoção natural dentre todos os fluidos testados com PHPA e GX, e conseqüentemente tiveram os melhores retornos da produtividade.

Assim como nos experimentos com PHPA, aqui também foram utilizadas as Equações 3.5, 3.6 e 4.2 para o cálculo das saturações remanescentes de óleo ao final da invasão e do fluxo reverso, e do fluido invasor, ao final do fluxo reverso. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4- Saturação remanescente de óleo ao final da invasão e do fluxo reverso para fluidos preparado com GX

Amostra	Argila (%)	$S_{or_{invasão}}$ (%)	$S_{rf_{fluxo\ reverso}}$ (%)	$S_{or_{fluxo\ reverso}}$ (%)
D1	2,5	36,59	35,57	64,43
D2	2,0	32,64	33,41	66,59
D3	1,5	20,52	32,25	67,75
11	0,0	9,82	53,70	46,30

Observa-se que o valor da saturação remanescente de óleo ao final da invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) para o fluido sem a presença de argila foi muito baixo (9,82%) e percebe-se, também, que à medida que a concentração de argila aumentou a saturação de óleo remanescente na amostra ao final da invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) também foi maior.

Do mesmo modo que os experimentos realizados com a PHPA, foi realizado também o estudo reológico dos filtrados produzidos nos experimentos com a GX. Importante lembrar que os únicos experimentos que tiveram a produção de filtrado foram os que continham concentração de 1,5% e 0,0% em massa de argila.

Na Figura 4.25 têm-se os gráficos com as curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos no teste de invasão para os fluidos preparados com GX.

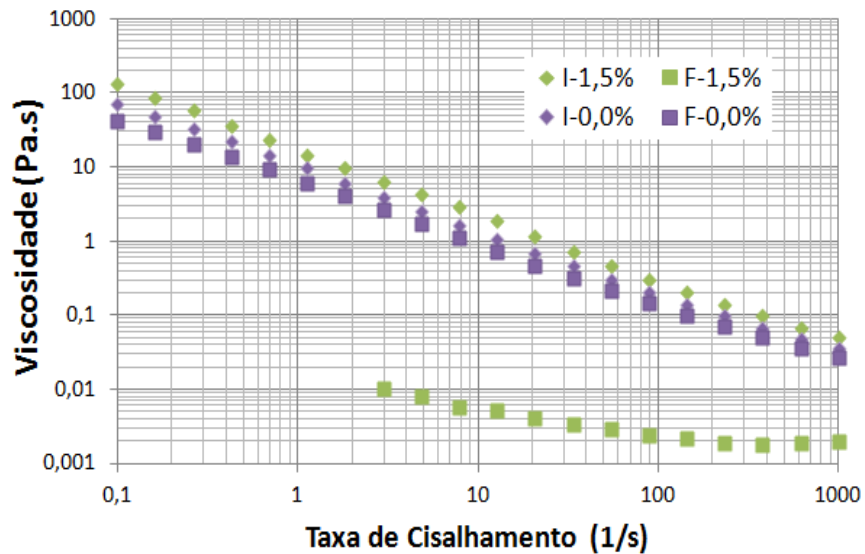


Figura 4.25– Curvas reológicas dos fluidos injetados e dos filtrados obtidos no teste de invasão com fluidos preparados com GX (I-injeção, F-filtrado)

Por esta figura percebe-se, novamente, que o filtrado produzido referente ao fluido que continha argila (F-1,5%) não apresentou as mesmas características do fluido injetado. Os valores de viscosidade do filtrado ficaram muito abaixo daqueles observados para seu fluido correspondente tanto para baixas, quanto para altas taxas de cisalhamento. A curva de viscosidade do filtrado do fluido sem a presença de argila (F-0,0%) praticamente manteve-se a mesma, apresentando apenas uma leve redução, porém, mantendo o comportamento do fluido injetado.

Por estas curvas podem ser observados os efeitos da retenção do polímero e da argila no meio poroso. Quando o fluido continha somente polímero, a alteração no seu comportamento foi pequena, mas observando-se a curva do fluido com argila, vemos que esta alteração foi bem mais destacada.

A partir disso conclui-se que, aqui também, à medida que o fluido invade a amostra, ele muda de viscosidade até finalmente ser produzido e, novamente, será utilizado o conceito de razão de produtividade.

Na Figura 4.26 têm-se os resultados obtidos para a razão de produtividade *versus* tempo, e na Figura 4.27 têm-se os mesmos resultados, porém, plotados em relação à quantidade de volume poroso da amostra e em escala log-log.

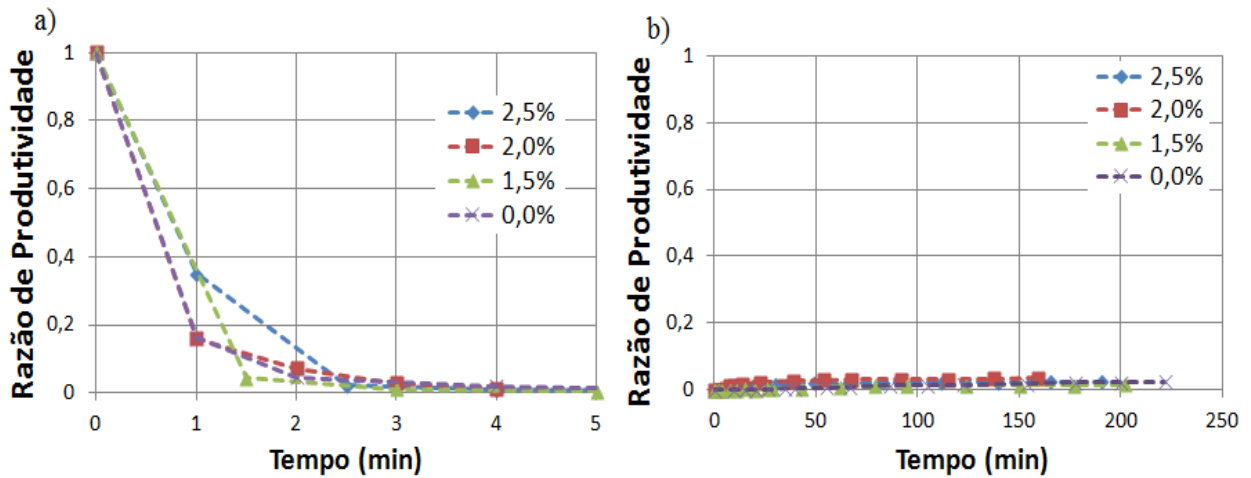


Figura 4.26–Razão de produtividade vs. tempo, para fluidos preparados com GX, (a) invasão; (b) fluxo reverso

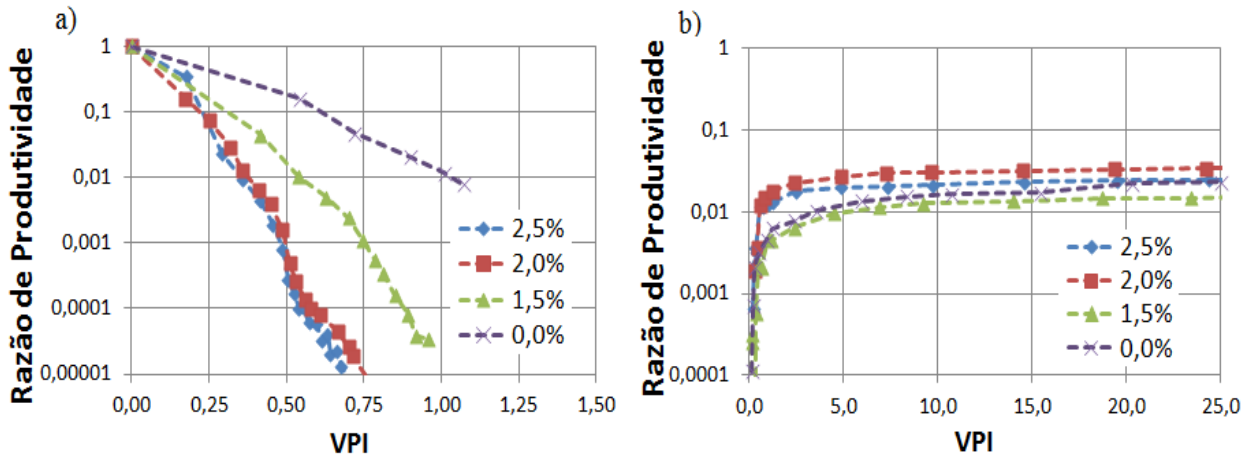


Figura 4.27–Razão de produtividade vs. VPI, para fluidos preparados com GX, (a) invasão; (b) fluxo reverso

Por estas figuras percebe-se que o retorno da razão de produtividade em amostras danificadas por fluidos preparados com GX é muito pequeno. Percebe-se que o fluido que continha a maior concentração de argila necessitou um menor VPI para reduzir a produtividade e, à medida que a concentração de argila era reduzida, um maior VPI era necessário para obstruir os canais de escoamento da amostra.

Na Figura 4.28 têm-se os detalhes das Figuras 4.26 (b) e 4.27 (b) onde é possível perceber, com maior discernimento, o retorno da razão de produtividade para fluidos preparados com GX, em relação ao tempo e também em relação à VPI.

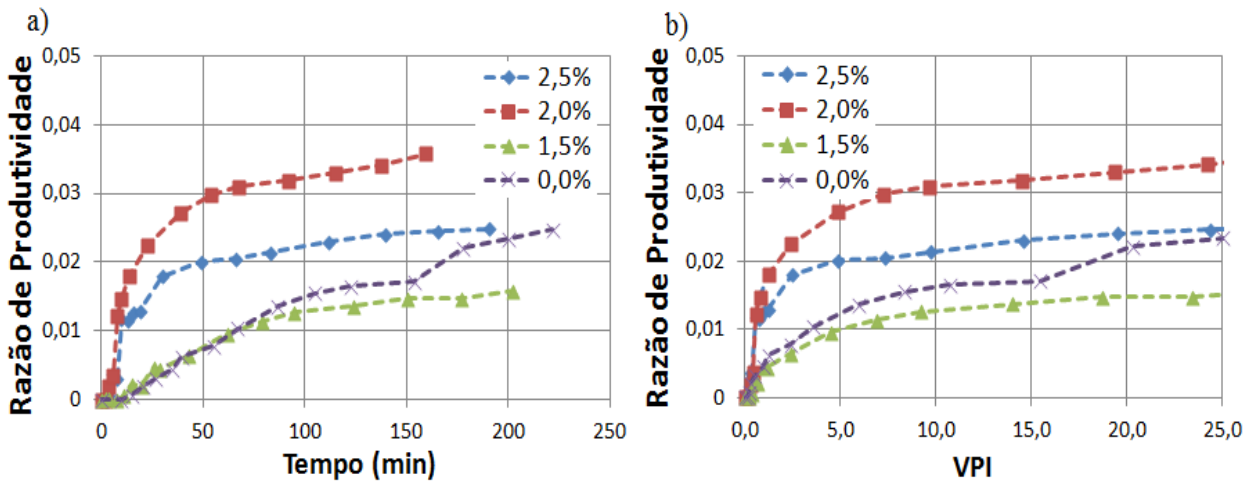


Figura 4.28– Retorno da razão de produtividade vs. (a) tempo e (b) VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com GX (detalhado)

Pelas figuras acima observa-se que, os menores resultados de retorno da razão de produtividade foram obtidos nos testes em que ocorreu o *breakthrough* (1,5% e 0,0% de argila). E, adicionalmente a este efeito, pode-se observar um maior retorno da razão de produtividade para os experimentos cuja concentração de argila era menor.

Na Figura 4.29 tem-se a comparação dos resultados obtidos de retorno da razão de produtividade para a GX e para a PHPA.

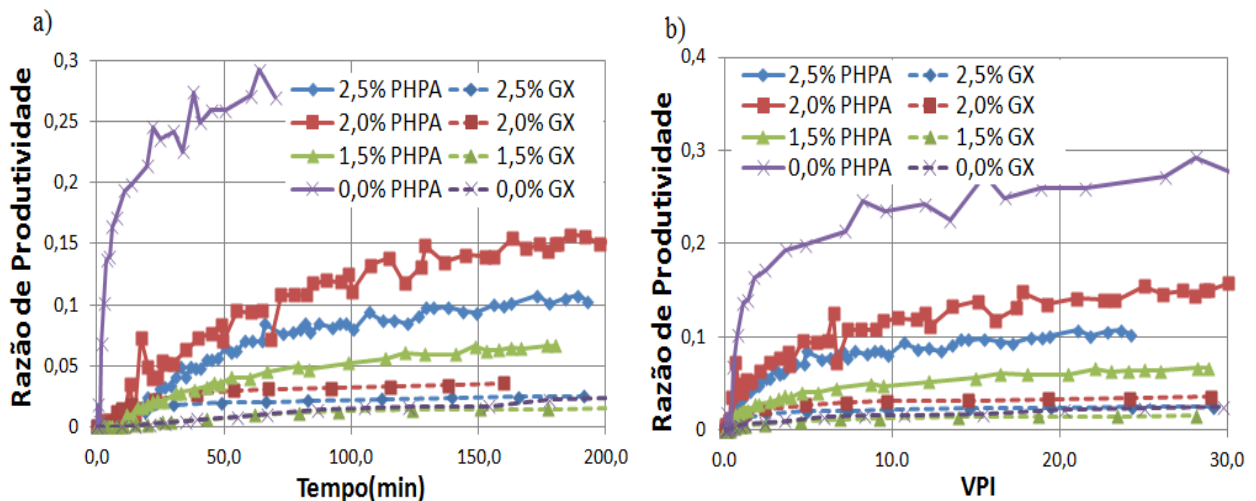


Figura 4.29– Retorno da razão de produtividade vs. (a) tempo e (b) VPI, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA e GX (detalhado)

Por estas figuras observa-se que, em todos os experimentos, as curvas de retorno da razão de produtividade obtidas para os fluidos preparados com GX ficaram abaixo das mesmas curvas obtidas para os fluidos preparados com PHPA, evidenciando uma maior retenção deste polímero (GX) no meio poroso, durante o escoamento, se comparado com a PHPA.

Na Tabela 4.5 tem-se, em números, o retorno da razão de produtividade das amostras danificadas por fluidos preparados com GX. Para podermos comparar, os resultados obtidos foram interpolados para o máximo valor comum de VPI dentre os experimentos realizados com GX, desta vez, 28,13 VPI.

Tabela 4.5- Retorno da razão de produtividade em amostras invadidas por fluidos preparados com GX (interpolados para 28,13 VPI)

<b>Amostra</b>	<b>Argila (%)</b>	<b><math>S_{or_{invasão}}</math> (%)</b>	<b>Retorno da razão de produtividade (%)</b>
D1	2,5	36,59	2,48
D2	2,0	32,64	3,55
D3	1,5	20,52	1,58
11	0,0	9,82	2,43

Observa-se que os retornos da razão de produtividade para as amostras invadidas por fluidos de perfuração preparados com GX foram muito baixos.

Na Figura 4.30(a) tem-se o tempo necessário para atingir os valores de retorno da razão de produtividade acima. Percebe-se que, nos experimentos para os quais os fluidos não atravessaram a amostra por completo, foram obtidos os maiores retornos em um menor tempo.

Na Figura 4.30(b) tem-se a comparação entre os resultados obtidos tanto para fluidos preparados com PHPA como para GX.

Percebe-se que, para amostras invadidas por fluidos preparados com PHPA, a que obteve o maior retorno de produtividade em um tempo menor foi aquela cujo fluido invasor não continha argila. Já para as amostras invadidas por fluidos preparados com GX, a que teve o maior retorno foi aquela cujo fluido injetado não produziu o filtrado e continha 2,0% em massa de argila.

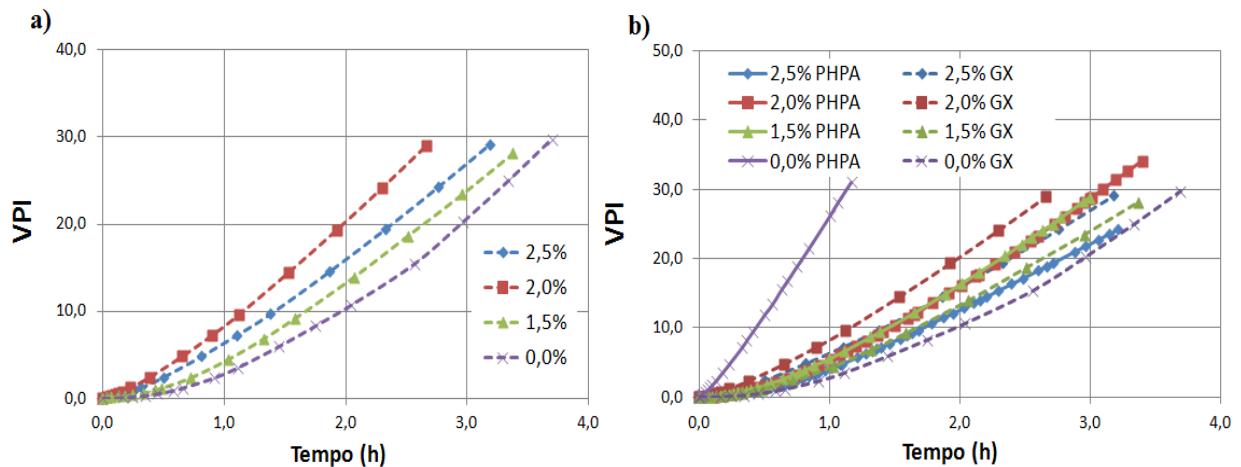


Figura 4.30– VPI vs. tempo, para o fluxo reverso em amostras invadidas por fluidos preparados com (a) GX; (b) PHPA e GX

Foram calculados, também, os indicadores de dano conforme equações 2.15, 2.16 e 2.18. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.6. Os resultados foram interpolados para 24,2 VPI (PHPA), e para 28,13 VPI (GX).

Conforme apresentado no Capítulo 2.6.5, temos que, o dano de formação tende a ser mais grave quanto mais o indicador de dano se aproximar da unidade.

Tabela 4.6- Indicadores de dano interpolados para experimentos realizados com PHPA e GX

Amostra	Fluido invasor	RD	VRP	VRME
8B-98	PHPA - 2,5 %	0,8985	0,8692	0,8926
8B-915	PHPA - 2,0 %	0,8947	0,8683	0,8517
8B-913	PHPA - 1,5 %	0,9065	0,8913	0,9341
8B-96	PHPA - 0,0 %	0,6538	0,4505	0,7259
D1	GX - 2,5 %	0,8912	0,7043	0,9752
D2	GX - 2,0 %	0,8145	0,5314	0,9645
D3	GX - 1,5 %	0,8908	0,7678	0,9842
11	GX - 0,0 %	0,8781	0,8760	0,9757

Pelos valores obtidos de variação relativa da mobilidade (MRME) percebe-se que, nos experimentos realizados com PHPA, o maior resultado (maior dano) foi obtido no experimento

com 1,5% de massa de argila. De forma análoga, o menor resultado, e conseqüentemente o menor dano, foi obtido no teste com o fluido sem a presença de argila. Para os experimentos realizados com GX, temos que, para aqueles em que não ocorreu o *breakthrough* (D1 e D2), o menor resultado foi obtido para o fluido com a menor concentração de argila (2,0%). O mesmo pode ser observado quando comparamos os experimentos em que ocorreu o *breakthrough* (D3 e 11), pois o menor resultado, e menor dano, foi também obtido no experimento cujo fluido continha a menor concentração de argila (0,0%). Estes resultados podem ser observados nas Figuras 4.29 (a) e (b).

Pelos valores obtidos para razão de dano (RD) observa-se que, como esperado, os menores danos de vazão foram realmente apresentados pelas amostras cujo fluido invasor foi preparado com PHPA sem argila (8B-96) e GX com 2,0% de argila (D2), sendo os demais valores todos muito próximos. Pode-se observar estes resultados nas Figuras 4.23 e 4.24.

Para os valores de mudança relativa da permeabilidade (MRP) em testes realizados com PHPA tem-se que, o maior resultado foi, novamente, obtido para o experimento com 1,5% em massa de argila, ou seja, a amostra foi mais danificada. Devido à alta permeabilidade inicial ao óleo da amostra utilizada neste experimento, o fluido invadiu mais e, com isso, mais argila e polímero ficaram retidos no meio poroso quando aplicado o fluxo reverso de óleo, danificando mais. Nos resultados para fluidos preparados com GX tem-se que, para os experimentos em que não ocorreu o *breakthrough*, o maior dano foi obtido para o fluido com a maior concentração de argila, porém, para os experimentos em que ocorreu o *breakthrough*, o maior dano foi obtido para o fluido que continha a menor concentração de argila (0,0%). A baixa saturação remanescente de óleo ao final da invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) obtida neste experimento pode explicar este fato, pois, esta menor saturação de óleo remanescente na amostra se traduz em uma menor permeabilidade efetiva ao óleo na injeção reversa. Na Figura 4.30 (b) pode-se observar este resultado.

## **5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES**

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes derivadas deste trabalho, bem como algumas sugestões e recomendações elaboradas a partir do conhecimento adquirido.

### **5.1. Conclusões**

A metodologia de preparação de um fluido de perfuração deve ser bem estabelecida, pois percebeu-se que a alteração na ordem de adição dos componentes do fluido interferiu no comportamento reológico do mesmo. Neste trabalho comprovou-se que, assim como em Bourgoyne, 1986, o sal interfere na habilidade da bentonita hidratar-se. Concluiu-se que para fluidos preparados apenas com água, polímero, sal e argila, o sal deve ser adicionado por último, caso contrário, para as concentrações utilizadas e temperatura ambiente, a bentonita irá decantar, podendo levar a resultados equivocados.

Para os fluidos preparados com argila, foi observado que esta teve papel fundamental na redução da invasão do filtrado, e que a concentração da mesma determinou, também, a velocidade com que esta invasão ocorre. O fluido com a maior concentração de argila resultou na menor invasão e vice-versa. Foi observado também, que à medida que a concentração de argila foi reduzida, foi necessário um maior volume poroso injetado (VPI), durante a invasão, para obstruir por completo as gargantas de poro das amostras.

Para os fluidos preparados sem argila, foi observado que quando este foi preparado com PHPA, a vazão total não foi interrompida, ao contrário do que ocorreu quando o fluido foi preparado com GX, onde percebeu-se que a vazão total para este fluido tendeu a cessar, mostrando que a GX estava sendo retida no meio poroso. Mecanismo este que pode ter sido influenciado pelas diferenças nas curvas reológicas dos fluidos.

Os fluidos preparados com PHPA apresentaram maiores volumes invadidos e maiores taxas de invasão do que os fluidos preparados com GX, tanto com argila quanto sem argila. Em todos os experimentos em que o fluido continha PHPA, foram produzidos filtrados enquanto que nos



experimentos em que o fluido continha GX ocorreu produção de filtrado em apenas dois dos testes realizados.

Em todos os experimentos realizados onde ocorreu a irrupção (*breakthrough*) do fluido invasor, observou-se que à medida que o fluido de perfuração invadiu a amostra, sua viscosidade foi alterada. Este processo de filtração faz com que o filtrado produzido não tenha as mesmas características do fluido injetado, principalmente para baixas taxas de cisalhamento.

Comparando as curvas reológicas dos fluidos injetados com aquelas medidas para os filtrados produzidos no processo de invasão, foi possível identificar os efeitos da retenção no meio poroso, tanto do polímero quanto da argila, ficando evidenciado que este efeito é bem mais pronunciado para a argila do que para o polímero.

Foi observado que quanto maior a concentração de argila no fluido, maior a saturação de óleo remanescente ao final da invasão ( $S_{or_{invasão}}$ ) na amostra. Isto pode ser explicado, pois o fluido transporta uma maior fração de argila (obstruindo os canais de escoamento) e polímero (ficando retido no meio poroso).

A obstrução das gargantas de poro pelo carreamento de sólidos pelo filtrado, e a retenção do polímero no meio poroso interferem negativamente no retorno da vazão relativa de óleo, reduzindo a permeabilidade e, conseqüentemente, a produtividade.

A injeção reversa de óleo tendeu a expulsar tanto o polímero quanto as partículas de argila presentes na amostra, aumentando a vazão. Este aumento, entretanto, possui um limite, visto que as curvas de retorno de vazão de óleo se estabilizam, passando a ser independentes do tempo. Este fato foi mais destacado nos testes realizados com fluidos que continham PHPA. Pelos históricos de vazão, foi observado que para a GX, a continuidade do escoamento do óleo no fluxo reverso poderia ter removido o dano ainda mais.

Em todos os testes foi observado que o retorno da razão de produtividade foi menor quando o fluido invasor era preparado com GX do que com PHPA. Para a PHPA, o fluido sem argila invadiu mais a amostra, porém, obteve-se o melhor retorno da razão de produtividade e em menor tempo. Para a GX, os experimentos que não apresentaram a irrupção do filtrado (menor invasão) obtiveram os maiores retornos da razão de produtividade e também em um menor tempo, sendo o maior retorno obtido para o fluido com a menor concentração de argila dentre eles (2,0%). A

ocorrência do *breakthrough* pode ter intensificado o dano à formação, pois uma maior fração de polímero e argila invadiu a amostra.

O fato de o experimento ter sido realizado com amostras de arenito inicialmente saturadas 100% com óleo mineral, e de este tipo de amostra ser caracterizada como molhável à água, pode justificar os baixos retornos da razão de produtividade e da vazão relativa de óleo obtidos com fluidos base água, visto que a água tende a ser aprisionada pela amostra durante a invasão, dificultando a sua posterior remoção quando simulado o poço em produção.

## **5.2. Sugestões e Recomendações**

Sugere-se para trabalhos futuros o estudo de dano de formação com fluidos de perfuração mais completos, por exemplo, com agentes controladores de filtrado, diferentes concentrações de polímero e outros tipos de argilas. Segundo Bourgoyne et al., 1986, para contornar o efeito da salinidade na habilidade da argila hidratar-se, a atapulgita seria mais recomendada.

Devido à célula de teste ser específica para amostras pequenas (até 7 cm), a ocorrência do *breakthrough* pode interferir nos resultados obtidos. Assim sendo, sugere-se a realização de experimentos com porta-testemunho apropriado para amostras maiores, para que o fluido não atravesse a amostra, e seja observado assim o efeito real de campo.

Segundo Bennion et al., 1996, a invasão de um fluido de base água em um reservatório molhável ao óleo tende a danificar menos do que quando o reservatório é molhável à água, portanto, sugere-se uma extensão deste trabalho utilizando, desta vez, amostras de carbonatos.

Devido aos baixos resultados de retorno da razão de produtividade obtidos com fluidos a base de água em amostras de arenito inicialmente 100% saturados com óleo mineral, sugere-se, também, a inclusão de água conata na condição inicial de saturação antes da invasão.



## REFERÊNCIAS

ALDERMAN, N. J. – **The Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids**, The Royal Society of Chemical Conference, Proceedings of the 3th International Symposium on Chemical in Oil Industry, p. 33-49 – 1988.

AMAEFULE, J. O., KERSEY, D. G., NORMAN, D. L., SHANNON, P. M. – **Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies**, CIM Paper No. 88-39-65, Calgary, Alberta, June 12-16, p. 16 – 1988.

AMORIM, L. V. – **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**, Tese de doutorado, UFCG/PB – 2003.

ASME Shale Shaker Committee – **Drilling Fluids Processing Handbook**, Gulf Professional Publishing, Elsevier – 2005.

BARBOSA, M. I. R., AMORIM, L. V., FERREIRA, H. C. – **Avaliação de Bentonitas Aditivadas com Compostos Poliméricos para Utilização em Fluidos Base Água**, 4º PDPETRO, Campinas-SP, 21-24 Outubro – 2007.

BARNES, H. A., HUTTON, J. F., WALTERS, K. – **An Introduction to Rheology**, Rheology Series 3, Elsevier Science B.V. – 1989.

BENNION, D. B., THOMAS, F. B., BENNION, D. W., BIETZ, R. F. – **Fluid Design to Minimize Invasive Damage In Horizontal Wells**, Hycal Energy Research Laboratories Ltd., The Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT), Vol. 35, Nº 9, November – 1996.

BISHOP, S. R. – **The Experimental Investigation of Formation Damage due to the Induced Flocculation of Clays Within a Sandstone Pore Structure by a High Salinity Brine**, SPE Paper 38156, The Hague, The Netherlands, June 2-3, p. 123-143 – 1997.

BOURGOYNE, A. T. Jr., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M. E., YOUNG, F. S. Jr. – **Applied Drilling Engineering** – SPE Textbook Series, Vol. 2 – 1986.

CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. – **Drilling Fluids: State of the Art**, Journal of Petroleum Science and Engineering 14, p. 221-230 – 1996.

CHILINGARIAN, G. V., VORABUTR, R. – **Drilling and Drilling Fluids**, Updated Textbook Edition. Elsevier, Amsterdam – Oxford – New York – 1983.

CIVAN, F. – **Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation**, Second Edition, Gulf Publishing Company – 2007.

DARLEY, H. C. H., GRAY, G. R. – **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas – 1988.

ECKEL, J.R. – **Microbit Studies of the Effect of Fluid Properties and Hydraulics on Drilling Rate**, Journal of Petroleum Technology, April – 1967.

FERGUSON, J., KEMBŁOWSKI, Z. – **Applied Fluid Rheology**, Elsevier Applied Science – 1991.

GALLINO, G., MIGLIORI, M., CINDIO, B. – **A Rheological Approach to Drill-in Fluids Optimization**, Rheologica Acta, Vol. 40, p. 196-203 – 2001.

GRIM, R. E., GÜVEN, N. – **Bentonites – Geology, Mineralogy, Properties and Uses**, Developments in Sedimentology, 24. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam – 1978.

GUIMARÃES, I. B., ROSSI, L. F. dos S. – **Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta**, 4º PDPETRO Campinas-SP, 21-24 Outubro – 2007.

HILLIER, I. – **The Geological Selection of Drilling Fluids in Horizontal Wells**, Baker Hughes INTEQ, Petroleum Geoscience, Vol. 4, p. 29–32. EAGE/Geological Society, London – 1998.

ISCAN, A. G., KOK, M. V., BAGCI, A. S. – **Permeability Reduction Due to Formation Damage by Drilling Fluids**, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 29: 9, p. 851–859 – 2007.

KRUEGER, R. F. – **An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oil Field Operations**, Journal of Petroleum Technology, SPE Paper 10029, February, p. 131–152 – 1986.

LIMA, H. R. de P. – **Fundamentos de Perfuração**, Programa Trainees PETROBRAS (Apostila), RH/UC/NB – 2002.

LIMA, B. V. – **Hidrólise e Caracterização de Poliacrilamida Hidrofobicamente Modificada: Avaliação da Aplicabilidade na Recuperação de Petróleo**, Dissertação de mestrado, UFRN/RN – 2010.

LUMMUS, J. L., AZAR, J. J. – **Drilling Fluids Optimization: A Practical Field Approach**, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma – 1986.

MACHADO, F. A. – Pré ou Pós-sal, o Offshore é Aqui. **Revista TN Petróleo**, nº66, p.72, Mai./Jun. – 2009.

MACHADO, J. C. – **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na Indústria do Petróleo**, Editora Interciência. Rio de Janeiro – 2002.

MANSANO, R. B. – **Engenharia de Perfuração e Completação em Poços de Petróleo**, Florianópolis, 05 Ago. 2004. Disponível em [http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004\\_08\\_05.pdf](http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf). Acesso em: 15 nov. 2011.

MARTINS, A. L., WALDMANN, A. T. A., RIBEIRO, D. C, MASSARANI, G. – **The Conceptual Design of a Non-Invasive Solids Free Drill-in Fluid**, SPE Paper 94287, EUROPEC/EAGE, Spain – 2005.

MOONEY, R. W., KEENAN, A. G., WOOD, L. A. – **Adsorption of Water Vapor by Montmorillonite, II. Effect of Exchangeable Ions and Lattice Swelling as Measured by X-ray Diffraction**, Journal American Chemical Society, Vol. 74, p.1371-1374 – 1952.

MORENO, R. B. Z. L., BONET, J. E., WALDMANN, A. T. A., MARTINS, A. L. – **Metodologia para Obtenção de Dados Visando a Avaliação da Invasão de Soluções Poliméricas em Meios Porosos**, 4º PDPETRO Campinas-SP, 21-24 Outubro – 2007.

QUEIROZ NETO, J. C. – **Redução na Pressão de Rompimento da Torta de Filtração Através de Melhorias na Composição do Fluido de Perfuração à Base de Polímeros**, Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro – 2006.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. – **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Rio de Janeiro. Editora Interciência – 2006.

SANTOS, P. S. – **Tecnologia de Argilas: Aplicada às Argilas Brasileiras**, Vol. 2 – Aplicações. Editora Edgard Bluncher Ltda. São Paulo – 1975.

SETOR1. – **Fluidos Entre Placas Paralelas**. Disponível em <[http://www.setor1.com.br/analises/reologia/cisa\\_figu.htm](http://www.setor1.com.br/analises/reologia/cisa_figu.htm)>. Acesso em 20 Nov. 2011.

SORBIE, K. S. – **Polymer-improved Oil Recovery**, CRC Press, Inc. USA and Canada – 1991.

SOTO, C. M. A. – **Optimización de un Fluido “Drill-In” para Perforar Zonas Hidrocarburíferas**, Tesis, ESPOL, Guayaquil, Equador – 2008.

THOMAS, J. E. – **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2ª Edição, Editora Interciência. Rio de Janeiro – 2001.

TONNESEN, D. A., LUZ, A. B., BERTOLINO, L. C. – **Caracterização e Beneficiamento das Bentonitas dos Novos Depósitos de Cubati e Pedra Lavrada – PB**, Série Anais da XVIII Jornada de Iniciação Científica – 2010.

VALENZUELA DÍAZ, F. R. – **Zeólitas e Argilas na Indústria do Petróleo**, curso promovido pela pós-graduação em Engenharia Química/CCT/UFCG, Campina Grande – 2003.

van OLPHEN, H. – **An Introduction to Clay Colloid Chemistry**, Second Edition, Interscience, New York – 1977.

YAMAKI, D. – **Saiba o que é Tixotropia**, 20 Dez. 2010. Disponível em <<http://www.poliresinas.com.br/blog/dicas/voce-sabe-o-que-e-tixotropia/>>. Acesso em 08 Dez. 2011.