

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

# Estudo da Filtração de Fluidos Reticulados em Simulações Físicas de Fraturamento Hidráulico

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL  
SEÇÃO CIRCULANTE

Autor: Vinícius Perrud Grothe  
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro

08/2000

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR VINÍCIUS PERRUD  
GROTHE E APROVADA PELA  
COMISSÃO JULGADORA EM 04/08/2000

  
ORIENTADOR

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

# **Estudo da Filtração de Fluidos Reticulados em Simulações Físicas de Fraturamento Hidráulico**

Autor: Vinícius Perrud Grothe  
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL  
SEÇÃO CIRCULANTE

Curso: Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2000  
S.P. - Brasil

N.º CHAMADA: TI/UNICAMP  
G915e  
41602  
278100  
 PREÇO R\$ 11,00  
 DATA 14-07-00  
 N.º CPD

CM-00142380-9

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

G915e	<p>Grothe, Vinícius Perrud</p> <p>Estudo da filtração de fluidos reticulados em simulações físicas de fraturamento hidráulico / Vinícius Perrud Grothe -- Campinas, SP: [s.n.], 2000.</p> <p>Orientador: Paulo Roberto Ribeiro.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.</p> <p>1. Poços de petróleo - Fraturamento hidráulico.          2. Rochas - Fratura. 3. Filtro e filtração. 4. Engenharia do petróleo. 5. Poços de petróleo. I. Ribeiro, Paulo Roberto. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.</p>
-------	--

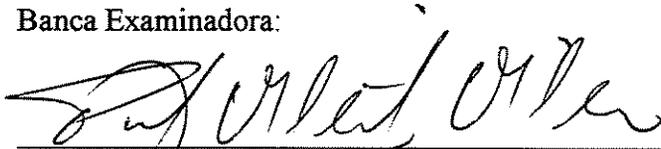
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

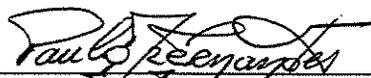
**Estudo da Filtração de Fluidos Reticulados em  
Simulações Físicas de Fraturamento Hidráulico**

Autor: Vinícius Perrud Grothe  
Orientador: Paulo Roberto Ribeiro

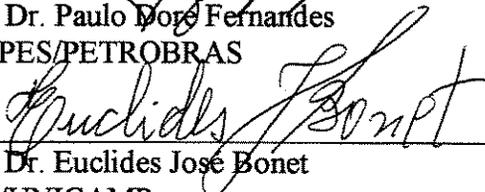
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro, Presidente  
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Paulo More Fernandes  
CENPES/PETROBRAS



Prof. Dr. Euclides José Bonet  
FEM/UNICAMP

Campinas, 04 de fevereiro de 2000.

## **Dedicatória**

Dedico este trabalho a meus pais, José Maurício e América, e irmãs, Raquel e Heloísa, os quais me proporcionaram alegrias inestimáveis e muita força ao longo de todas as etapas de minha vida.

## **Agradecimentos**

A realização deste trabalho contou com incentivo e apoio de diversas pessoas e instituições, às quais expresso meu sincero agradecimento:

Ao orientador Paulo Roberto Ribeiro, pelo direcionamento e colaboração relevantes em todos os estágios do trabalho.

Aos professores José Luiz Antunes de Oliveira e Sousa e Euclides José Bonet, pelo apoio na orientação e acompanhamento das atividades.

Ao engenheiro Paulo Dore Fernandes, pela sugestão do tema e contribuições diversas ao longo do ano.

Aos companheiros de trabalho e excelentes profissionais Leandro Augusto Fernandes e Luiz Benedicto Pompeo Neto, pelo empenho e apoio constantes.

A todos os companheiros e amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP), sejam eles professores, estudantes ou funcionários (em especial à Fátima Sueli Simões Lima e à Alice Kiyoka Obata), pelos incontáveis bons momentos e contribuições em meu conhecer.

Aos membros do Capítulo Estudantil da SPE, pelo companheirismo e sucesso coletivo atingido nas atividades desenvolvidas, especialmente no *SPE 1999 South American and Caribbean Student Presentation / Paper Contest*.

A todo o pessoal do CENPES, os quais contribuíram direta ou indiretamente para a realização de trabalhos experimentais.

A Marcos Antônio Rosolen e Bonifácio Bezerra, ambos pelas instruções relativas à elaboração de fluidos de fraturamento em laboratório.

Ao amigo e companheiro de turma Carlos Pedroso Júnior e à PETROBRAS, pela excelente oportunidade de estágio na E&P-ES (São Mateus).

À UNICAMP, pelo mestrado como um todo.

À PETROBRAS, pela permissão de uso de laboratórios do CENPES.

Ao PRONEX / MCT, pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Estimulação de Poços do DEP, pela infra-estrutura disponibilizada para o trabalho.

À CAPES, pela bolsa de estudos fornecida.

*As vitórias de ontem são menos importantes que os planos de amanhã.*

## Resumo

GROTHER, Vinícius Perrud. *Estudo da Filtração de Fluidos Reticulados em Simulações Físicas de Fraturamento Hidráulico*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000. 143 p. Dissertação (Mestrado).

A perda de fluido por filtração é um dos aspectos fundamentais no projeto e na execução de operações de fraturamento hidráulico. Este trabalho teve como objetivos: o estudo da filtração associada à propagação de fraturas hidráulicas geradas em laboratório; e a comparação entre dois métodos para a determinação de coeficientes de filtração (análises de Nolte e de curvas de volume de filtrado vs. tempo). Foram utilizados corpos de prova de rocha sintética e géis reticulados com diferentes concentrações de polímero. O simulador físico é constituído por uma estrutura de reação projetada para corpos de prova cúbicos (10x10x10) cm<sup>3</sup>, os quais foram submetidos a um estado tridimensional de tensões. Foram usadas diferentes vazões de injeção com o objetivo de investigar o efeito do cisalhamento sobre o coeficiente global de filtração. Foram geradas fraturas radiais horizontais com diâmetros próximos, recorrendo-se ao controle do tempo de propagação. Coeficientes de filtração obtidos via análise de Nolte foram comparados com coeficientes provenientes de células de filtração estática, considerando-se condições experimentais similares. Os resultados foram discutidos, concluindo-se que a simulação física de fraturamento constitui uma ferramenta útil para a avaliação da eficiência de fluidos e que também pode fornecer estimativas de coeficientes de filtração. A metodologia utilizada no trabalho consistiu numa técnica relativamente simples para a comparação da eficiência de diferentes géis de fraturamento.

### *Palavras Chave*

- Fraturamento, Hidráulico, Fratura, Filtração, Gel, Reticulado, Declínio, Pressão, Reboco

## Abstract

GROTHER, Vinícius Perrud. The Study of Crosslinked Fluids Leakoff in Physical Simulations of Hydraulic Fracturing. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000. 143 p. Dissertation (MSc).

The fluid loss plays an important role in the design and placement of hydraulic fracturing treatments. The main objectives of this work were: the study of the fluid loss associated with the propagation of hydraulic fractures generated at laboratory; and the comparison of two distinct methods for estimating leakoff coefficients (Nolte analysis and the filtrate volume vs. square root of time plot). Synthetic rock samples were used as well as crosslinked fluids in different polymer concentrations. The physical simulations comprised the confinement of cubic rock samples, (10x10x10) cm<sup>3</sup>, in a load cell for the application of an *in situ* stress field. Different flow rates were employed in order to investigate shear effects on the overall leakoff coefficient. Horizontal radial fractures were hydraulically induced with approximate diameters, what was accomplished by controlling the injection time. Overall leakoff coefficients determined by means of Nolte analysis were compared to coefficients obtained from static filtration tests, considering similar experimental conditions. The research results indicated that the physical simulation of hydraulic fracturing may be regarded as an useful tool for evaluating the efficiency of fracturing fluids and that it can supply reliable estimates of fluid loss coefficients. The experimental methodology applied in this work turned out to be a considerably simple technique which allowed comparisons of fracturing gels pursuing different leakoff properties.

### *Key Works*

- Fracture, Fracturing, Leakoff, Fluid-loss, Crosslinked, Gel, Pressure, Decline, Filter-Cake

# Índice

Lista de Figuras .....	xii
Lista de Tabelas .....	xv
Nomenclatura .....	xvi
1. Introdução .....	1
1.1 Fraturamento hidráulico .....	1
1.2 Importância da filtração do fluido de fraturamento .....	3
1.3 O minifrac .....	5
1.4 Objetivo do trabalho .....	5
2. Fluidos de Fraturamento .....	7
2.1 Histórico .....	7
2.2 Aspectos reológicos .....	8
3. Filtração do Fluido de Fraturamento .....	11
3.1 O fenômeno da filtração .....	11
3.2 Perda inicial de filtrado ( <i>spurt loss</i> ) e formação de reboco .....	12
3.3 Mecanismos de filtração .....	13
3.4 Filtração estática <i>versus</i> filtração dinâmica .....	18
3.5 Ensaio de filtração dinâmica .....	19
3.6 Variáveis que afetam a filtração de fluidos reticulados .....	20
3.7 Modelagem da filtração dinâmica .....	26

4. Materiais e Metodologia Experimental .....	29
4.1 Géis utilizados nos ensaios .....	29
4.2 Simulação física de fraturamento hidráulico .....	35
4.3 Filtração estática .....	43
4.4 Filtração dinâmica .....	45
4.5 Variáveis envolvidas na simulação de fraturamento e ensaios de filtração .....	47
5. Resultados .....	52
5.1 Simulação física de fraturamento hidráulico .....	52
5.2 Filtração estática .....	73
5.3 Filtração dinâmica .....	81
5.4 Comparação dos coeficientes de filtração $C_L$ e $C_w$ .....	83
6. Conclusões e Recomendações .....	87
Referências Bibliográficas .....	95
Anexos .....	104
I. Materiais utilizados .....	104
II. Simulação física de fraturamento hidráulico .....	114
Apêndices .....	132
A. A análise de Nolte .....	132
B. O modelo de Carter .....	140

## Lista de Figuras

1.1 Representação esquemática de uma fratura hidráulica .....	2
2.1 Comportamento reológico de fluidos .....	9
3.1 Zonas envolvidas no processo de filtração .....	12
3.2 Gráfico de volume acumulado de filtrado <i>versus</i> raiz quadrada do tempo .....	16
3.3 Estrutura interna de uma típica célula de filtração dinâmica .....	19
3.4 Perfil típico de taxas de cisalhamento no interior da fratura .....	20
3.5 Taxa de cisalhamento <i>versus</i> distância ao longo da fratura .....	22
4.1 Unidade estrutural repetitiva do hidroxipropil guar .....	31
4.2 Índice de consistência dos géis .....	33
4.3 Índice de comportamento dos géis .....	34
4.4 Foto do gel 60 (sem corante) .....	34
4.5 Foto do gel 60 (com corante) .....	35
4.6 Foto da célula de confinamento dos corpos de prova .....	37
4.7 Foto de atuador hidráulico .....	37
4.8 Circuito hidráulico para confinamento dos corpos de prova .....	38
4.9 Fluxograma simplificado do circuito hidráulico .....	39
4.10 Foto do aparato experimental .....	40
4.11 Configuração interna do sistema corpo de prova / tubo injetor .....	42
4.12 Foto do sistema corpo de prova / tubo injetor de gel .....	43
4.13 Foto dos componentes da célula de filtração estática .....	44
4.14 Representação esquemática da célula de filtração estática .....	44
4.15 Esquemática do simulador de filtração dinâmica .....	45
4.16 Detalhe da câmara de filtração .....	46
5.1 Comportamento típico da pressão nos ensaios de fraturamento .....	52
5.2 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 2,4 \text{ kg/m}^3$ / $Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	54

5.3 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	54
5.4 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	55
5.5 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	55
5.6 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	56
5.7 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	56
5.8 Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista <i>Pressão vs. G</i> ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	58
5.9 Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista <i>Pressão vs. G</i> ( $C_{HPG} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	58
5.10 Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista <i>Pressão vs. G</i> ( $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	58
5.11 Fotos de fraturas geradas em ensaios de simulação física de fraturamento .....	60
5.12 Fotos de fraturas geradas em ensaios de simulação física de fraturamento .....	61
5.13 Tempo de propagação das fraturas geradas em laboratório ( $2,45 \text{ cm} < R < 2,7 \text{ cm}$ ) .....	63
5.14 Coeficientes de filtração $C_L$ determinados a partir dos ensaios de fraturamento .....	64
5.15 Médias dos coeficientes de filtração $C_L$ .....	66
5.16 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	68
5.17 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	68
5.18 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	69
5.19 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	69
5.20 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	70
5.21 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	70
5.22 Comportamento da pressão de injeção ( $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{sílica} = 9,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	71

5.23 Comportamento da pressão de injeção	
( $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3$ / $C_{\text{silica}} = 9,6 \text{ kg/m}^3$ / $Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) .....	71
5.24 Volume de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 2,4 \text{ kg/m}^3$ ) .....	74
5.25 Volume de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3$ ) .....	74
5.26 Volume de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3$ ) .....	75
5.27 Volume de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3$ ) .....	75
5.28 Volume de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 7,2 \text{ kg/m}^3$ ) .....	76
5.29 Foto de um reboco sendo retirado do papel de filtro .....	77
5.30 Volume de filtrado por unidade de área <i>versus</i> tempo ( $\Delta P = 300 \text{ psi}$ ) .....	78
5.31 Volume de filtrado por unidade de área <i>versus</i> tempo ( $\Delta P = 500 \text{ psi}$ ) .....	78
5.32 Volume de filtrado por unidade de área <i>versus</i> raiz quadrada do tempo ( $\Delta P = 300 \text{ psi}$ ) .....	79
5.33 Volume de filtrado por unidade de área <i>versus</i> raiz quadrada do tempo ( $\Delta P = 500 \text{ psi}$ ) .....	79
5.34 Coeficientes de filtração $C_w$ determinados a partir de ensaios de filtração estática .....	80
5.35 Massa de filtrado <i>versus</i> tempo ( $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3$ / $\Delta P = 200 \text{ psi}$ ) .....	81
5.36 Comparação de $C^*$ e $C_w$ .....	84

## Lista de Tabelas

4.1	Formulação típica de gel de fraturamento .....	29
4.2	Nomenclatura proposta para os géis e respectivas concentrações de HPG .....	33
4.3	Propriedades mecânicas e petrofísicas médias dos corpos de prova .....	41
4.4	Composição dos corpos de prova de rocha sintética .....	42
4.5	Descrição dos dutos existentes no simulador de filtração dinâmica .....	46
4.6	Tempo de médio de residência do gel na tubulação de injeção .....	48
4.7	Médias temporais corrigidas de pressão de propagação .....	50
5.1	Pressões de quebra corrigidas .....	59
5.2	Desvio-padrão dos coeficientes globais de filtração .....	64

## Nomenclatura

### Letras Latinas

A	área	$m^2$
$A_f$	área da fratura	$m^2$
$A_p$	área da fratura submetida à filtração	$m^2$
$c_f$	complacência da fratura	$m/Pa$
$c_r$	compressibilidade da rocha	$Pa^{-1}$
$c_t$	compressibilidade total	$Pa^{-1}$
$C_c$	coeficiente de filtração relativo a propriedades da formação	$m/s^{1/2}$
$C_{cvw}$	coeficiente global de filtração (mecanismos combinados)	$m/s^{1/2}$
$C_d$	coeficiente dinâmico de filtração	$m/s$
$C_{HPG}$	concentração de polímero HPG	$kg/m^3$
$C_L$	coeficiente global de filtração	$m/s^{1/2}$
$C_{sílica}$	concentração de sílica	$kg/m^3$
$C_v$	coeficiente de filtração relativo a propriedades do filtrado	$m/s^{1/2}$
$C_{vc}$	coeficiente de filtração (associação de $C_v$ e $C_c$ )	$m/s^{1/2}$
$C_w$	coeficiente de filtração relativo à formação de reboco	$m/s^{1/2}$
$C^*$	média dos valores de $C_L$ obtidos para um único gel	$m/s^{1/2}$
E	módulo de Young	$Pa/m$
$E'$	módulo elástico de deformação plana	$Pa/m$
$f_p$	razão $A_p/A_f$	
g	aceleração da gravidade	$m/s^2$
G	módulo de cisalhamento ou módulo de elasticidade angular	$Pa/m$
$h_f$	altura de fratura	m
$h_p$	altura de fratura sujeita à filtração	m

H	profundidade do reservatório	m
k	permeabilidade da formação	m <sup>2</sup>
K	índice de consistência	Pa.s <sup>n</sup>
K <sub>f</sub>	fator de conversão de K para fratura radial	Pa.s <sup>n</sup>
L	comprimento de tubo	m
L <sub>f</sub>	comprimento de fratura	m
n	índice de comportamento	
P	pressão	Pa
$\bar{P}$	média temporal da pressão de propagação	Pa
P <sub>c</sub>	pressão de fechamento da fratura	Pa
P <sub>e</sub>	pressão estática do reservatório	Pa
P <sub>n</sub>	pressão líquida	Pa
P <sub>p</sub>	pressão de poros	Pa
P <sub>q</sub>	pressão de quebra	Pa
P <sub>w</sub>	pressão de fundo de poço	Pa
Q	vazão	m <sup>3</sup> /s
$\bar{Q}$	vazão efetiva	m <sup>3</sup> /s
Q <sub>i</sub>	vazão de injeção	m <sup>3</sup> /s
Q <sub>f</sub>	taxa de crescimento volumétrico da fratura	m <sup>3</sup> /s
Q <sub>L</sub>	vazão de filtrado	m <sup>3</sup> /s
R	raio da fratura	m
R <sub>p</sub>	raio de tubulação	m
RT	resistência à tração	Pa
t	tempo	s
t <sub>D</sub>	tempo adimensional ( $t_D = t/t_p$ )	
t <sub>p</sub>	tempo de propagação de fratura	s
t <sub>sp</sub>	duração da perda inicial de filtrado ( <i>spurt loss</i> )	s
T	temperatura	°C
v	velocidade de filtração	m/s
$\bar{v}$	velocidade média	m/s
V <sub>e</sub>	volume de filtrado associado à espessura de equilíbrio do reboco	m <sup>3</sup>

$V_f$	volume da fratura	$m^3$
$V_i$	volume de fluido injetado	$m^3$
$V_L$	volume de filtrado	$m^3$
$V_{LS}$	volume de filtrado durante o fechamento da fratura	$m^3$
$V_{sp}$	volume inicial de filtrado ( <i>spurt loss</i> )	$m^3$
$w$	abertura da fratura	$m$
$\bar{w}$	abertura média de fratura	$m$

### Letras Gregas

$\alpha$	compressibilidade de reboco	
$\beta$	razão entre pressão líquida "média" na fratura e pressão líquida	
$\dot{\gamma}$	taxa de deformação	$s^{-1}$
$\Delta P$	diferencial de pressão	Pa
$\Delta P_f$	perda de carga em trecho da linha de injeção	Pa
$\zeta$	fator de tortuosidade	
$\kappa$	múltiplo de $C_L$ relativo à perda inicial de filtrado ( <i>spurt loss</i> )	
$\mu$	viscosidade Newtoniana	Pa.s
$\mu_a$	viscosidade aparente	Pa.s <sup>n</sup>
$\mu_L$	viscosidade do filtrado	Pa.s
$\mu_r$	viscosidade do fluido da formação	Pa.s
$\nu$	módulo de Poisson	
$\rho$	densidade	$kg/m^3$
$\sigma$	tensão total	Pa
$\sigma_e$	tensão efetiva	Pa
$\sigma_{he1}$	maior tensão efetiva horizontal	Pa
$\sigma_{he2}$	menor tensão efetiva horizontal	Pa
$\sigma_v$	tensão vertical total ( <i>overburden</i> )	Pa
$\tau$	tensão de cisalhamento	Pa
$\phi$	porosidade	

## **Abreviaturas**

A/D analógico/digital

API American Petroleum Institute

Frat. fraturamento

HPG hidróxi-propil guar

HEC hidróxi-etil celulose

KGD Khristianovic - Zheltov e Geertsma - de Klerk

PKN Perkins - Kern e Nordgren

ref. referente a

rpm rotações por minuto

vol. volume

vs. *versus*

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Fraturamento hidráulico

A exploração de jazidas portadoras de hidrocarbonetos assume, há algumas décadas, um papel de inigualável importância na matriz energética mundial. Atualmente, em função da oscilação de preços do barril do petróleo associada à crise econômica mundial – fatores que vêm afetando sensivelmente as atividades de E&P em todos os continentes – os aspectos econômicos envolvidos na exploração de um reservatório tornam-se ainda mais críticos. Neste cenário surge a necessidade de análises de viabilidade econômica cada vez mais criteriosas, bem como soluções/ inovações tecnológicas que venham ao encontro das necessidades da indústria do petróleo na virada do milênio.

A engenharia de petróleo tem buscado continuamente o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias capazes de tornar as características de rocha e fluidos favoráveis à exploração econômica das jazidas. Dentre essas tecnologias, podem ser citadas a recuperação secundária de hidrocarbonetos, a restauração de poços e a estimulação de rochas-reservatório.

O fraturamento hidráulico é um processo industrial que vem sendo amplamente utilizado desde 1947 para a estimulação (aumento do índice de produtividade) de poços produtores de óleo ou gás. Esta técnica também é utilizada para aumentar a injetividade de poços injetores de água. O fraturamento hidráulico tem sido aplicado tradicionalmente a reservatórios de permeabilidade relativamente baixa (inferior a 10 mD).

A estimulação de poços por fraturamento tem se expandido recentemente como decorrência do sucesso alcançado por tratamentos *frac-packing*\*. Atualmente operações de fraturamento em formações com até 1 D são realizados com sucesso. Entre os benefícios de fraturar formações de elevada permeabilidade se incluem o desvio (*bypass*) ao dano e também a estimulação resultante do efeito conhecido como aumento do raio efetivo do poço (que implica em antecipação da produção).

Na aplicação deste processo, um fluido viscoso (normalmente não-Newtoniano) é bombeado para o fundo do poço a uma pressão suficientemente elevada, visando a criação de uma fratura de alta condutividade na formação de interesse. A fratura inicia-se junto à parede do poço e propaga-se rumo ao interior da formação à medida que o fluido é injetado. O fluido de fraturamento transporta sólidos responsáveis pela sustentação da fratura (normalmente areia ou bauxita), os quais asseguram a existência de um canal efetivo e permanentemente aberto ao fluxo de hidrocarbonetos após o fim do bombeio, conforme ilustrado na Figura 1.1.

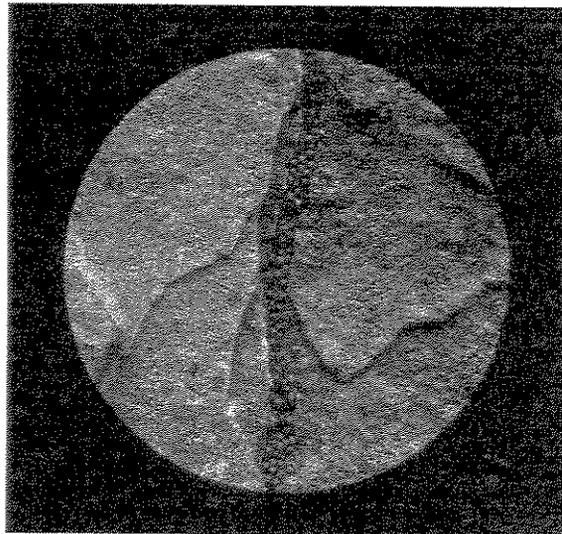


Figura 1.1: Representação esquemática de uma fratura hidráulica

---

\* *Frac-packing* consiste na associação das técnicas de fraturamento hidráulico e *gravel-packing*. Visa a redução da produção de areia em formações pouco consolidadas, além do aumento da produção de hidrocarbonetos.

A fratura é criada pela redistribuição de tensões causada pela pressurização do poço, que provoca o surgimento de esforços na parede do poço superiores à resistência à tração da rocha. Os principais fatores responsáveis pela geometria e pela orientação da fratura resultante são as propriedades mecânicas da rocha e o campo de tensões existente na zona fraturada e nas zonas adjacentes.

## **1.2 Importância da filtração do fluido de fraturamento**

O fenômeno da perda de fluido por filtração durante a propagação de uma fratura assume papel relevante uma vez que está diretamente relacionado à eficiência volumétrica do tratamento, tendo implicações técnico-econômicas no projeto e na execução do método. A eficiência volumétrica do tratamento é definida como sendo a razão entre o volume da fratura criada e o volume de fluido injetado.

A necessidade de minimizar os custos materiais e relativos a bombeamento, bem como a prevenção de dano à formação, exigem a utilização do menor volume possível para atingir a geometria de fratura desejada. Neste contexto, a taxa de filtração durante a propagação da fratura merece atenção especial. Por exemplo, um eventual acréscimo da eficiência volumétrica do tratamento de 50 % para 90 % promove uma redução de 44,5 % no volume de fluido necessário para gerar uma determinada geometria de fratura.

Perdas de fluido de fraturamento não previstas em projeto podem propiciar desde volumes de fratura insuficientes até mesmo o término prematuro de uma operação, provocado por embuchamento\*. Taxas muito baixas de filtração podem provocar distribuição irregular dos agentes de sustentação ao longo da fratura, como resultado de atraso no tempo de fechamento da mesma\*\*. A eficiência do fluido no que tange ao controle da filtração é, indubitavelmente, uma das características decisivas para o sucesso destas operações.

---

\* O embuchamento consiste em uma obstrução ao escoamento do poço para a fratura causada pela aglomeração de agentes de sustentação, o que inviabiliza o prosseguimento da operação. \*\* A distribuição dos agentes de sustentação na fratura deve promover a maximização da condutividade da mesma ao final do tratamento.

Os objetivos vislumbrados ao se realizar o fraturamento em reservatórios de baixas e elevadas permeabilidades são evidentemente distintos. No caso de formações com baixa permeabilidade, a meta, em geral, consiste na obtenção de uma fratura com grande penetração, sem a ocorrência de embuchamento (*tip screenout*)<sup>\*</sup>. Quando se trata de rochas bastante permeáveis, o mesmo torna-se necessário, a fim de que se possa maximizar a condutividade da fratura; neste caso, a finalidade do tratamento é comumente o desvio (*bypass*) ao dano. Novamente, a compreensão e o controle do processo de filtração tornam-se fundamentais, uma vez que possibilitam tanto a prevenção quanto a otimização do embuchamento (*tip screenout*).

Nolte (1979, 1986) apresentou um método (Apêndice A) através do qual é possível determinar taxas de filtração durante a propagação de fraturas hidráulicas. Este método, baseado em uma análise do comportamento da pressão após o fim do bombeio, tornou-se um padrão na indústria do petróleo. Vale ressaltar que o modelo de filtração adotado por Nolte foi proposto por Carter, em 1957 (Apêndice B).

Antes da execução de um fraturamento hidráulico, é comum o emprego de um teste de calibração denominado *minifrac* (vide item 1.3), tradicionalmente vinculado à análise de Nolte. A principal finalidade do *minifrac* é estimar a perda de fluido de fraturamento por filtração, a qual é representada por um coeficiente fenomenológico ( $C_L$ ). O coeficiente global de filtração consiste basicamente em uma constante de proporcionalidade entre a velocidade e o tempo de filtração; a estimativa do mesmo é essencial para os cálculos de projeto do fraturamento.

Por outro lado, ensaios de laboratório envolvendo filtração estática e dinâmica não somente fornecem estimativas de coeficientes de filtração como também viabilizam a otimização da eficiência dos fluidos de fraturamento relativa ao controle da filtração. Ensaios dinâmicos têm sido freqüentemente estudados com o intuito de aprimorar a compreensão e a modelagem do complexo fenômeno da filtração. Testes experimentais permitem relacionar coeficientes de filtração com:

---

\* O embuchamento denominado *tip screenout* é induzido em tratamentos *frac-packing* através de uma combinação entre variáveis operacionais (vazão de injeção e concentração de agentes de sustentação).

- propriedades petrofísicas da formação e fluidos usados nos tratamentos;
- aspectos operacionais e condições de fundo de poço, tais como pressão, temperatura, taxa e histórico de cisalhamento.

### 1.3 O minifrac

O procedimento de *minifrac* emprega volumes moderados (20 a 200 m<sup>3</sup>) do mesmo fluido empregado durante a maior parte da operação de fraturamento. As vazões de injeção também são as mesmas adotadas no tratamento principal. O fluido não deve conter agentes de sustentação, para permitir o fechamento completo da fratura após o fim do bombeio.

Dados provenientes de um *minifrac* não devem ser utilizados para estimar a taxa de filtração em situações onde outros fluidos ou aditivos são empregados, assim como em outras condições de reservatório (permeabilidade, temperatura e diferencial de pressão). Isto ocorre porque tais variáveis normalmente afetam a taxa de filtração *in situ*.

### 1.4 Objetivo do trabalho

Este trabalho visou basicamente:

- a investigação do fenômeno de perda de fluido por filtração associada à propagação de fraturas hidráulicas geradas em laboratório.
- a comparação de dois métodos diferentes para a determinação de coeficientes de filtração: a análise de Nolte e a análise de curvas de volume de filtrado vs. tempo; trata-se da comparação entre coeficientes globais de filtração provenientes de ensaios de fraturamento ( $C_L$ ) e coeficientes obtidos a partir de ensaios de filtração estática e dinâmica ( $C_w$ ). Pôde-se, desta forma, verificar a validade do método utilizado em campo para a determinação de coeficientes de filtração.

- o estudo da influência da vazão de injeção sobre a eficiência volumétrica do tratamento e a comparação do desempenho de diferentes fluidos no controle da filtração.

- a avaliação do efeito de agentes redutores de filtrado (sílica microparticulada) em ensaios de simulação física de fraturamento hidráulico.

## Capítulo 2

### Fluidos de Fraturamento Hidráulico

Os fluidos de fraturamento são classificados de acordo com características físicas e químicas. Alguns fluidos são constituídos por soluções poliméricas, recebendo a denominação de fluidos lineares. Quando os fluidos lineares são submetidos a reações de reticulação (complexação das moléculas poliméricas), surgem então os fluidos conhecidos como géis reticulados. Fluidos fraturantes também podem apresentar fases gasosa e líquida coexistentes (fluidos aerados/espumas) ou emulsões (fluidos emulsionados).

#### 2.1 Histórico

Desde o advento do processo de fraturamento hidráulico, em 1947, a química-física dos fluidos de fraturamento vem se desenvolvendo significativamente. Hoje vários tipos de fluidos e aditivos são disponíveis, tendo em vista a adequação às mais diversas condições de reservatório e aspectos operacionais.

As primeiras operações de estimulação por fraturamento empregaram fluidos à base de óleo, sendo comum, por exemplo, a combinação simples de gasolina, *napalm* e areia. No final da década de 50, fluidos à base de água com goma guar tornaram-se populares. Em 1969, o primeiro fluido com guar reticulado foi empregado em uma operação de campo. A preocupação quanto ao dano à formação levou à substituição da goma guar pelo polímero HPG (hidroxi-propil guar) na década de 70. Ao final dos anos 80, 70 % das operações de fraturamento foram realizadas com fluidos à base de água gelificados com guar ou HPG. Nos restantes 30 % verificou-se principalmente o uso de fluidos gaseificados.

Hoje em dia é bastante comum a utilização de fluidos à base de água com HPG ou HEC (hidroxi-etil celulose), ambos reticulados. Normalmente são introduzidos aos fluidos modernos de fraturamento vários aditivos, cuja finalidade está vinculada a ajuste de pH, controle de crescimento microbiológico, minimização de dano à formação, controle de filtração, estabilidade térmica, facilidade de limpeza da formação pós-tratamento, etc. No início da década de 90 surgiu no mercado uma nova categoria de fluidos de fraturamento, à base de surfactantes viscoelásticos; estes fluidos não requerem polímeros, biocidas, agentes de reticulação ou quebradores de gel e proporcionam maior condutividade da fratura após o tratamento, devido à minimização de resíduos (Samuel, 1997).

O êxito na estimulação de poços via fraturamento hidráulico depende de uma série de fatores; dentre eles, destaca-se a perda de fluido da fratura para a formação por filtração. A intensidade do fenômeno da filtração pode ser minimizada através de uma combinação entre a viscosidade do fluido e a contribuição de aditivos redutores de filtrado – os quais auxiliam a formação de um filme de partículas (conhecido como reboco) junto às paredes internas da fratura.

A composição química e as características reológicas de fluidos de fraturamento têm sido alvo de constante desenvolvimento científico-tecnológico por parte das companhias de E&P e prestadoras de serviços, com o intuito de otimizar o controle da filtração.

## **2.2 Aspectos reológicos**

A maioria dos fluidos usados na indústria do petróleo não exhibe comportamento Newtoniano. É o caso de fluidos de fraturamento, lamas de perfuração, fluidos de completção, emulsões, entre outros. Alguns dos modelos reológicos comumente adotados para fluidos não-Newtonianos são: plásticos de Bingham, fluidos de Potência, Herschel-Bulkley, etc. Muitos dos fluidos empregados em fraturamento hidráulico são caracterizados reologicamente pelo modelo de Potência e apresentam comportamento pseudoplástico (Shah *et al*, 1992).

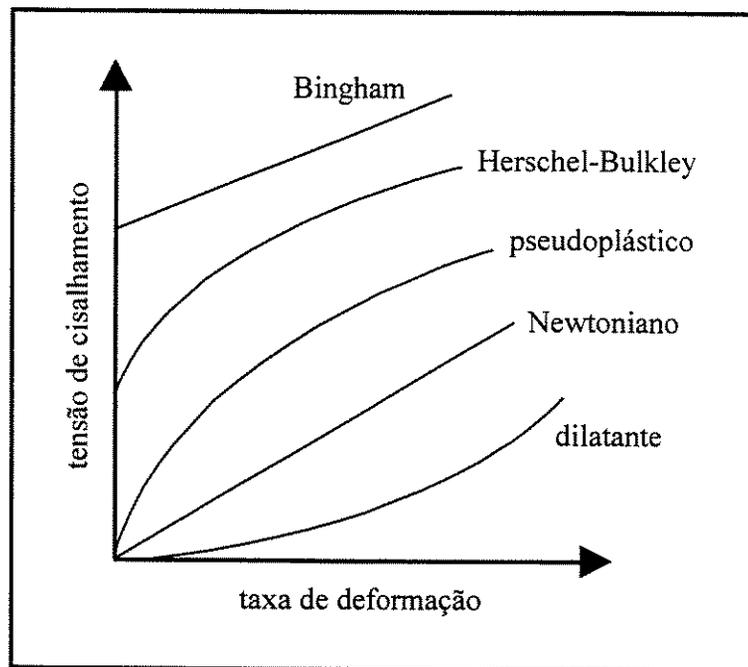


Figura 2.1: Comportamento reológico de fluidos (Bird *et al*, 1977)

A equação constitutiva de um fluido é muitas vezes expressa por um simples modelo reológico, contendo parâmetros determinados experimentalmente. Neste trabalho foram considerados fluidos não-Newtonianos, adotando-se o modelo reológico de Potência.

### 2.2.1 Modelo de Potência

A equação constitutiva de fluidos de Potência é expressa por:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (2.1)$$

A viscosidade do fluido de Potência depende da taxa de deformação. Neste modelo, há dois parâmetros reológicos: o índice de comportamento,  $n$ , e o índice de consistência,  $K$ . Se  $n > 1$  o fluido é dilatante e se  $n < 1$  o fluido é pseudoplástico. Quando  $n = 1$ , trata-se de um fluido Newtoniano ( $K = \mu$ ).

A viscosidade aparente de um fluido de Potência pode ser definida como a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento. Reescrevendo a Equação 2.1, tem-se:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^{n-1}\dot{\gamma} \quad (2.2)$$

e, conseqüentemente:

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (2.3)$$

## **Capítulo 3**

### **Filtração do Fluido de Fraturamento**

#### **3.1 O fenômeno da filtração**

O fenômeno da filtração ocorre, basicamente, quando uma solução polimérica ou uma mistura qualquer contendo sólidos em suspensão é pressurizada contra um meio poroso. Os componentes sólidos tendem a se depositar e se aderir na superfície do meio poroso exposta ao fluido, formando um filme. A espessura desta camada de material agregado aumenta com o tempo, o que promove gradualmente uma redução da taxa de filtração.

Durante uma operação de fraturamento hidráulico, um fluido geralmente polimérico é injetado na formação sob elevadas pressões visando a criação e a propagação de uma fratura. Parte desse fluido se perde para a formação por filtração, deixando um filme – denominado reboco – aderido à superfície da fratura. O comportamento da filtração depende de quanto o polímero invade a rocha permeável e da espessura do reboco formado, a qual é limitada pela tensão de cisalhamento associada ao fluxo no interior da fratura.

### 3.2 Perda inicial de filtrado (*spurt loss*) e formação de reboco

Pela teoria da filtração, introduzida por Carter (1957), duas fases distintas ocorrem durante o processo de filtração do fluido de fraturamento:

1) Uma fase inicial que antecede a formação do reboco (*spurt loss*), na qual podem ocorrer taxas elevadas de filtração. Nesta fase ocorre apenas a invasão do filtrado na formação, deslocando e comprimindo os fluidos previamente existentes.

2) Na segunda fase sucede a formação e a consolidação do reboco sobre a superfície do meio filtrante. O crescimento do reboco está diretamente associado à velocidade de filtração. Nesta fase, o fluxo de fluido da fratura para a formação é controlado pela resistência do reboco.

A filtração durante a propagação da fratura envolve, portanto, três regiões distintas: o reboco, a zona invadida pelo filtrado (ambas de espessura variável) e a região onde há apenas fluidos da formação.

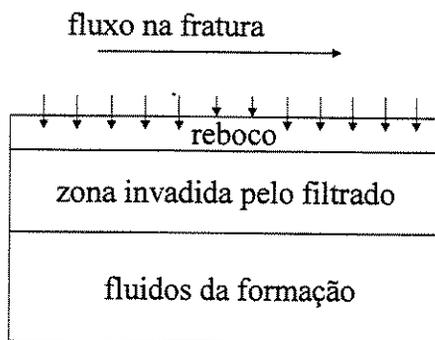


Figura 3.1: Zonas envolvidas no processo de filtração

O reboco é formado na maioria dos casos por material polimérico e outros sólidos particulados, especialmente os aditivos anti-filtração. A segunda região contém o filtrado, o qual pode apresentar propriedades dependentes do tempo em decorrência de eventuais alterações da viscosidade do fluido de fraturamento; nesta região provavelmente pode ser encontrada uma parcela de fluidos da própria formação (Schechter, 1992).

No decorrer do processo de filtração, os fluidos da formação, nas proximidades da fratura, são substituídos gradativamente pelo filtrado. Dependendo da composição química do filtrado, sua viscosidade pode eventualmente ser maior que a do fluido presente no reservatório e tal fato pode levar a uma redução adicional na taxa de filtração. Por outro lado, se as viscosidades do filtrado e do fluido existente nos poros forem semelhantes, então as viscosidades dos fluidos não influenciam de maneira relevante a taxa de filtração (Yue *et al*, 1997).

Durante a filtração, o reboco atinge uma espessura de equilíbrio para uma determinada vazão e tempo de exposição ao fluido. A espessura de equilíbrio ocorre quando a tensão de cisalhamento sobre o reboco é igual à resistência coesiva do mesmo, ou seja, quando a taxa de deposição de partículas é igual à taxa de remoção. Quando a tensão de cisalhamento supera a resistência coesiva do reboco, então este tende a sofrer erosão.

O processo de formação e compactação do reboco está associado ao diferencial de pressão entre a fratura e a formação: a resistência coesiva do reboco depende não apenas da composição química do fluido de fraturamento, mas também do diferencial de pressão.

Se as cadeias poliméricas e demais componentes particulados forem demasiadamente grandes, a coesão entre as partículas é menor, resultando num reboco menos consolidado; além disso, o filme tende a não se formar rapidamente. Por outro lado, se o tamanho das partículas for suficientemente pequeno, estas tendem a entrar no meio poroso e formar um reboco interno, com maior resistência à erosão.

### **3.3 Mecanismos de filtração**

A perda de fluido de fraturamento durante a propagação da fratura é representada normalmente por coeficientes de filtração e também pelo volume inicial de filtrado (*spurt loss*). Pela teoria clássica da filtração (Howard e Fast, 1970),  $V_{sp}$  é definido como a perda de fluido instantânea decorrente do primeiro contato entre o fluido e a formação.

Três diferentes mecanismos de filtração são descritos na literatura. Estes mecanismos estão associados a:

- efeitos da viscosidade do filtrado e de sua permeabilidade relativa (resistência ao escoamento na zona invadida pelo filtrado), englobados pelo coeficiente de filtração  $C_v$ ;
- efeitos da viscosidade e da compressibilidade do fluido da formação (resistência à filtração proporcionada pela zona não invadida), representados pelo coeficiente  $C_c$ ;
- resistência à filtração decorrente da formação e crescimento de reboco, caracterizada pelo coeficiente  $C_w$ .

Os três mecanismos podem eventualmente atuar de forma sinérgica em um processo de filtração. Ainda de acordo com a teoria clássica, independentemente do mecanismo considerado, a velocidade de filtração é inversamente proporcional à raiz quadrada do tempo, sendo a constante de proporcionalidade denominada coeficiente de filtração:

$$v = \frac{C_v}{\sqrt{t}}; \quad v = \frac{C_c}{\sqrt{t}}; \quad \text{e} \quad v = \frac{C_w}{\sqrt{t}} \quad (3.1)$$

De acordo com Economides e Nolte (1989), o mecanismo associado a  $C_v$  corresponde à situação idealizada na qual não ocorre a formação de reboco e o fluido da formação oferece uma resistência desprezível à invasão do fluido de estimulação, tal como no caso de reservatórios de gás. A injeção a pressão constante de um fluido Newtoniano no interior de um meio poroso, em condições de fluxo linear, pode ser expressa pela seguinte relação:

$$C_v = \sqrt{\frac{k \phi \Delta P}{2 \mu_L}} \quad (3.2)$$

onde  $k$  é a permeabilidade do meio poroso,  $\Delta P$  é a diferença entre a pressão na face da fratura e a pressão de poros da formação,  $\mu_L$  é a viscosidade do filtrado nas condições de fundo de poço e  $\phi$

é a porosidade da formação. Em artigo publicado por Roodhart (1983), consta a Equação 3.3 para correção de efeitos não-Newtonianos:

$$C_v = \sqrt{8k\phi} \left[ \frac{n}{3n+1} \right] \left[ \frac{(3n+1)\Delta P}{2\zeta(n+1)K} \right]^{\frac{1}{(n+1)}} \quad (3.3)$$

onde  $n$  e  $K$  são parâmetros reológicos e  $\zeta$  consiste num fator de tortuosidade. A contribuição deste mecanismo de filtração é possível no caso de reservatórios de gás, com um fluido de fraturamento de alta viscosidade e sem a formação de reboco. Vale afirmar que a viscosidade do filtrado que migra para a formação – sendo proveniente de um fluido com características formadoras de reboco – é geralmente bem menor que a viscosidade do fluido fraturante propriamente dita.

O coeficiente  $C_c$  é representativo de processos de filtração onde os fluidos fraturante e do reservatório possuem propriedades físicas semelhantes e não são significativamente compressíveis.

$$C_c = \Delta P \sqrt{\frac{k\phi c_t}{\pi\mu_r}} \quad (3.4)$$

onde  $\mu_r$  é a viscosidade do fluido da formação e  $c_t$  é a compressibilidade total da formação. Este mecanismo, conforme Nolte e Economides (1989), corresponde a situações em que o filtrado apresenta características de escoamento similares as do fluido da formação e onde o único fator que afeta a evolução da pressão é a compressibilidade total do reservatório.

É possível que, em determinadas circunstâncias, os efeitos de viscosidade, permeabilidade e compressibilidade sejam intensos em um processo de filtração, atuando concomitantemente. Dessa forma, quando não ocorre formação de reboco, é possível a combinação dos coeficientes  $C_v$  e  $C_c$  por meio da Equação 3.5, proposta por Williams *et al* (1979):

$$C_{vc} = \frac{2C_v C_c}{C_v + \sqrt{C_v^2 + 4C_c^2}} \quad (3.5)$$

O coeficiente de filtração representativo de situações onde há formação de reboco,  $C_w$ , bem como o volume de perda inicial,  $V_{sp}$ , são tradicionalmente determinados a partir de dados experimentais: volume acumulado de filtrado em função da raiz quadrada do tempo (Figura 3.2). Normalmente recorre-se à filtração estática, mantendo a pressão de teste constante.

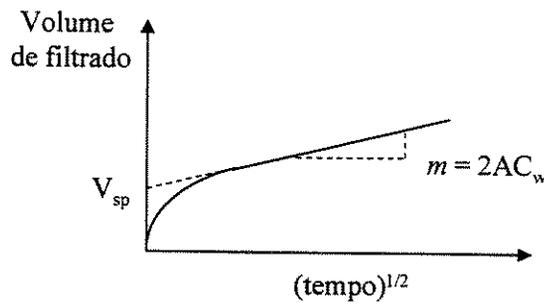


Figura 3.2: Gráfico de volume acumulado de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo

A inclinação da curva,  $m$ , é diretamente proporcional ao coeficiente de filtração:

$$C_w = \frac{m}{2A} \quad (3.6)$$

De acordo com a teoria clássica, quando a filtração é controlada pelo reboco, a Equação 3.7 representa o volume de filtrado em função do tempo:

$$V_L = V_{sp} + 2AC_w \sqrt{t} \Big|_{V_L=V_{sp}}^{\infty} \quad (3.7)$$

A perda inicial de filtrado anterior à formação de reboco está intrinsecamente relacionada aos mecanismos que levam em consideração os efeitos de viscosidade, permeabilidade e compressibilidade. O  $V_{sp}$  corresponde à perda de fluido de fraturamento decorrente do contato inicial entre fluido e formação, a qual não é computada pelo coeficiente de filtração  $C_w$ .

McGowen e Vitthal (1996a) definem  $V_{sp}$  como o volume de filtrado necessário para gerar o reboco.

### 3.3.1 Mecanismos combinados

Vários métodos de combinação dos três coeficientes de filtração podem ser encontrados na literatura (Penny e Conway, 1989). O método mais simples consiste em desprezar  $C_v$  e  $C_c$  e empregar  $C_w$  para uso em cálculos de geometria da fratura, considerando que este apresenta efeito predominante.

Outro procedimento envolve o cálculo de cada um dos coeficientes separadamente, para um determinado valor de diferencial de pressão. Partindo deste princípio, Williams *et al* (1979) propõem a Equação 3.8 para o cálculo do coeficiente global de filtração:

$$C_{cvw} = \frac{2C_c C_v C_w}{C_v C_w + \sqrt{C_w^2 C_v^2 + 4C_c^2 (C_v^2 + C_w^2)}} \quad (3.8)$$

Neste contexto, o volume de filtrado pode ser expresso como:

$$V_L = 2AC_{vc} \sqrt{t} \Big|_0^{V_L=V_{sp}} + 2AC_{cvw} \sqrt{t} \Big|_{V_L=V_{sp}}^{\infty} \quad (3.9)$$

### 3.4 Filtração estática *versus* dinâmica

A filtração de fluidos de fraturamento pode ser estudada em laboratório através de testes estáticos e dinâmicos. Procedimentos padronizados para execução de experimentos de filtração estática são descritos na norma API RP 39 (1983).

Corpos de prova permeáveis são mais utilizados em ensaios de filtração do que papéis de filtro, uma vez que propiciam a interação entre meio poroso e fluido – a qual notoriamente afeta a perda inicial de filtrado (*spurt loss*). O uso de papel de filtro normalmente não afeta a taxa de filtração após o estabelecimento do reboco. Segundo Gray *et al* (1980) papéis de filtro são úteis na determinação do coeficiente  $C_w$  quando a interação rocha-fluido não afeta a permeabilidade do reboco.

Hall e Dollarhide (1964) afirmaram em caráter pioneiro que ensaios de filtração estática não simulam adequadamente as condições existentes em operações de fraturamento. Muitos estudos comparativos envolvendo filtração dinâmica e estática foram desenvolvidos desde então; entre estes, podem ser destacados Sinha (1976), McDaniel *et al* (1982), Penny *et al* (1984), Penny e Conway (1989), Clark e Barkat (1990), Navarrete *et al* (1994) e McGowen e Vitthal (1996b).

Com exceção de Sinha (1976), estes pesquisadores mostram que o volume de filtrado em ensaios dinâmicos tende a ser bastante superior ao obtido sob condições estáticas: taxas de filtração em testes dinâmicos, após 90 minutos de ensaio, mostraram-se cerca de duas a três vezes maiores, considerando as mesmas condições operacionais, propriedades do meio poroso e fluido utilizado. Nos últimos anos, tem sido comum a indicação do método dinâmico para representar o processo de filtração associado à propagação de fraturas hidráulicas.

A primeira e mais agravante diferença entre os resultados de testes dinâmicos e estáticos é a ocorrência da espessura de equilíbrio do reboco. A partir deste ponto a taxa de filtração passa a ser constante e o volume de filtrado torna-se proporcional ao tempo; em ensaios estáticos, o volume é proporcional à raiz quadrada do tempo.

A duração de um teste dinâmico pode ser bem superior a de um ensaio estático padronizado (que leva de 36 a 90 minutos), permitindo a simulação de tempos reais de propagação de fraturas. Testes dinâmicos também indicam que a eficiência de fluidos com aditivos anti-filtração é menor em comparação com os mesmos fluidos em condições estáticas.

O crescimento do reboco no início da filtração é semelhante em condições estáticas e dinâmicas, sendo a taxa de filtração inversamente proporcional à raiz quadrada do tempo. Em geral, quanto maior a taxa de cisalhamento ou a viscosidade do fluido, mais rápido o desvio do comportamento proporcional à raiz quadrada do tempo (McGowen e Vitthal, 1996a).

### 3.5 Ensaios de filtração dinâmica

Não existe atualmente um conjunto padronizado de condições experimentais para a filtração dinâmica. Conforme Penny e Conway (1989), entre os itens que podem vir a ser padronizados estão o tempo de ensaio, o diferencial de pressão e a taxa de cisalhamento. A Figura 3.3 mostra a estrutura interna de uma célula típica de filtração dinâmica.

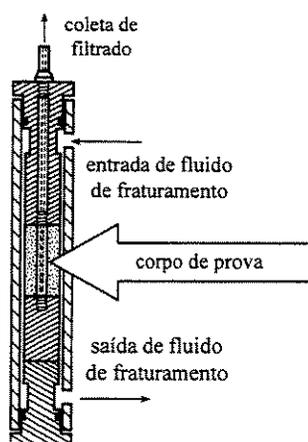
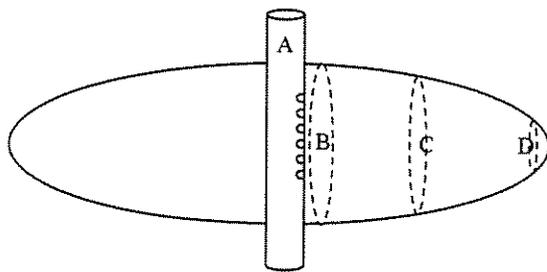


Figura 3.3: Estrutura interna de uma célula de filtração dinâmica (Penny e Conway, 1989)

O tempo de duração de ensaios típicos situa-se em torno de 90 minutos. Valores de temperatura e diferencial de pressão têm sido escolhidos com base em dados de reservatórios. Penny e Conway (1989), Navarrete *et al* (1994) e McGowen e Vitthal (1996a) sugerem valores entre  $10 \text{ s}^{-1}$  e  $380 \text{ s}^{-1}$  para simulação de taxas de cisalhamento no interior de fraturas, por serem considerados representativos de condições de campo. A Figura 3.4 ilustra faixas típicas de taxa de cisalhamento verificadas nas diferentes regiões percorridas pelo fluido de fraturamento.



<i>Região</i>	<i>Taxas típicas (s<sup>-1</sup>)</i>
Interior do tubo (A)	1000 a 3000
Próximo ao tubo (B)	20 a 100
Meio da asa (C)	40 a 200
Ponta da fratura (D)	100 a 250

Figura 3.4: Perfil típico de taxas de cisalhamento no interior da fratura  
(McGowen e Vitthal, 1996a)

A ação cisalhante afeta não somente o crescimento do reboco como também a reologia do fluido de fraturamento. Com o intuito de simular os efeitos do cisalhamento no interior das tubulações (procedimento conhecido por pré-condicionamento do fluido), geralmente são adotadas taxas de cisalhamento entre 800 s<sup>-1</sup> e 2000 s<sup>-1</sup> durante 4 a 10 minutos, antes da passagem do fluido pela célula de filtração (Penny e Conway, 1989).

### 3.6 Variáveis que afetam a filtração de fluidos reticulados

O comportamento de fluidos lineares é, em geral, sensível à permeabilidade e à pressão, todavia pouco influenciado pelo cisalhamento. Já no caso de fluidos reticulados, o comportamento típico quanto à filtração é exatamente o inverso: variações da taxa de cisalhamento são responsáveis por efeitos mais acentuados sobre os dados experimentais do que variações da permeabilidade da formação ou do diferencial de pressão (McGowen e Vitthal, 1996b).

Podem ser constatadas discordâncias consideráveis entre resultados provenientes de diversos trabalhos experimentais já publicados na área de filtração. Isto pode ser explicado, em parte, pelo fato de não haver suficiente padronização em termos de equipamentos, propriedades dos fluidos e procedimentos utilizados em laboratório.

### 3.6.1 Taxa de cisalhamento no interior da fratura

De modo geral, um acréscimo da taxa de cisalhamento tende a elevar a velocidade de filtração em virtude de uma diminuição da espessura do reboco. Em experimentos envolvendo fluidos reticulados, McDaniel *et al* (1981) reportam um aumento de 51 % no volume de filtrado ao se elevar a taxa de cisalhamento de  $41 \text{ s}^{-1}$  para  $123 \text{ s}^{-1}$ .

Gulbis (1983), considerando taxas de cisalhamento inferiores a  $80 \text{ s}^{-1}$ , observou que fluidos reticulados com elementos metálicos de transição apresentam volume proporcional à raiz quadrada do tempo; acima de  $80 \text{ s}^{-1}$ , a velocidade de filtração desses fluidos torna-se constante rapidamente.

Penny e Harris (1985) reportaram que, para baixas taxas de cisalhamento, o volume de filtrado de fluidos reticulados é proporcional à raiz quadrada do tempo; para taxas de cisalhamento superiores a  $40 \text{ s}^{-1}$ , este comportamento é verificado até a ocorrência da espessura de equilíbrio do reboco, a partir da qual o volume de filtrado torna-se proporcional ao tempo.

Navarrete *et al* (1994), utilizando meios com permeabilidades entre 0,5 e 70 mD, concluíram que o efeito do cisalhamento na filtração é menos intenso à medida que aumenta a permeabilidade. Isto ocorre como consequência da invasão e deposição de partículas (polímeros e aditivos) em regiões adjacentes às faces da fratura, onde as tensões de cisalhamento não são atuantes. Este reboco interno, formado em meios de maior permeabilidade, também diminui a velocidade de filtração, pois contribui com a resistência ao fluxo de filtrado. Desse modo, com o aumento da permeabilidade, o coeficiente  $C_w$  torna-se menos sensível ao cisalhamento, apesar da ocorrência de menores espessuras do reboco.

O foco principal do trabalho de Navarrete e Mitchel (1995) e Navarrete *et al* (1996) foi a geração de dados experimentais provenientes de meios porosos na faixa de 1 a 600 mD. De acordo com estes pesquisadores, taxas de cisalhamento suficientemente elevadas no interior da fratura podem desfavorecer a formação e o crescimento do reboco externo. Na ausência de reboco externo, o reboco interno controla o processo de filtração em meios bastante permeáveis.

Este fenômeno tende a ocorrer na ponta da fratura, onde os gradientes de velocidade são mais acentuados.

McGowen e Vitthal (1996b) mostram que a filtração de fluidos de HPG reticulados com titanato é bastante sensível à taxa de cisalhamento. À medida que aumenta a taxa de cisalhamento, cresce também o desvio com relação ao comportamento proporcional à raiz quadrada do tempo.

A taxa de cisalhamento num determinado ponto no interior da fratura diminui com o tempo como consequência do alargamento da fratura durante a propagação. Este decréscimo da taxa de cisalhamento leva a um aumento da espessura de equilíbrio do reboco. Esta é uma das diferenças importantes existentes entre o processo de filtração num fraturamento hidráulico e em células de filtração. Na realidade, sabe-se também que a abertura da fratura varia ao longo do comprimento, sendo máxima junto à parede do poço e mínima na ponta da trinca. Como consequência, a taxa de cisalhamento é função deste perfil variável de abertura da fratura (Figura 3.5).

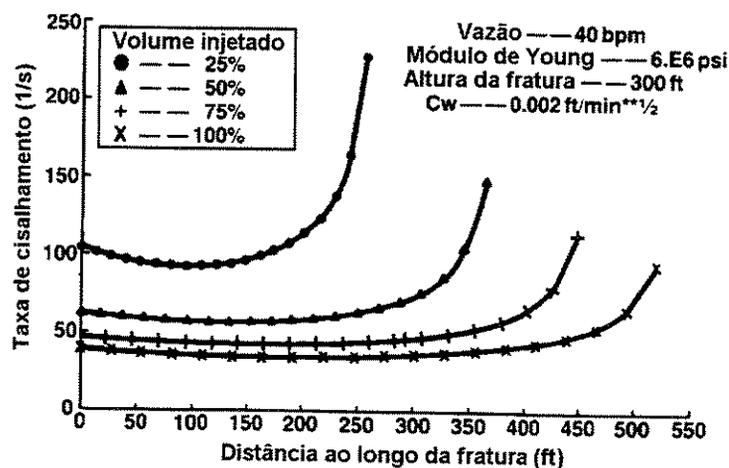


Figura 3.5: Taxa de cisalhamento *versus* distância ao longo da fratura (Conway e Harris, 1982)

### 3.6.2 Permeabilidade do reservatório

Esta variável afeta sensivelmente a perda inicial de filtrado (*spurt loss*), além do efeito sobre  $C_w$  citado na seção anterior. Lord *et al* (1995) verificaram o comportamento  $V_L \propto \sqrt{t}$  para géis reticulados no caso de altas permeabilidades e o perfil  $V_L \propto t$  no caso de baixas permeabilidades.

Roodhart (1985) e McGowen e Vitthal (1996b), entre outros, revelam pequena ou desprezível influência da permeabilidade sobre o coeficiente  $C_w$ . Os últimos também relatam que, na filtração dinâmica de fluidos de HPG reticulados com titanato, o coeficiente  $C_w$  não é função da permeabilidade, enquanto  $V_{sp}$  é fortemente afetado por este parâmetro.

### 3.6.3 Diferencial de pressão entre fratura e formação

A influência do diferencial de pressão é semelhante à promovida pela permeabilidade, ou seja, afeta principalmente o início da filtração (*spurt loss*). De acordo com McGowen e Vitthal (1996b), o efeito do diferencial de pressão sobre o coeficiente de filtração está intimamente relacionado à compressibilidade do reboco, a qual depende do tipo de agente reticulador e do próprio diferencial de pressão.

A compressibilidade do reboco,  $\alpha$ , é definida através da relação entre o coeficiente de filtração e o diferencial de pressão:  $C_w \propto (\Delta P)^\alpha$ , onde  $0 < \alpha < 0,5$ .

$\Rightarrow \alpha = 0$  para rebocos totalmente compressíveis

$\Rightarrow \alpha = 0,5$  para rebocos totalmente incompressíveis

Se a permeabilidade do reboco for independente da pressão (situação possível somente quando as partículas formadoras são sólidas e a estrutura do reboco é bastante rígida), então o reboco pode ser considerado totalmente incompressível. De acordo com a teoria clássica da

filtração, o reboco é efetivamente incompressível, levando à suposição de que a relação  $C_w \propto \sqrt{\Delta P}$  é válida em qualquer circunstância. Todavia, como a maioria dos fluidos de fraturamento geram um reboco formado basicamente por cadeias poliméricas, o mesmo tende a apresentar um caráter compressível. A presença de aditivos particulados redutores de filtrado normalmente não afeta a compressibilidade do reboco, conforme McGowen e Vitthal (1997).

Segundo Roodhart (1985), o reboco é totalmente compressível ( $\alpha = 0$ ) para fluidos com HPG reticulados e valores de diferencial de pressão inferiores a 2,1 MPa; acima deste valor, o reboco pode ser considerado totalmente incompressível ( $\alpha = 0,5$ ). Penny *et al* (1985) e Penny e Ford (1988) relataram que, para fluidos com HPG reticulados,  $C_w$  é proporcional a  $\sqrt[6]{\Delta P}$  (ou seja,  $\alpha = 0,17$ ).

Resultados obtidos por Mayerhofer *et al* (1991), vinculados a fluidos de HPG reticulados com zirconatos, sugerem que  $C_w$  é praticamente insensível ao diferencial de pressão quando este é suficientemente elevado:

- $C_w \propto \Delta P^{0,27}$  ( $\Delta P < 6,9$  MPa)
- $C_w \propto \Delta P^{0,08}$  ( $\Delta P > 6,9$  MPa)

McGowen e Vitthal (1996b) indicam que, na filtração dinâmica de fluidos de HPG reticulados com titanato, a influência do diferencial de pressão sobre o coeficiente  $C_w$  é pequena e que o reboco formado é bastante compressível ( $\alpha = 0,17$ ). Entretanto, o  $\Delta P$  não afeta a filtração de géis de HPG reticulados com borato ( $\alpha = 0$ ).

### 3.6.4 Temperatura

Esta variável afeta tanto a reologia do fluido de fraturamento e do filtrado quanto a estabilidade de alguns tipos de aditivos, apresentando influência principalmente no início da filtração, antes da formação do reboco (McGowen e Vitthal, 1996a).

De acordo com experimentos de Gulbis (1983), a temperatura tem efeito sensível apenas no início do processo de filtração, não afetando  $C_w$ . No entanto, segundo Harris e Penny (1985), os valores de  $C_w$  e  $V_{sp}$  aumentam com a temperatura. Penny e Conway (1989) mostram que a elevação da temperatura promove um acréscimo do coeficiente  $C_w$  em virtude da degradação térmica de géis com HPG reticulados com titanato.

### 3.6.5 Propriedades do fluido de fraturamento

A elevação da concentração de polímero proporciona um decréscimo da taxa de filtração como decorrência da redução da permeabilidade do reboco. Assim, o coeficiente de filtração  $C_w$  diminui com o aumento da carga de polímero (Penny e Conway, 1989).

As características reológicas e a composição química do gel têm influência significativa sobre o início da filtração (*spurt loss*). O  $V_{sp}$  pode ser minimizado através do aumento da viscosidade do gel e/ou da concentração de aditivos redutores de filtrado.

Numerosos estudos desenvolvidos a partir da década de 70, dentre eles Zigrye *et al* (1985), Navarrete *et al* (1994), Charles e Xie (1995) e McGowen e Vitthal (1997), empregando sílica microparticulada, comprovam a eficiência destes componentes na redução do  $V_{sp}$  em permeabilidades superiores a 10 mD. A grande maioria das publicações revela que a sílica apresenta influência desprezível sobre o coeficiente  $C_w$ .

A taxa de cisalhamento não afeta o  $V_{sp}$  no caso de fluidos com aditivos anti-filtração. Para a maioria dos pesquisadores, o efeito do cisalhamento é o mesmo independentemente da presença de redutores de filtrado. Entretanto, dados apresentados por Navarrete *et al* (1996) indicam que a taxa de cisalhamento afeta suavemente a eficiência de aditivos particulados.

A perda inicial de filtrado anterior à formação de reboco, quando são utilizados aditivos particulados, é relativamente independente da pressão (contrariamente ao comportamento de fluidos sem aditivos, onde a influência do diferencial de pressão sobre o  $V_{sp}$  é substancial). De acordo com McGowen e Vitthal (1997), a inclusão de aditivos particulados elimina a influência

da pressão sobre a fase inicial de filtração (*spurt loss*), uma vez que variações no diferencial de pressão não alteram a quantidade de partículas sólidas aderidas à superfície do meio poroso.

### 3.7 Modelagem da filtração dinâmica

A filtração de um fluido de fraturamento é um fenômeno complexo, cuja modelagem é feita através de modelos escolhidos arbitrariamente. Proveniente da teoria clássica, a Equação 3.7 descreve o volume de filtrado para situações onde o mecanismo de filtração é controlado pela resistência do reboco. Quando o  $V_{sp}$  não é instantâneo, a Equação 3.7 pode ser reescrita como:

$$V_L = V_{sp} + 2AC_w \sqrt{t - t_{sp}} \quad (3.10)$$

onde  $t_{sp}$  pode ser obtido graficamente, ou calculado a partir da Equação 3.11:

$$t_{sp} = \left( \frac{V_{sp}}{2AC_{ve}} \right)^2 \quad (3.11)$$

Com o intuito de aprimorar o ajuste de curvas de filtração, diversos pesquisadores propuseram equações para análise da filtração dinâmica, marcando o surgimento dos modelos de filtração com três parâmetros. Smith (1965) e Williams *et al* (1979) propuseram a Equação 3.12 para a filtração em testes dinâmicos:

$$V_L = V_{sp} + AC_d(t - t_{sp}) \quad (3.12)$$

onde a velocidade de filtração,  $C_d$  é dada pela inclinação,  $m'$ , do gráfico volume de filtrado por tempo e pela área de filtração,  $A$ :

$$C_d = \frac{m'}{A} \quad (3.13)$$

Por este modelo,  $V_{sp}$  compreende todo o volume de filtrado anterior ao estabelecimento da espessura de equilíbrio do reboco. Em 1985, Roodhart introduziu na literatura o primeiro modelo com três parâmetros, inserindo separadamente o período de crescimento do reboco:

$$V_L = V_{sp} + 2AC_w \sqrt{t} \Big|_{V_L=V_{sp}}^{V_L=V_e} + AC_d t \Big|_{V_L=V_e}^{\infty} \quad (3.14)$$

onde  $V_e$  é o volume de filtrado associado à ocorrência da espessura de equilíbrio do reboco e  $C_d$  é o coeficiente dinâmico de filtração. Na Equação 3.14,  $V_{sp}$  e  $C_w$  são comparáveis aos valores obtidos em filtração estática. Desconsiderando o período inicial de filtração anterior à formação de reboco, a Equação 3.14 pode ser expressa em termos da velocidade de filtração,  $v$ , conforme Equações 3.15 e 3.16:

$$v = \frac{C_w}{\sqrt{t}} \quad \text{para } V_{sp} < V_L < V_e \quad (3.15)$$

$$v = C_d \quad \text{para } V_L > V_e \quad (3.16)$$

A Equação 3.14 também pode ser expressa como:

$$V_L = V_{sp} + 2AC_w \sqrt{t_A} + AC_d t_B \quad (3.17)$$

onde  $t_A$  é o tempo dentro do período no qual  $V_L \propto \sqrt{t}$  e  $t_B$  é o tempo dentro do período no qual  $V_L \propto t$ . Harris e Penny (1985) propuseram um método gráfico, válido para situações onde a taxa de cisalhamento varia entre  $40 \text{ s}^{-1}$  e  $100 \text{ s}^{-1}$ . Os efeitos de  $\dot{\gamma}$  e de  $\Delta P$  são introduzidos em  $n$ , segundo a Equação 3.18:

$$V_L = V_{sp} + m'' t^n \quad (3.18)$$

sendo  $0,5 < n < 1$ . A partir do gráfico  $\log(V_L - V_{sp})$  versus  $\log(t)$ , os parâmetros  $m''$  e  $n$  podem ser determinados, correspondendo, respectivamente, aos coeficientes linear e angular da reta. Clark e Barkat, em 1990, propuseram o perfil descrito pela Equação 3.19 para a filtração dinâmica. Trata-se de uma tentativa de aperfeiçoamento da Equação 3.12.

$$V_L = V_{sp} (1 - e^{-bt}) + AC_d t \quad (3.19)$$

onde  $C_d$  é a velocidade de filtração após estabelecimento da espessura de equilíbrio do reboco. A constante  $b$  está associada à taxa de crescimento do reboco, sendo dependente do tipo de fluido, taxa de cisalhamento e pressão.

## Capítulo 4

### Materiais e Metodologia Experimental

#### 4.1 Géis utilizados nos ensaios

Na Tabela 4.1 é apresentada a formulação básica de um fluido de fraturamento empregado em operações de campo, fornecida por empresa prestadora de serviços em petróleo. Esta formulação foi utilizada na confecção dos géis usados no presente trabalho. O pH final do fluido é próximo de 7,5.

Tabela 4.1: Formulação típica de gel de fraturamento

<i>Componente Químico</i>	<i>Concentração (lbm/1000 gal)</i>	<i>Concentração (SI)</i>
polímero HPG	30 a 50	3,6 a 6 kg/m <sup>3</sup>
titanato de trietanolamina	≈ 0,5 a 1	0,05 a 0,1 m <sup>3</sup> /1000 m <sup>3</sup>
ácido fumárico	2,5	0,3 kg/m <sup>3</sup>
bicarbonato de sódio	10	1,2 kg/m <sup>3</sup>
sílica ( <i>mesh</i> 325)	30 a 50	3,6 a 6 kg/m <sup>3</sup>

De acordo com a série americana padronizada de peneiras (ASTM E-11), a peneira *mesh* 325 tem abertura padrão de 45  $\mu\text{m} \pm 3 \mu\text{m}$ , com abertura máxima de 57  $\mu\text{m}$  (válida para no máximo 5 % das aberturas da peneira) e abertura máxima individual de 66  $\mu\text{m}$ .

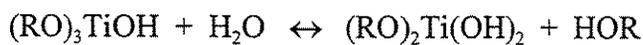
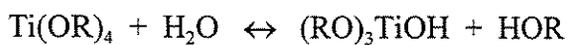
Géis reticulados de fraturamento são produzidos, basicamente, através da reação entre uma solução polimérica e o agente reticulador, o qual fornece o elemento de ligação (boro, titânio ou zircônio) responsável pela complexação das cadeias poliméricas. A reação de reticulação aumenta o peso molecular das cadeias poliméricas e promove um acréscimo de várias ordens de magnitude da viscosidade do gel; entretanto, não conduz necessariamente a uma elevação significativa da perda de carga durante o bombeio (Ely, 1989).

Conforme Economides e Nolte (1989), a reação química de reticulação é irreversível e dependente do pH do fluido-base. É neste ponto que atuam os ativadores, que posicionam o pH do fluido dentro de uma faixa adequada para a ocorrência da reticulação; essa manutenção do pH dentro de uma faixa restrita é conhecida em Química por efeito tampão. Os ativadores (*buffers*) também são importantes no que se refere à fase de hidratação do polímero, processo essencial no desenvolvimento da viscosidade dos fluidos de fraturamento.

A ligação química entre polímeros e íons de metais de transição (titanato e zirconato) aumenta a estabilidade térmica do gel de fraturamento, não obstante é relativamente sensível à ação cisalhante. A degradação por cisalhamento tende a ser irreversível no caso de fluidos reticulados com íons metálicos de transição (Craigie, 1983). Além disso, o cisalhamento contínuo do fluido durante o período de reticulação resulta em efeitos drásticos sobre a viscosidade, especialmente no caso de géis de HPG reticulados com titanatos (Gardner e Eikerts, 1982). Em função da tendência de diminuição da viscosidade do fluido, causada pelo cisalhamento no interior de tubulações, a utilização de agentes de reticulação rápida declinou significativamente a partir da década de 80.

Os géis empregados no presente trabalho são conhecidos como fluidos de reticulação lenta. O período de reticulação é definido como o tempo necessário para as moléculas de polímero reagirem completamente com o elemento de ligação. O tamponamento da solução polimérica foi feito através da adição de ácido fumárico ( $C_4H_4O_4$ ) e bicarbonato de sódio ( $NaHCO_3$ ), os quais mantiveram neutro o pH do pré-gel. O reticulador utilizado foi o titanato de trietanolamina, quelato cuja reação com o fluido linear ocorre em três etapas (Glass, 1989):

(1) *Hidrólise*



(2) *Polimerização*



(3) *Reticulação*

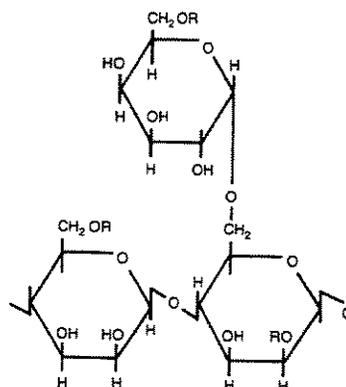
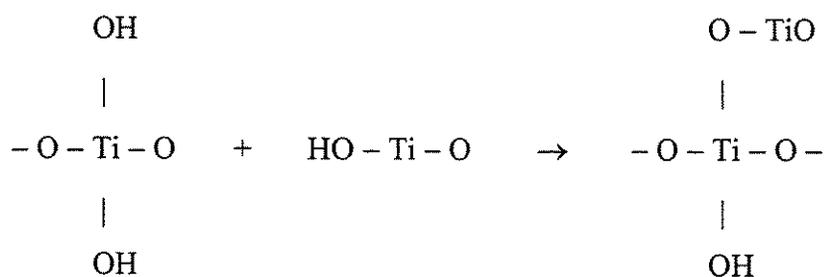


Figura 4.1: Unidade estrutural repetitiva do hidroxi-propil guar



Vários outros aditivos químicos são adicionados aos fluidos de fraturamento, cada qual com uma função específica. Tais componentes químicos não foram contemplados no presente trabalho uma vez que, em sua maioria, não afetam a reologia do fluido ou o fenômeno da filtração durante a propagação da fratura. O mais importante destes aditivos é o quebrador de gel (em geral um oxidante tal como o persulfato de amônio), responsável por quebrar a estrutura do gel reticulado, mecanismo que facilita a recuperação do fluido fraturante após o término do tratamento de estimulação. O quebrador não foi utilizado para que se pudesse realizar os ensaios mantendo as propriedades do fluido constantes ao longo do tempo.

Procedimentos experimentais de elaboração de fluidos de fraturamento são descritos pela norma API RP 39 (1983). Esta norma, todavia, não tem sido adotada na maioria dos trabalhos de laboratório. Constatou-se que o procedimento de preparo de géis reticulados da norma API RP 39 resultou na obtenção de fluidos pouco estáveis e com menor viscosidade. Dessa forma, tornou-se conveniente seguir recomendações do fornecedor.

A preparação dos géis de fraturamento seguiu os passos descritos no Anexo I. Os fluidos foram preparados com agitador da marca *Scovill* fabricado pela Hamilton Beach, com a chave seletora na posição de menor rotação (10000 rpm). Os géis foram caracterizados por meio de reômetro rotacional com cilindros concêntricos (Haake CV 20 ZA 30). Constatou-se que os parâmetros reológicos permaneceram inalterados durante as três horas iniciais.

Na Tabela 4.2 são identificados os sistemas gelificados utilizados nos experimentos. A nomenclatura “Gel XX” é adotada nos capítulos posteriores. Os parâmetros reológicos dos fluidos (medidos na faixa de 20 a 23 °C) são fornecidos nas Figuras 4.2 e 4.3.

Tabela 4.2: Nomenclatura proposta para os géis e respectivas concentrações de HPG

<i>Nomenclatura dos fluidos</i>	<i>Concentração de HPG</i>	
	<i>kg/m<sup>3</sup></i>	<i>lbm/1000 gal</i>
Gel 20	2,4	20
Gel 30	3,6	30
Gel 40	4,8	40
Gel 50	6,0	50
Gel 60	7,2	60

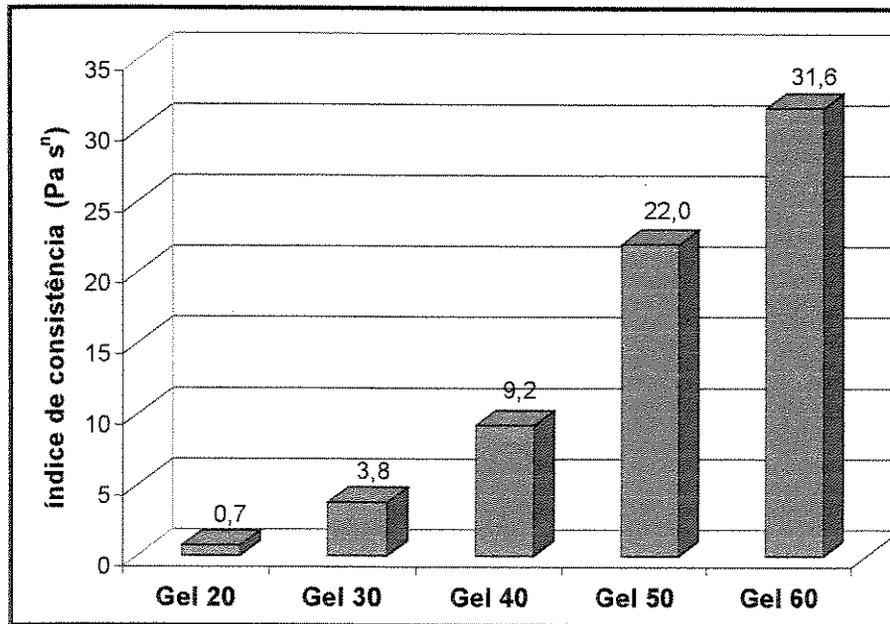


Figura 4.2: Índice de consistência dos géis

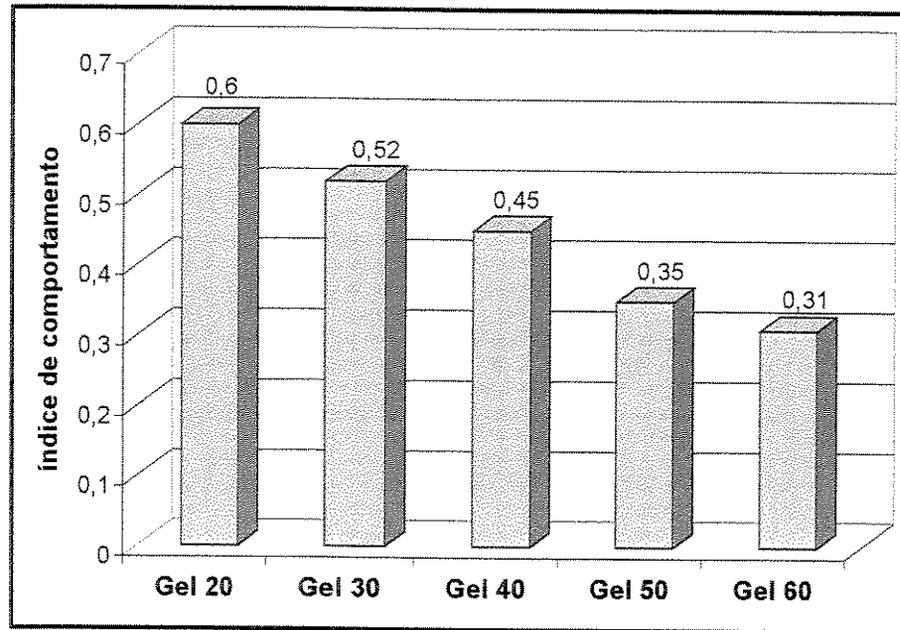


Figura 4.3: Índice de comportamento dos géis

#### 4.1.1 O Corante

Azul de metileno foi adicionado aos géis de fraturamento na concentração de  $10 \text{ g/m}^3$ . O uso deste corante teve como objetivo permitir a visualização das faces da fratura, ou seja, das superfícies expostas à filtração. Tal composto ( $\text{C}_{16}\text{H}_{18}\text{ClN}_3\text{S}\cdot 3\text{H}_2\text{O}$ ) foi solubilizado nos fluidos antes da reação de reticulação, o que veio a garantir sua homogeneidade no seio do gel.

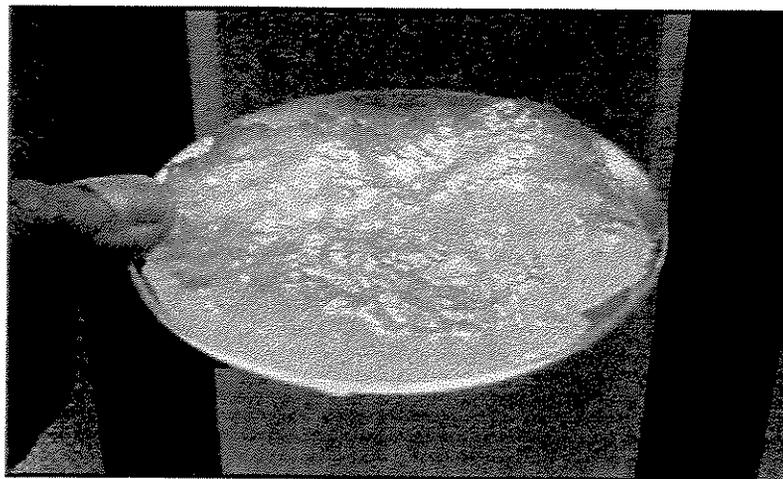


Figura 4.4: Foto do gel 50 (sem corante)

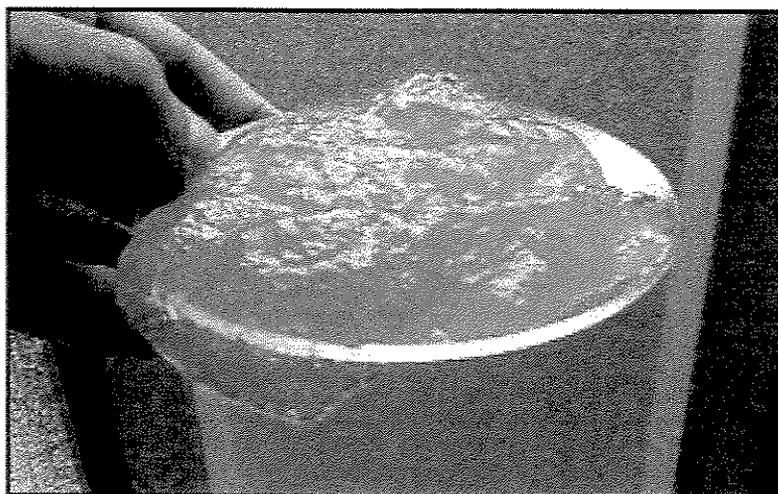


Figura 4.5: Foto do gel 60 (com corante)

#### 4.2 Simulação física de fraturamento hidráulico

Foram utilizadas quatro vazões de injeção ( $1,67 \cdot 10^{-8}$ ,  $3,33 \cdot 10^{-8}$ ,  $5 \cdot 10^{-8}$  e  $6,67 \cdot 10^{-8}$   $\text{m}^3/\text{s}$ , ou seja, 1, 2, 3 e 4 ml/min), assim como cinco diferentes géis de fraturamento hidráulico (HPG reticulado com titanato de trietanolamina nas concentrações de 2,4, 3,6, 4,8, 6,0 e 7,2  $\text{kg}/\text{m}^3$ ), a fim de se avaliar o efeito da vazão e da concentração de polímero sobre o coeficiente de filtração  $C_L$ . Cada gel foi empregado em simulações contemplando as 4 vazões em questão. Foram usados corpos de prova de rocha sintética confeccionados com gesso, com permeabilidade de 6 mD.

O aspecto crítico dos ensaios (e que, por isto, recebeu atenção especial) foi o controle do crescimento da fratura, ou seja, do tempo de propagação. Em primeiro lugar, as fraturas não deveriam atingir os limites dos corpos de prova, o que inutilizaria os resultados uma vez que a análise de Nolte é baseada no comportamento da pressão dentro das fraturas associado exclusivamente ao processo de filtração durante o fechamento das mesmas. Por outro lado, em cada um dos ensaios realizados buscou-se a geração de fraturas com diâmetro aproximado de 5 centímetros, o que foi possível através de diferentes combinações envolvendo três variáveis: tempo de propagação, vazão de operação e eficiência dos géis.

O método adotado para produzir fraturas com diâmetros dentro da faixa de 4,9 cm a 5,4 cm foi o de tentativa-e-erro, sendo a margem de acerto próxima de 35 %. Uma vez que as fraturas foram geradas com diâmetros aproximados, tornou-se possível a avaliação direta da influência da vazão e da concentração de polímero nos resultados da operação.

Em cada ensaio foram utilizados dois ciclos de propagação. O primeiro ciclo, realizado com o fluido de interesse (com corante), teve como objetivo a propagação da fratura propriamente dita e a posterior análise de declínio de pressão. O segundo ciclo, realizado sempre com um único fluido auxiliar (gel 50 sem corante), teve como finalidades: constatar a propagação da fratura no primeiro ciclo, por meio de comparação entre as duas pressões de quebra (primeiro ciclo e reabertura); e permitir a observação a olho nu da área gerada hidraulicamente no primeiro ciclo, uma vez que o segundo ciclo foi prolongado até a ruptura completa do bloco, utilizando a vazão de 16,67 m<sup>3</sup>/s.

Outra característica fundamental acerca dos ensaios: sendo a orientação dos tubos injetores vertical, o plano de propagação horizontal das fraturas permitiu que toda a área gerada hidraulicamente correspondesse à área de filtração; este fato foi importante tendo em vista a aplicação do método de Nolte (1986). Os diâmetros das fraturas foram medidos de forma direta através do uso de paquímetros.

A fim de se evitar eventuais contaminações do gel, imediatamente antes do início de qualquer ciclo de fraturamento, foi realizada a limpeza da linha de injeção com o fluido de interesse. Também foi minimizada a possibilidade de introdução de corpos estranhos no interior das fraturas, através de rígido controle de qualidade do gel e limpeza permanente da trajetória percorrida pelos fluidos.

#### 4.2.1 Sistema de confinamento

O simulador físico de fraturamento hidráulico utilizado neste trabalho foi composto por uma célula de carga de aço projetada para corpos de prova cúbicos com 10 cm de aresta. Foi simulado um estado de tensões *in situ* através do confinamento dos corpos de prova por meio de atuadores hidráulicos.

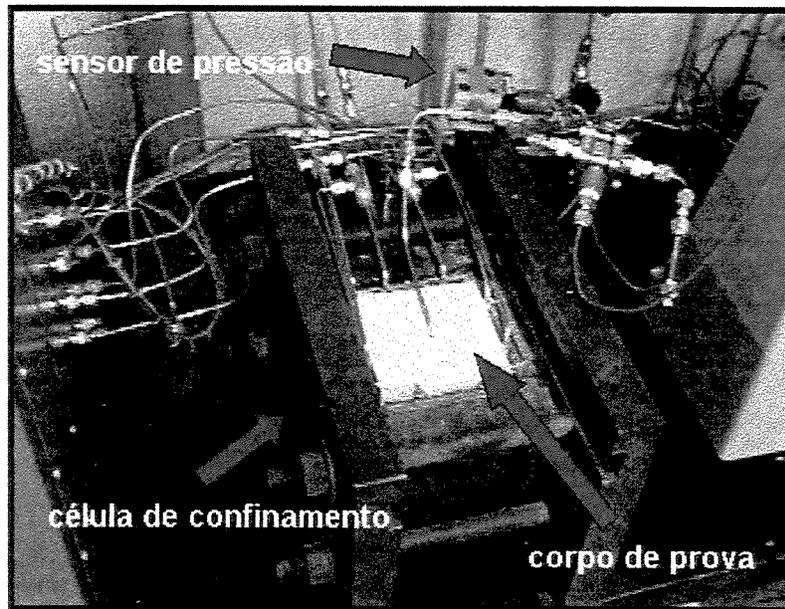


Figura 4.6: Foto da célula de confinamento dos corpos de prova

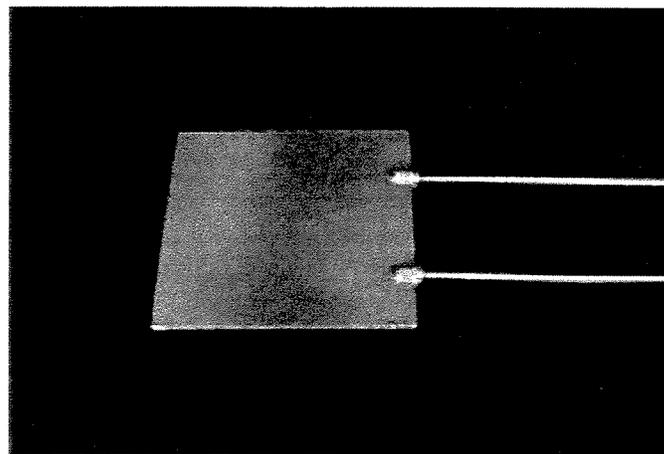


Figura 4.7: Foto de atuador hidráulico

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTR  
SEÇÃO CIRCULANT

Os atuadores hidráulicos, conhecidos como macacos planos, foram colocados entre cada face do corpo de prova e paredes da célula. O macaco plano consiste em duas chapas de aço planas (soldadas no contorno) acopladas a dois tubos através dos quais foi feita a injeção de fluido para pressurização de uma face da amostra.

Uma bomba de deslocamento positivo Haskel, modelo MS-36, com pressão máxima de operação de 31 MPa, foi responsável pela pressurização dos macacos planos. Foram aplicadas tensões de 3,45 MPa (500 psi) somente no plano horizontal, sendo nula a tensão aplicada na direção vertical, o que implicou na obtenção de fraturas com plano de propagação horizontal.

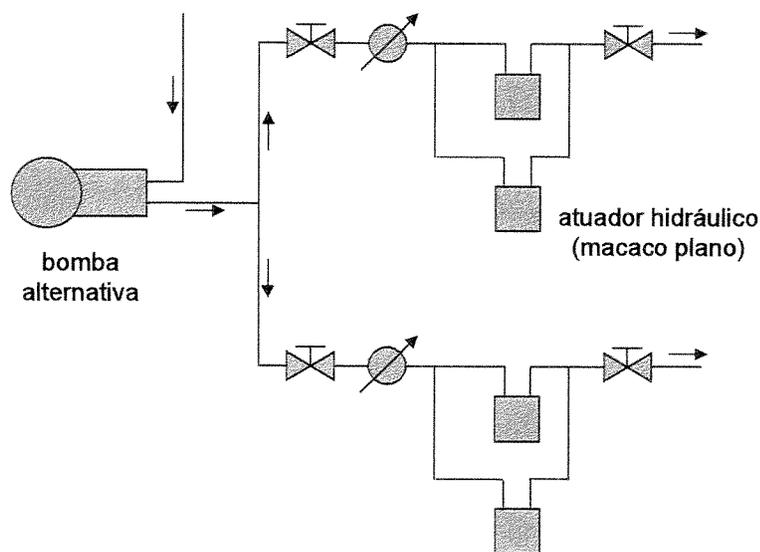


Figura 4.8: Circuito hidráulico para confinamento dos corpos de prova

Houve preocupação com o procedimento de pressurização da célula de carga, de modo a preservar a amostra de gesso. O corpo de prova pode por ventura ser danificado se um contraste de tensões entre suas faces for suficientemente elevado. Para evitar tais danos, a célula foi pressurizada lentamente e com mesma tensão aplicada em todas as faces dos blocos.

#### 4.2.2 Sistema de injeção

Uma bomba de deslocamento positivo Waters foi utilizada para a injeção de fluido de fraturamento nos corpos de prova. Esta bomba admite uma pressão máxima de aproximadamente 41,4 MPa (6000 psi) e tem como característica fundamental manter a vazão constante, independentemente da pressão em sua descarga.

O fluido deslocado pela bomba Waters foi água, o que tornou necessário o arranjo ilustrado na Figura 4.9 para permitir o escoamento dos géis de fraturamento. Neste arranjo pode-se observar que a água impelida pela bomba entra na região inferior de um vaso e empurra um pistão; este movimento promove o deslocamento do gel de fraturamento que se encontra na região superior do acumulador de pressão.

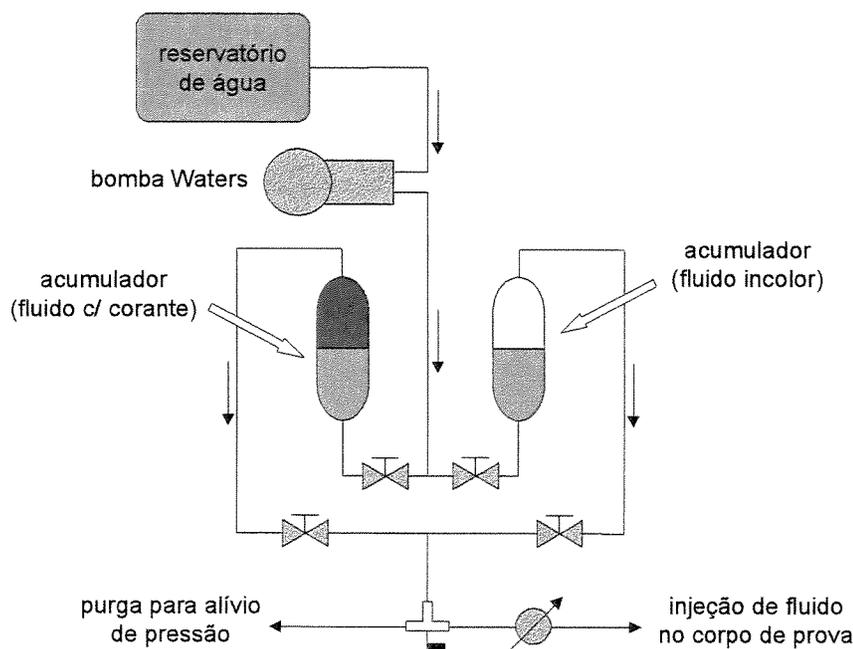


Figura 4.9: Fluxograma simplificado do circuito hidráulico

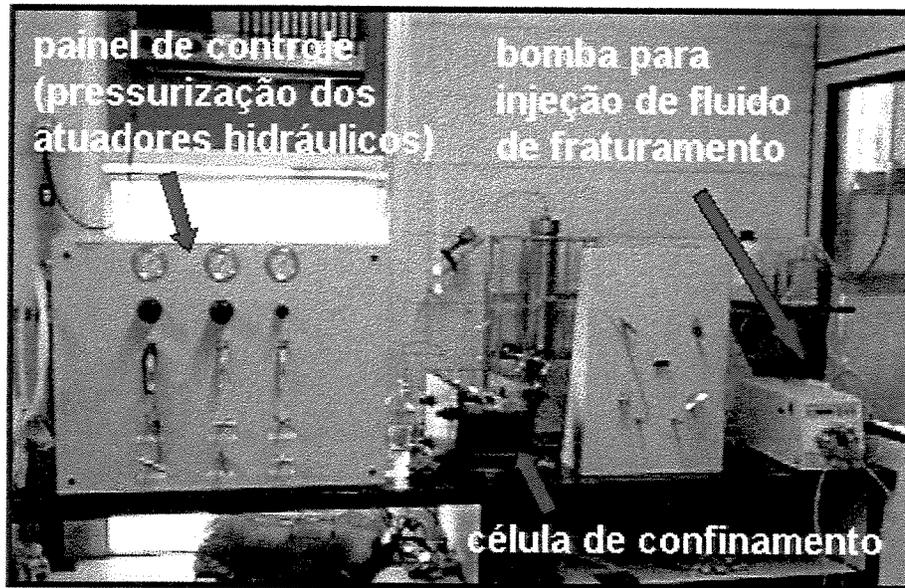


Figura 4.10: Foto do aparato experimental

Uma balança eletrônica de precisão foi utilizada a fim de se registrar a massa de água que foi deslocada na sucção da bomba Waters durante a propagação das fraturas, de tal forma a monitorar a vazão de injeção. A possibilidade de vazamentos na descarga da bomba foi descartada tendo em vista a constante fiscalização do sistema.

#### 4.2.3 Aquisição e monitoração de dados

A pressão de injeção aplicada nos corpos de prova, bem como as pressões aplicadas nos macacos planos foram medidas por meio de transdutores de pressão Validyne, os quais foram conectados a um sistema de aquisição de dados, composto por um microcomputador Pentium 200, conversor A/D National e *software* de aquisição de dados implementado em ambiente *Labview*. O sistema de aquisição permitiu a visualização gráfica de forma simultânea à ocorrência dos fenômenos físicos, o que foi fundamental para o sucesso dos experimentos.

#### 4.2.4 Corpos de prova de rocha sintética

Os corpos de prova sintéticos apresentaram formato cúbico com aresta de 10 cm. A escolha de gesso como matéria-prima na confecção dos blocos foi baseada em publicações anteriores (Kim, 1991, Abass, 1992, e Fernandes, 1998). O gesso mostrou-se de fácil manuseio e portador de propriedades mecânicas e petrofísicas adequadas para a simulação física do fraturamento hidráulico.

Medidas feitas com gesso em laboratório indicaram uma permeabilidade média de 6 mD. Todos os corpos de prova submetidos à avaliação encontraram-se dentro da faixa de 3 a 8 mD. A padronização do procedimento de preparo bem como a aquisição de matérias primas do mesmo fabricante asseguraram a obtenção de corpos de prova com propriedades permo-porosas e mecânicas (Tabela 4.3) muito próximas.

Tabela 4.3: Propriedades mecânicas e petrofísicas médias dos corpos de prova

Coefficiente de Poisson ( $\nu$ )	0,2
Módulo de Young (E)	1,3 GPa
Permeabilidade (k)	$6 \pm 3$ mD
Porosidade ( $\phi$ )	$40 \pm 8$ %

O procedimento de preparo dos corpos de prova encontra-se no Anexo I. Os materiais utilizados na confecção dos corpos de prova foram utilizados de acordo com a composição definida na Tabela 4.4. A função do álcool etílico foi aumentar o período de pega da mistura, permitindo um maior tempo para homogeneização da pasta de gesso. O cloreto de sódio foi usado com a função de reduzir a resistência à tração do gesso. Os corpos de prova foram usados em ensaios de fraturamento no prazo de 13 a 18 dias a partir da data de fabricação.

Tabela 4.4: Composição dos corpos de prova de rocha sintética

<i>Material</i>	<i>Quantidade</i>
gesso	1,2 kg
água	$5,0 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$ (500 ml)
álcool etílico	$1,6 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$ (160 ml)
cloreto de sódio	0,06 kg

*Tubo de injeção.* O tubo de injeção constituiu-se de uma tubulação de aço com 3 mm de diâmetro externo e 1 mm de diâmetro interno. O processo de acoplamento do tubo injetor nos corpos de prova é descrito no Anexo I.

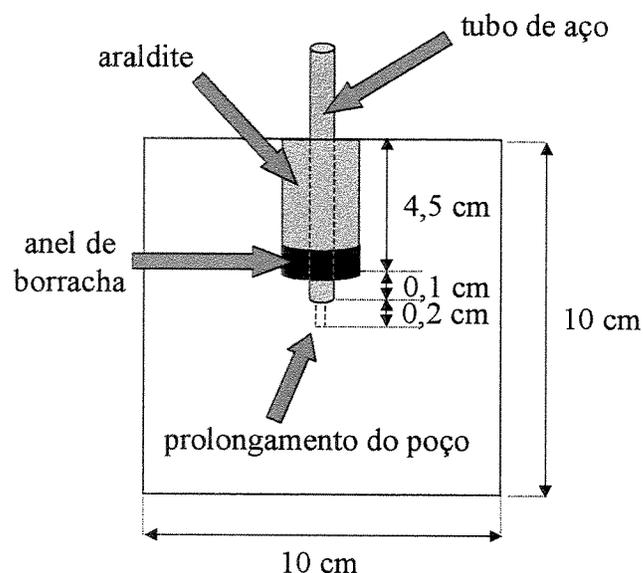


Figura 4.11: Configuração interna do sistema corpo de prova / tubo injetor

O anel de borracha observado na Figura 4.11 promoveu um isolamento entre a região ocupada pela araldite e a extremidade do tubo, onde o gel de fraturamento encontrou o meio poroso. O procedimento de acoplamento do tubo injetor foi executado três dias antes dos ensaios de simulação de fraturamento, a fim de se evitar problemas relativos à vedação.

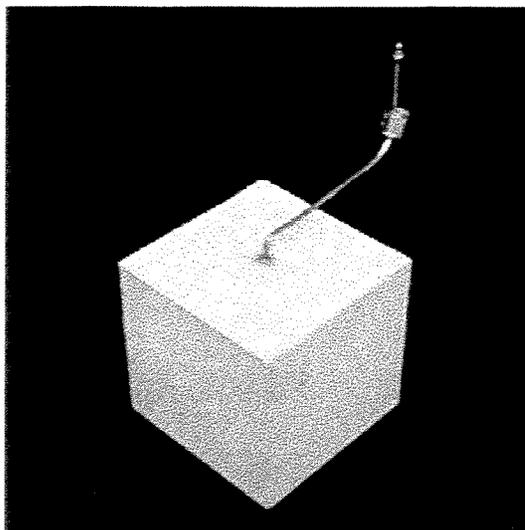


Figura 4.12: Foto do sistema corpo de prova / tubo injetor de gel

### 4.3 Filtração estática

Foram efetuados experimentos envolvendo os géis reticulados de fraturamento à base de HPG nas concentrações de 2,4, 3,6, 4,8, 6,0 e 7,2 kg/m<sup>3</sup>, adotando diferenciais de pressão de 2,07 MPa (300 psi) e 3,45 MPa (500 psi). Os ensaios foram realizados à temperatura ambiente (aproximadamente 24 °C). O diferencial de pressão foi mantido constante durante os ensaios.

Com o auxílio de provetas graduadas do fabricante Pyrex, foram realizadas leituras de volume acumulado de filtrado em função do tempo. O acionamento do cronômetro ocorreu assim que a primeira gota de filtrado foi coletada na proveta. A duração dos ensaios de filtração estática foi de aproximadamente 60 minutos.

Também foram realizados ensaios adicionais de filtração com os mesmos géis citados anteriormente, no entanto sem a presença de corante. Assim pôde-se confirmar que o azul de metileno, na concentração de 10 g/m<sup>3</sup>, não afeta o comportamento da curva de filtração.

### 4.3.1 Célula de filtração

É o dispositivo onde são alojados o gel de fraturamento e o meio filtrante. A célula de filtração Baroid empregada (Figura 4.13) admite pressão máxima de 3,45 MPa, sendo utilizado como meio filtrante papel de filtro Baroid, número de catálogo 988, com diâmetro de 6,35 cm. A superfície do papel de filtro efetivamente exposta à filtração apresentou  $2,73 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2$ , o que corresponde à área de um círculo com 5,9 cm de diâmetro.

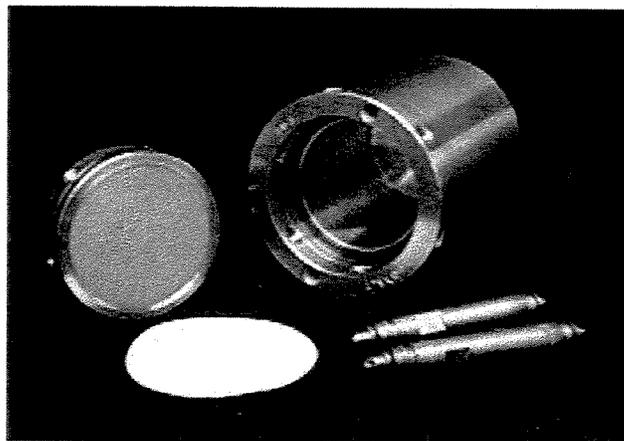


Figura 4.13: Foto dos componentes da célula de filtração estática

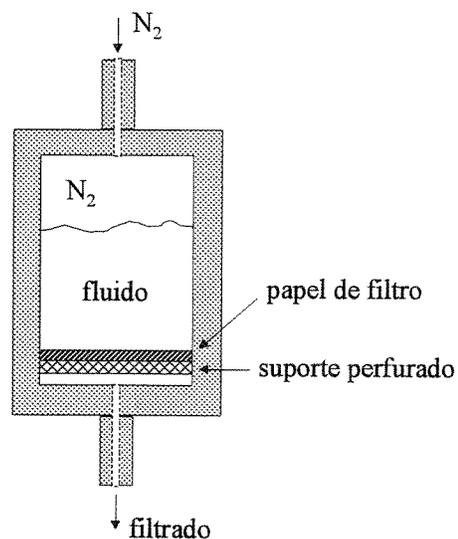


Figura 4.14: Representação esquemática da célula de filtração estática

### 4.3.2 Montagem da célula de filtração

Antes da colocação do papel de filtro, depositou-se o gel no interior da célula, com a válvula de topo aberta. Em seguida, colocou-se o tampo inferior da célula com a válvula de fundo também aberta. A célula foi conectada ao sistema de pressurização com a válvula de topo previamente fechada. A pressurização da célula ocorreu por meio de injeção de gás nitrogênio através um orifício localizado na parte superior do dispositivo. Uma vez pressurizado, o fluido de fraturamento escoou através do meio filtrante situado na parte inferior da célula, conforme Figura 4.14. Também na parte inferior do dispositivo há uma válvula por onde o filtrado foi coletado.

### 4.4 Filtração dinâmica

O aparato experimental de filtração dinâmica utilizado foi projetado com o objetivo de estudar a filtração de fluidos empregados em engenharia de petróleo. Nele existe uma câmara de filtração que permitiu a inserção de papel de filtro. As Figuras 4.15 e 4.16 ilustram o simulador de filtração dinâmica e detalhes da câmara de filtração.

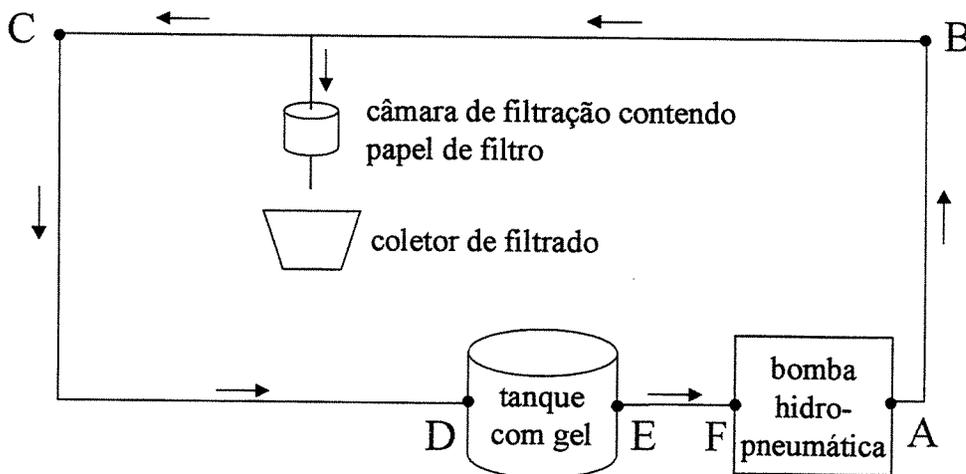


Figura 4.15: Esquematização do simulador de filtração dinâmica

Tabela 4.5: Descrição dos dutos existentes no simulador de filtração dinâmica

<i>Segmento</i>	<i>Descrição</i>
AB	Tubo de aço com 2,85 mm de diâmetro interno
BC	Duto com área de escoamento retangular (5 cm largura x 1 cm altura)
CD	Tubo de aço com 2,85 mm de diâmetro interno
EF	Sucção da bomba. Tubo flexível com 8,9 mm de diâmetro interno.

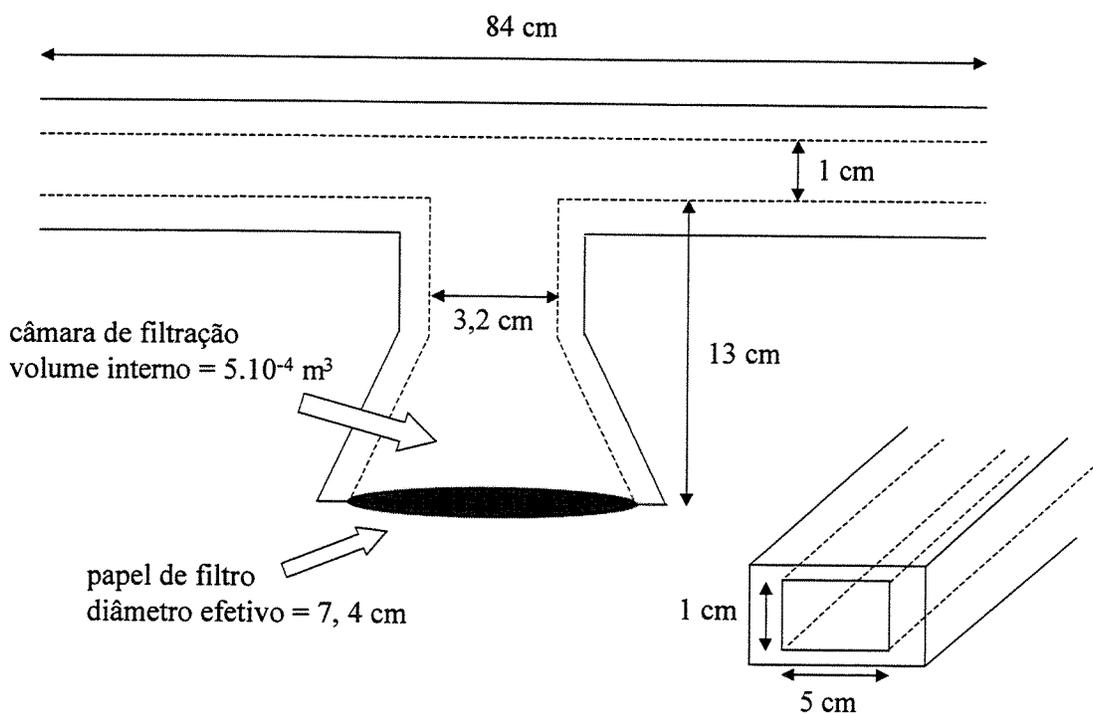


Figura 4.16: Detalhe da câmara de filtração

#### **4.4.1 Procedimento experimental**

O procedimento de inicialização dos ensaios consistiu na recirculação do fluido de fraturamento por todo o circuito hidráulico durante 15 minutos, sem haver filtração. Este procedimento visou a degradação do gel por cisalhamento nas tubulações. Durante o ensaio, cuja duração foi de 2 horas (além do período de pré-condicionamento do gel), o filtrado foi coletado em um recipiente sob o qual foi colocada uma balança digital. Dessa forma, os dados obtidos foram de massa de filtrado em função do tempo.

Fez-se necessária a definição de um novo procedimento experimental no CENPES (vide Anexo I) que permitisse a obtenção de fluidos com as mesmas características reológicas daqueles produzidos na UNICAMP. Isto porque o volume reacional dos géis fabricados na UNICAMP foi de apenas  $2,5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$  (250 ml), contra os  $4 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$  (4 l) necessários para viabilizar a realização dos ensaios no CENPES. Como o misturador disponível foi o mesmo (Hamilton Beach Scovill) na UNICAMP e no CENPES, conseqüentemente o padrão de mistura foi totalmente diferente.

Na fase de hidratação do polímero o maior problema consistiu em como evitar a formação de grânulos de HPG, insolúveis em água; na fase de reticulação foi preciso, além da mistura promovida pelo agitador, recorrer a um processo manual para promover a mistura completa entre polímero e reticulador, garantindo não apenas a homogeneidade do fluido final como também evitando efeitos indesejáveis causados por excesso de cisalhamento.

#### **4.5 Variáveis envolvidas na simulação de fraturamento e ensaios de filtração**

Um dos pontos críticos deste trabalho foi a similaridade do processo de filtração verificado nas duas frentes de pesquisa (simulação física de fraturamento e ensaios de filtração). A fim de se permitir a comparação dos coeficientes de filtração  $C_L$  e  $C_W$ , tornou-se fundamental estabelecer as mesmas condições experimentais em ambas etapas. Desta forma, buscou-se reproduzir nos ensaios de filtração o diferencial de pressão, a temperatura e as características reológicas dos géis verificados durante os ensaios de simulação de fraturamento.

#### 4.5.1 Reologia

Não houve degradação das cadeias poliméricas por cisalhamento na linha de injeção, fato comprovado através de medidas reológicas de amostras. O tempo médio de residência (razão entre volume interno do tubo e vazão) dos géis no interior da tubulação de injeção é fornecido na Tabela 4.6 em função das diferentes vazões empregadas. O comprimento total da tubulação de injeção foi de 3 m.

Tabela 4.6: Tempo de médio de residência do gel na tubulação de injeção

<i>Vazão de Operação</i>		<i>Tempo Médio de Residência (s)</i>
<i>m<sup>3</sup>/s</i>	<i>ml/min</i>	
$1,67 \cdot 10^{-8}$	1	142
$3,33 \cdot 10^{-8}$	2	71
$5,00 \cdot 10^{-8}$	3	47
$6,67 \cdot 10^{-8}$	4	36

Os géis de fraturamento desenvolvidos apresentaram parâmetros reológicos  $K$  e  $n$  constantes ao longo de, no mínimo, 3 horas, o que permitiu desvincular os resultados experimentais de supostas variações de propriedades reológicas. Foram realizadas medidas reológicas com géis sem corante, confirmando o fato de que o composto azul de metileno, na concentração de  $10 \text{ g/m}^3$ , não apresenta qualquer influência sobre a reologia dos fluidos.

#### 4.5.2 Diferencial de pressão

Procurou-se estabelecer uma relação entre a leitura fornecida pelo sensor de pressão Validyne – situado a 27 cm da extremidade do tubo injetor – e a pressão no interior da fratura, a qual, por sua vez, está diretamente relacionada à força motriz do processo de filtração. A força motriz da filtração é definida como a pressão no interior da fratura menos a pressão estática do reservatório.

Partiu-se da premissa de que a pressão no interior da fratura nas adjacências do tubo injetor foi equivalente à leitura fornecida pelo sensor subtraída da perda de carga na linha entre a fratura e o medidor de pressão. A perda de carga no trecho em questão e o número de Reynolds foram calculados para os diferentes géis e vazões. Foi constatada a ocorrência de escoamento laminar na linha de injeção em todos os ensaios realizados.

Considerando regime permanente e escoamento laminar, a perda de carga em tubulações provocada por um fluido caracterizado pelo modelo reológico de Potência pode ser expressa por (Bourgoyne *et al*, 1989):

$$\Delta P_f = \frac{KL\bar{v}^n}{144000D^{1+n}} \left( \frac{3+1/n}{0,0416} \right)^n \quad (4.1)$$

onde:  $\Delta P_f$  = perda de carga em duto [psi],  $\bar{v}$  = velocidade média [ft/s],  $K$  = índice de consistência [eq cP],  $L$  = comprimento de duto [ft],  $D$  = diâmetro de duto [in] e  $n$  = índice de comportamento. A partir dos dados de pressão  $P_w(t)$  fornecidos pelo sensor Validyne, determinou-se uma média temporal da pressão de propagação, baseada na Equação 4.2:

$$\bar{P} = \frac{\int P_w(t) dt}{t_p} \quad (4.2)$$

Tendo em vista a distribuição da pressão em fraturas de geometria radial, considerou-se o valor de  $\bar{P}$  como representativo da pressão de propagação. Como não houve pressão de poros nos corpos de prova, a pressão no interior da fratura foi igual ao próprio diferencial de pressão responsável pela filtração.

O diferencial de pressão aplicado nas células de filtração foi definido com base nos valores de média temporal da pressão de propagação, levando em consideração as devidas correções

relativas à perda de carga. A Tabela 4.7 mostra as médias temporais corrigidas de pressão de propagação ( $\bar{P} - \Delta P_f$ ), obtidas em cada um dos ensaios.

Tabela 4.7: Médias temporais corrigidas de pressão de propagação

<i>Vazão</i> ( $m^3/s$ )	$\bar{P} - \Delta P_f$ (MPa)				
	<i>Gel 20</i>	<i>Gel 30</i>	<i>Gel 40</i>	<i>Gel 50</i>	<i>Gel 60</i>
$1,67 \cdot 10^{-8}$	3,14	2,86	3,07	2,52	2,43
$3,33 \cdot 10^{-8}$	2,03	2,79	2,49	2,67	3,40
$5,00 \cdot 10^{-8}$	2,61	2,21	2,67	3,01	2,69
$6,67 \cdot 10^{-8}$	2,62	2,94	2,76	3,04	3,05

Os valores de diferencial de pressão adotados nos experimentos de filtração estática foram 2,07 e 3,45 MPa, que correspondem respectivamente a 300 e 500 psi.

#### 4.5.3 Temperatura

Todos os ensaios de simulação física de fraturamento e filtração foram realizados à temperatura ambiente. Termômetros instalados nos laboratórios indicaram temperaturas na faixa de 18 a 25 °C.

#### 4.5.4 Taxa de cisalhamento no interior da fratura

A modelagem do fraturamento hidráulico é complexa por envolver a integração de conhecimentos em diversas áreas da Engenharia, Física, Química e Matemática. Quando a geometria da fratura hidráulica induzida nos corpos rochosos é considerada radial, uma abordagem analítica rigorosa do escoamento de fluidos na mesma apresenta dificuldades matemáticas muitas vezes intransponíveis, somente resolvidas através de métodos numéricos ou da introdução de simplificações no curso do desenvolvimento.

Questões práticas são freqüentemente solucionadas a partir de modelos baseados em situações idealizadas, que permitem soluções analíticas para casos em regime permanente e escoamento laminar. Por exemplo, o escoamento no interior de uma fratura é comumente modelado considerando-se o escoamento entre duas placas paralelas.

No trabalho de Fernandes (1998), podem ser encontradas as hipóteses e a formulação matemática que levam à expressão para estimativa da taxa de cisalhamento no interior de fraturas radiais, aplicável a fluidos com modelo reológico de Potência, a qual é proveniente da solução para o escoamento laminar entre placas paralelas:

$$\dot{\gamma} = \left[ \frac{2n+1}{3n} \right]^{\left( \frac{n}{n-1} \right)} \frac{3\bar{Q}}{\pi R \bar{w}^2} \quad (4.3)$$

Pode-se obter, portanto, um histórico de cisalhamento no interior da fratura através da relação entre taxa de cisalhamento e raio da fratura. A abertura média da fratura radial é dada por (Fernandes, 1998):

$$\bar{w} = 1,22 \left[ \frac{(1-\nu)\mu_a \bar{Q} R}{G} \right]^{1/4} \quad (4.4)$$

onde a viscosidade aparente do fluido,  $\mu_a$ , pode ser obtida através da Equação 4.5:

$$\mu_a = K_f \left( \frac{2}{1+n} \right) \left[ 2,43 \frac{R^3}{\bar{Q}} \left( \frac{1-\nu}{G} \right) \right]^{\left( \frac{1-n}{1+n} \right)} \quad (4.5)$$

sendo  $K_f = K \left( \frac{2n+1}{3n} \right)^n \quad (4.6)$

## Capítulo 5

### Resultados

#### 5.1 Simulação física de fraturamento hidráulico

##### 5.1.1 Comportamento da pressão de injeção

Em uma operação de fraturamento hidráulico, a pressão no interior do poço capaz de provocar a ruptura da formação é superior àquela necessária para a propagação da fratura. Ao final da injeção, inicia-se um período de declínio de pressão, durante o qual ocorre o fechamento da fratura. A pressão final tende a igualar-se à pressão estática do reservatório. Agentes de sustentação mantêm a fratura aberta ao fluxo de hidrocarbonetos após o término do tratamento.

A Figura 5.1 ilustra o comportamento típico da pressão de injeção verificado nos ensaios de simulação física de fraturamento. Os principais eventos são descritos na seqüência.

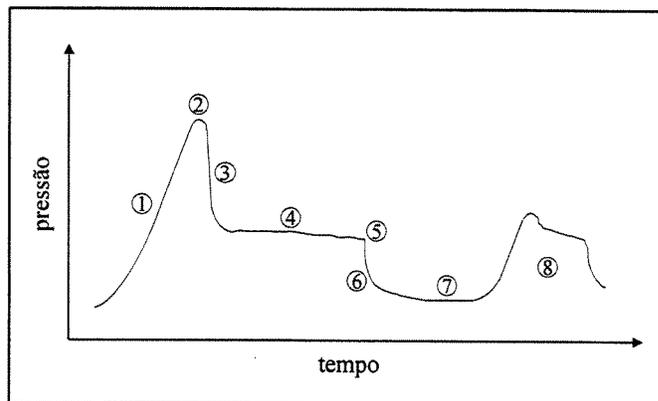


Figura 5.1: Comportamento típico da pressão nos ensaios de fraturamento

(1) *Pressurização do poço*: período entre o início do bombeio e o instante em que ocorre o surgimento da fratura (quebra da formação). O crescimento da pressão durante a pressurização do poço depende basicamente da vazão de injeção, propriedades petrofísicas do meio e características do fluido de fraturamento.

(2) *Pressão de quebra*: pressão requerida para quebrar a formação ou iniciar a fratura propriamente dita. Ocorre quando a tensão efetiva na parede do poço atinge a resistência à tração da rocha, provocando sua ruptura e o início da propagação.

(3) *Alívio da pressão*: queda brusca na pressão imediatamente após o surgimento da fratura. Trata-se de uma indicação contundente da ocorrência de fratura.

(4) *Pressão de propagação*: pressão observada durante a injeção de fluido de fraturamento, após a abertura da fratura. A pressão de propagação é função, basicamente, da vazão de injeção, geometria da fratura, estado de tensões *in situ*, padrão de filtração e propriedades mecânicas da formação.

(5) *Pressão de corte na injeção*: pressão verificada imediatamente após o fim do bombeio.

(6) *Pressão de fechamento*: pressão em que ocorre o fechamento completo da fratura sem a presença de agentes de sustentação, cujo valor, em campo, é equivalente ao da mínima tensão *in situ* ( $P_c = \sigma_{min}$ ). Nolte (1988) define  $P_c$  como a pressão necessária para iniciar a abertura de uma fratura pré-existente.

(7) *Estabilização da pressão*: a pressão, após o fim do bombeio, tende a se estabilizar ao longo do tempo, aproximando-se do valor da pressão estática do reservatório. Como não houve pressão de poros nos corpos de prova, a pressão após o fechamento da fratura tendeu a zero.

(8) *Refraturamento*: reabertura e propagação adicional de uma fratura, através de um segundo ciclo de bombeio.

A seguir constam alguns dos gráficos e fotos resultantes dos ensaios de simulação física de fraturamento hidráulico. Os demais gráficos e fotos encontram-se no Anexo II.

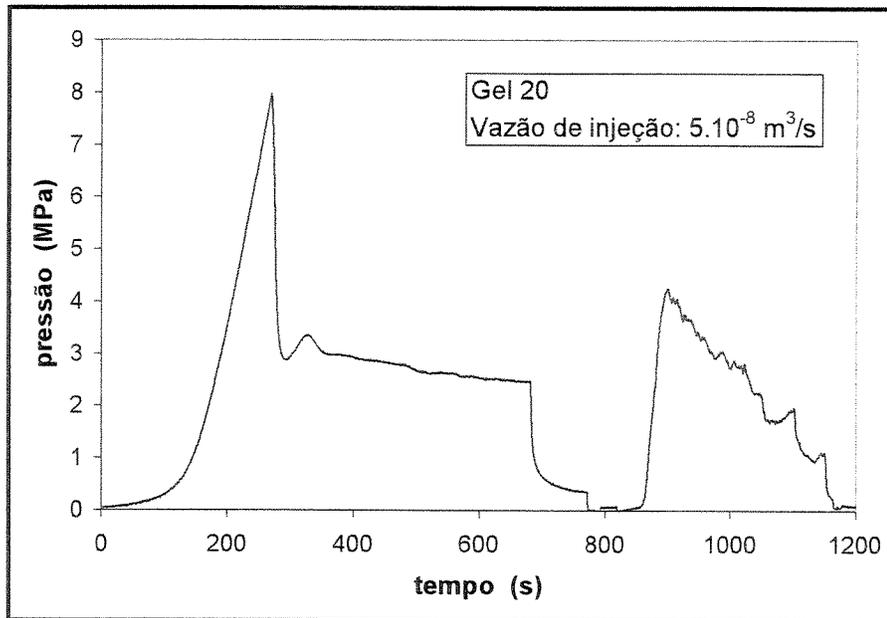


Figura 5.2: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (3 ml/min)

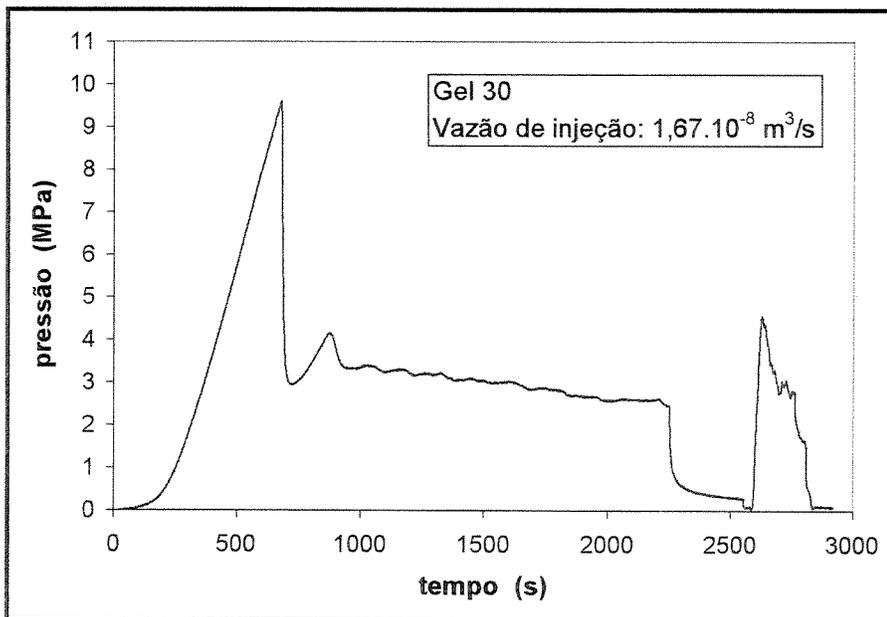


Figura 5.3: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (1 ml/min)

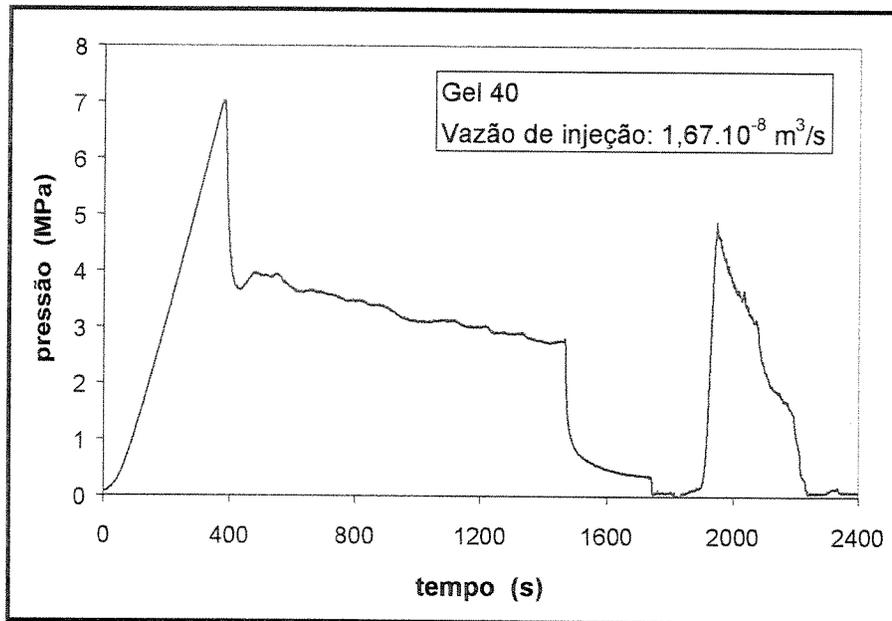


Figura 5.4: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (1 ml/min)

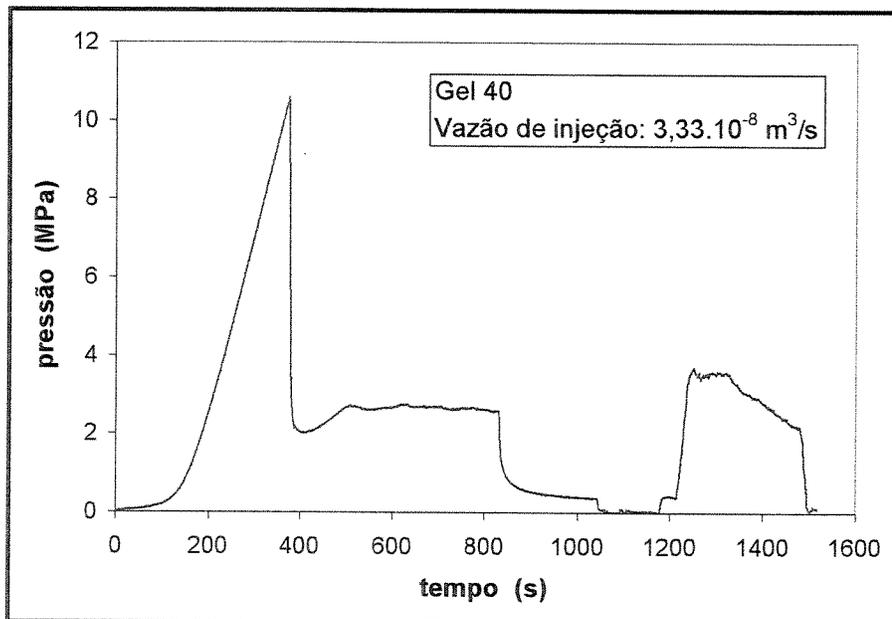


Figura 5.5: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (2 ml/min)

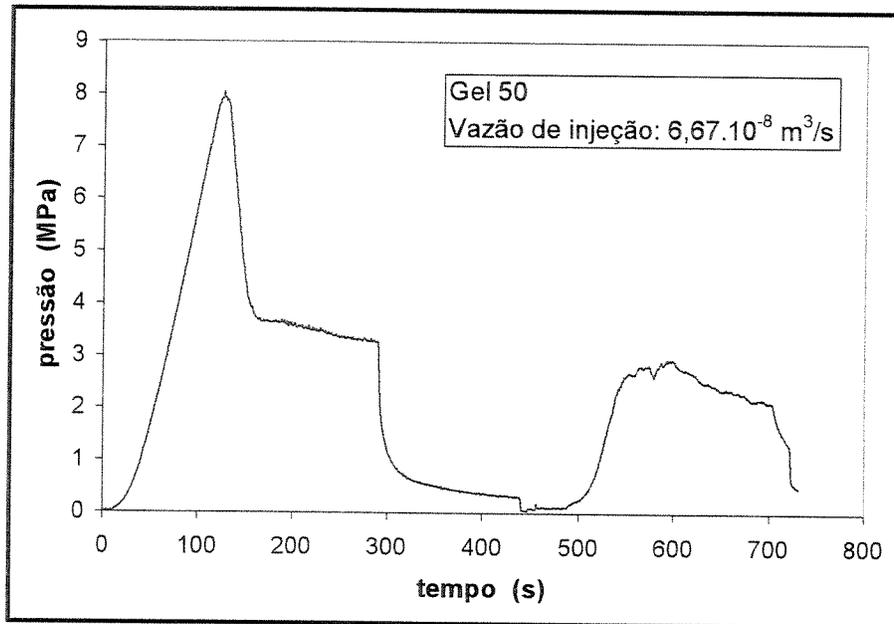


Figura 5.6: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (4 ml/min)

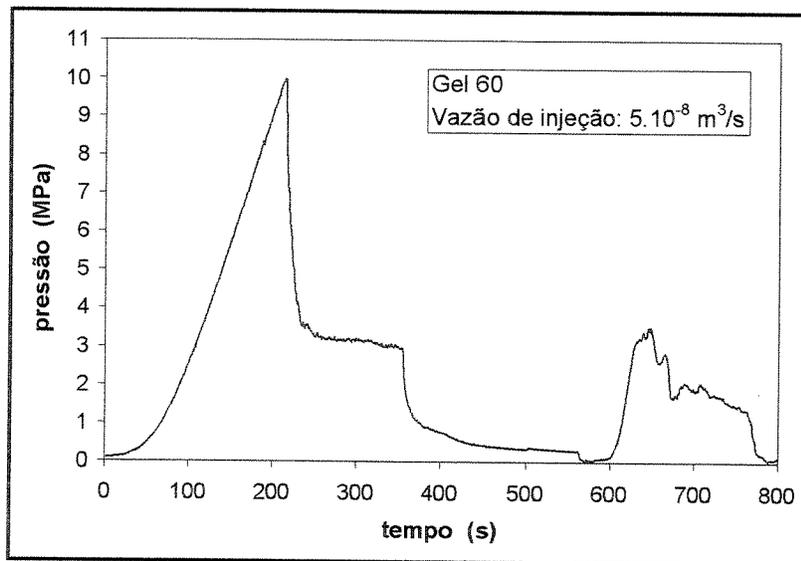


Figura 5.7: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (3 ml/min)

Os gráficos de fraturamento obtidos experimentalmente foram semelhantes a gráficos de operações reais de *minifrac*, onde o fechamento da fratura é completo devido à inexistência de agentes de sustentação. Foram observadas, no entanto, algumas diferenças básicas relativas ao comportamento da pressão, citadas a seguir.

- Em todos os ensaios observou-se um alívio de pressão imediatamente após o surgimento da fratura, decorrente da diferença entre as pressões de quebra e de propagação. A queda abrupta da pressão esteve relacionada ao descarregamento do fluido existente no poço para o interior da fratura incipiente, havendo perdas elevadas por filtração nos instantes iniciais. O crescimento da fratura tornou-se factível à medida que o gel continuou sendo injetado e as taxas iniciais de filtração *in situ* diminuíram (em virtude da formação de reboco). O fenômeno de alívio de pressão também ocorre em campo, porém com menor intensidade.

- Em diversos ensaios ocorreu um transiente de pressão entre o surgimento da fratura e a propagação propriamente dita. A recuperação da pressão neste período de transiente ocorreu até que a pressão de propagação fosse atingida. Tal fenômeno foi mais evidente nos ensaios com vazões mais baixas ( $1,67 \cdot 10^{-8}$  e  $3,33 \cdot 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s) e fluidos com menores concentrações de HPG (géis 20 e 30), portanto esteve associado à eficiência volumétrica de tratamento. Em virtude do comportamento de elevação da pressão (não indicativo da ocorrência de crescimento de fratura radial), o período em questão não foi considerado para efeito de determinação do tempo de propagação. Cabe salientar que o tempo de propagação é uma das principais variáveis envolvidas no cálculo do coeficiente global de filtração.

- O valor de  $P_c$  é inferido tradicionalmente através de gráficos envolvendo a pressão em função da raiz quadrada do tempo ou da função  $G^*$  (Apêndice A).  $P_c$  é identificado em função de uma mudança de inclinação da curva  $P$  vs.  $G$  ou  $P$  vs.  $\sqrt{t}$ . Durante a realização dos ensaios, a pressão de fechamento também pôde ser identificada no próprio gráfico pressão de injeção *versus* tempo, por uma mudança abrupta de comportamento na taxa de declínio.

---

\*  $G$  é uma função exponencial do tempo adimensional,  $t_D$ , o qual é definido como:  $t_D = [\text{tempo após fim do bombeio}] / [\text{tempo de propagação da fratura}]$ .

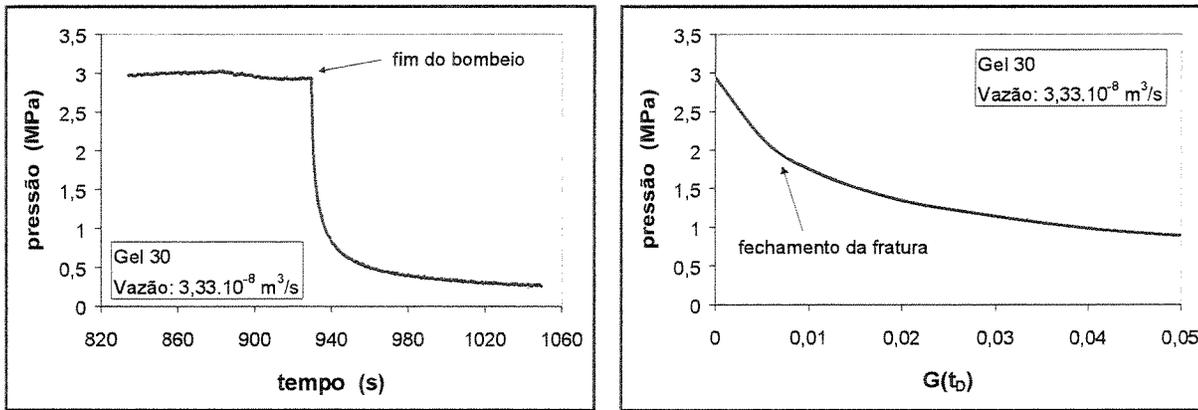


Figura 5.8: Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista *Pressão vs. G*

$$C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (2 ml/min)}$$

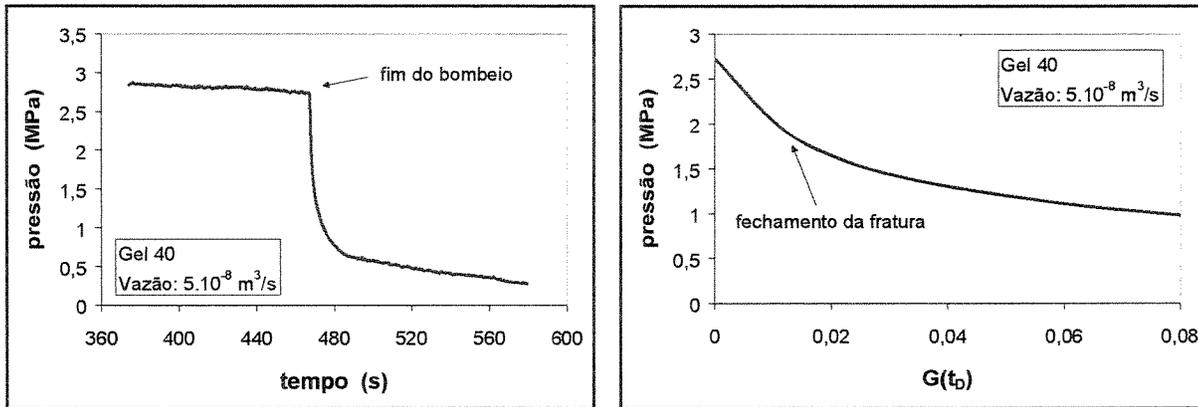


Figura 5.9: Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista *Pressão vs. G*

$$C_{HPG} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (3 ml/min)}$$

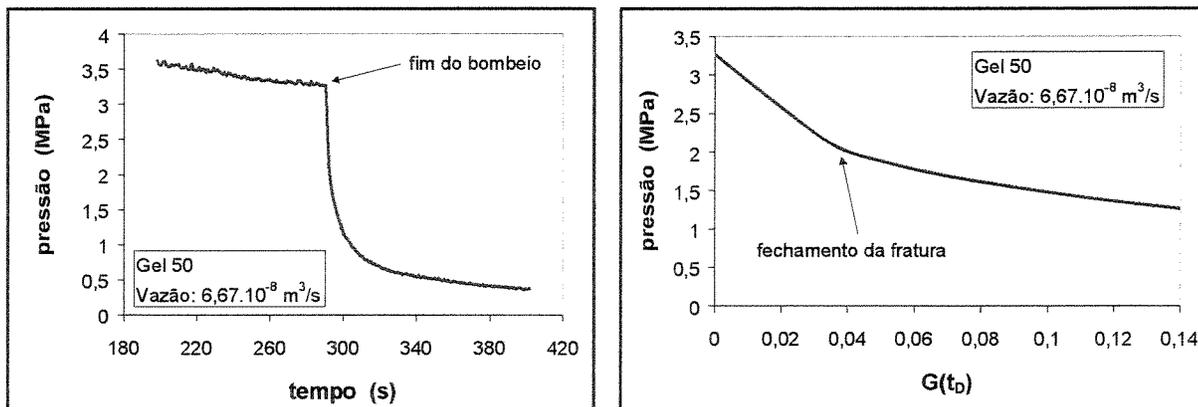


Figura 5.10: Pressão após o fim da injeção e gráfico especialista *Pressão vs. G*

$$C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (4 ml/min)}$$

As Figuras 5.8 a 5.10 fornecem três exemplos de gráficos especialistas (pressão de injeção *versus* função  $G$ ), os quais ilustram a aplicação da análise de declínio de pressão aos dados experimentais.

- A pressão de fechamento das fraturas obtidas em laboratório não coincidiu com a menor tensão de confinamento, a qual correspondeu à tensão vertical e cujo valor foi nulo. Isto ocorreu provavelmente em virtude da existência de material polimérico entre as faces da fratura durante o fechamento, o que não invalidou, no entanto, a aplicação da análise de Nolte.

O transiente de pressão verificado poucos segundos após o fim do bombeio é indicativo do fechamento da fratura, o qual iniciou-se com a acomodação do reboco (material compressível) existente nas duas faces da mesma. Este transiente de pressão também deve ser influenciado pelo padrão real de fechamento da fratura: didaticamente, o processo de fechamento da fratura é semelhante à aproximação de duas placas paralelas; sabe-se, todavia, que se trata de um fenômeno mais complexo e que as faces da fratura fecham-se a partir das extremidades.

**Pressão de quebra.** Os gráficos de fraturamento obtidos em laboratório mostraram diferentes valores de pressão de quebra, os quais são apresentados na Tabela 5.1. Vale ressaltar que as propriedades intrínsecas dos fluidos de fraturamento e a vazão de injeção não afetam a pressão de quebra.

Tabela 5.1: Pressões de quebra corrigidas\*

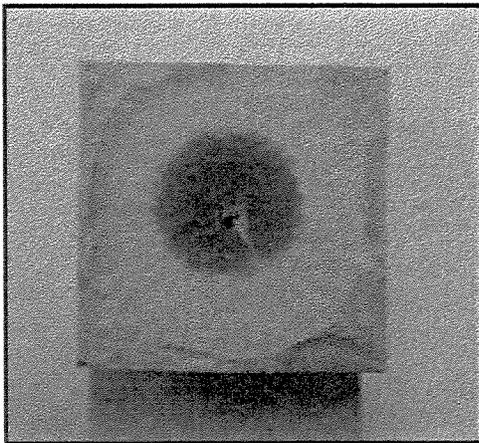
<i>Vazão</i> ( $m^3/s$ )	$P_q - \Delta P_f$ (MPa)				
	<i>Gel 20</i>	<i>Gel 30</i>	<i>Gel 40</i>	<i>Gel 50</i>	<i>Gel 60</i>
$1,67 \cdot 10^{-8}$	8,37	9,51	6,85	11,24	9,61
$3,33 \cdot 10^{-8}$	8,73	11,10	10,42	9,46	12,03
$5,00 \cdot 10^{-8}$	7,94	10,15	9,81	9,72	9,67
$6,67 \cdot 10^{-8}$	6,44	10,24	9,07	7,62	10,05

\* Pressão de quebra corrigida = pressão de quebra lida no sensor Validyne – perda de carga na linha

Campos (1983) realizou um estudo relativo às tensões subsuperficiais na parede de um poço circular, levando em consideração a teoria da elasticidade. De acordo com o estudo em questão, a pressão de quebra no caso de fraturas horizontais depende do fluido de fraturamento (penetrante / não-penetrante), propriedades da formação (resistência à tração e compressibilidade) e estado de tensões *in situ*.

### 5.1.2 Fotos de fraturas geradas em laboratório

Nas Figuras 5.11 e 5.12, são fornecidas fotos das fraturas associadas aos gráficos de pressão de injeção *versus* tempo ilustrados nas Figuras 5.2 a 5.7, juntamente com os dados de raio de fratura e tempo de propagação.

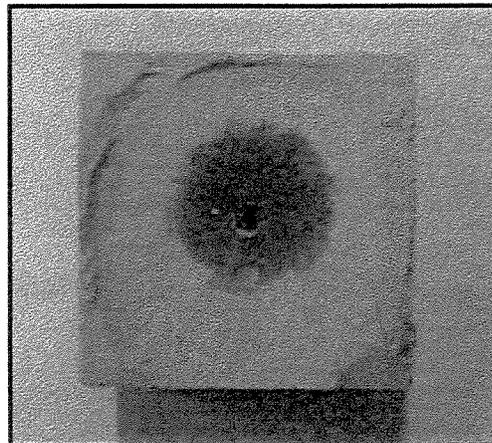


Gel 20

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,5 cm

Tempo de propagação: 353 s



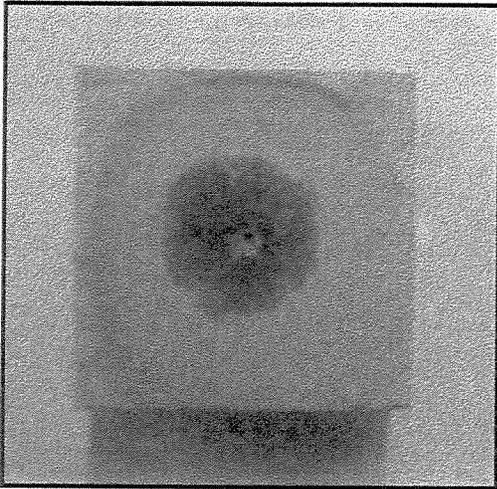
Gel 30

Vazão de injeção:  $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,5 cm

Tempo de propagação: 1375 s

Figura 5.11: Fotos de fraturas geradas em ensaios de simulação física de fraturamento

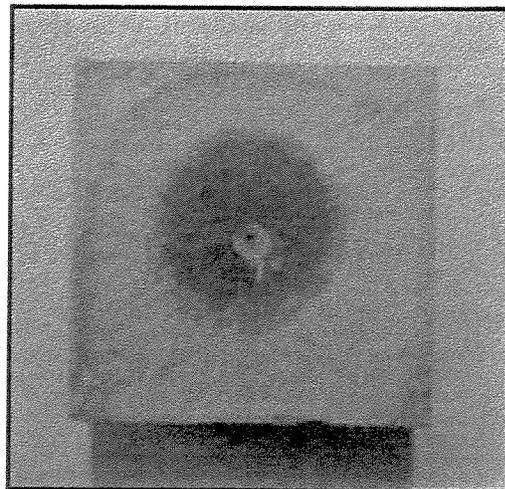


Gel 40

Vazão de injeção:  $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,45 cm

Tempo de propagação: 990 s

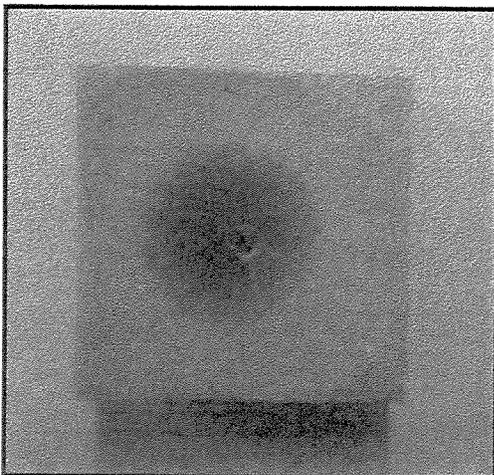


Gel 40

Vazão de injeção:  $3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 325 s

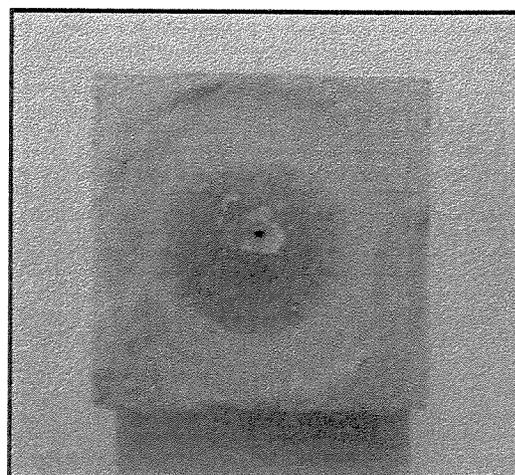


Gel 50

Vazão de injeção:  $6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 130 s



Gel 60

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 122 s

Figura 5.12: Fotos de fraturas geradas em ensaios de simulação física de fraturamento

As fraturas obtidas apresentaram geometria radial. A ocorrência de fraturas radiais está relacionada à inexistência de contrastes tanto de propriedades mecânicas do meio quanto de tensões confinantes ao longo do plano de propagação.

Os limites das fraturas foram em geral muito bem definidos, conforme pode ser observado nas Figuras 5.11 e 5.12. Dessa forma, os valores de raio da fratura medidos diretamente com paquímetros conferiram precisão satisfatória.

### **5.1.3 O reboco**

A formação de reboco sobre as faces das fraturas pôde ser confirmada visualmente através de ensaios contemplando um único ciclo de propagação. Observou-se que as fraturas bem como os rebocos gerados no segundo ciclo não foram contaminados pelo corante.

Foi possível constatar também que nas extremidades das fraturas o filme polimérico apresentou menor aderência ao meio poroso e que a coloração azulada foi menos intensa (menor grau de pigmentação). A justificativa está relacionada provavelmente a dois fatores: primeiramente, menores tempos de exposição à filtração em áreas próximas à ponta da fratura; em segundo lugar, devem ser considerados também a geometria da abertura da fratura (decrecente com o raio) e os complexos fenômenos inerentes à extremidade da fratura durante o período de propagação.

### **5.1.4 Tempo de propagação**

A obtenção de fraturas com raios aproximados (dentro do intervalo de 2,45 a 2,7 cm) possibilitou a investigação do efeito da vazão para cada um dos fluidos de fraturamento; em segundo lugar, viabilizou uma comparação direta da eficiência dos diferentes géis no controle da filtração. Em ambos os casos, o parâmetro de comparação foi o tempo de propagação das fraturas.

Uma vez que a eficiência volumétrica do tratamento é função tanto da vazão de injeção quanto da concentração de polímero, também foi possível confrontar (ainda que indiretamente) a eficiência volumétrica dos testes.

Na Figura 5.13 podem ser facilmente identificadas duas tendências: a elevação da vazão de injeção, independentemente do gel considerado, promoveu uma diminuição do tempo de propagação da fratura; e, para uma determinada vazão de operação, o aumento da concentração de polímero proporcionou um decréscimo no tempo de propagação.

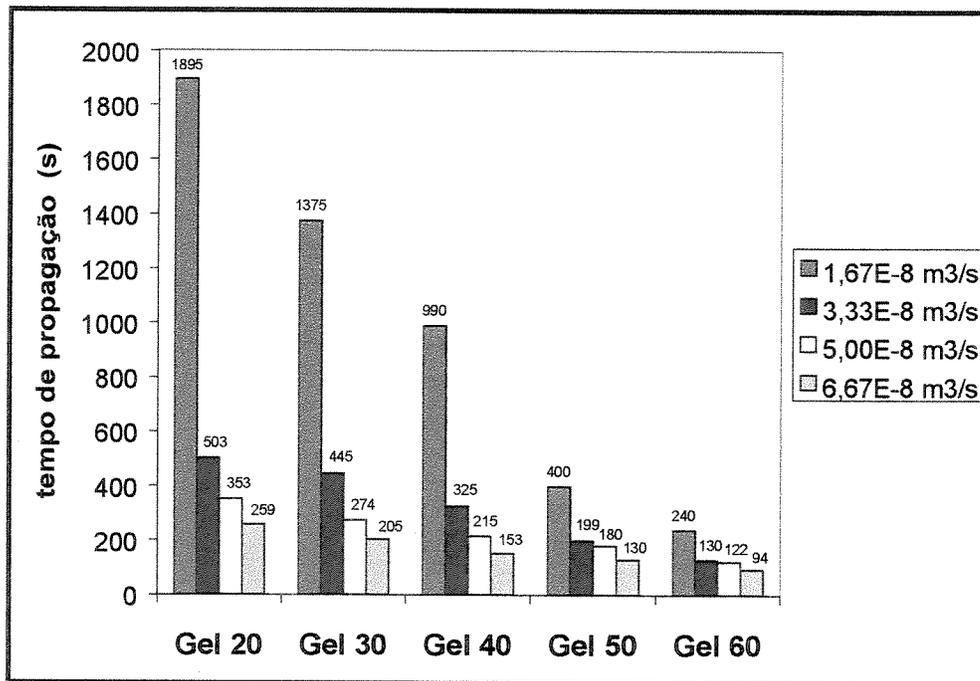


Figura 5.13: Tempo de propagação das fraturas geradas em laboratório ( $2,45 \text{ cm} < R < 2,7 \text{ cm}$ )

É importante salientar que os resultados experimentais de fraturamento efetivamente apresentaram reprodutibilidade. Considerando as mesmas condições experimentais (vazão e gel) de um determinado ensaio, a repetição do tempo de propagação do mesmo produz uma fratura com igual diâmetro. Foram realizados alguns ensaios em laboratório para comprovar a capacidade de reprodução de resultados.

### 5.1.5 Coeficientes globais de filtração

Os coeficientes de filtração  $C_L$  obtidos via aplicação da análise de Nolte são fornecidos na Figura 5.14.

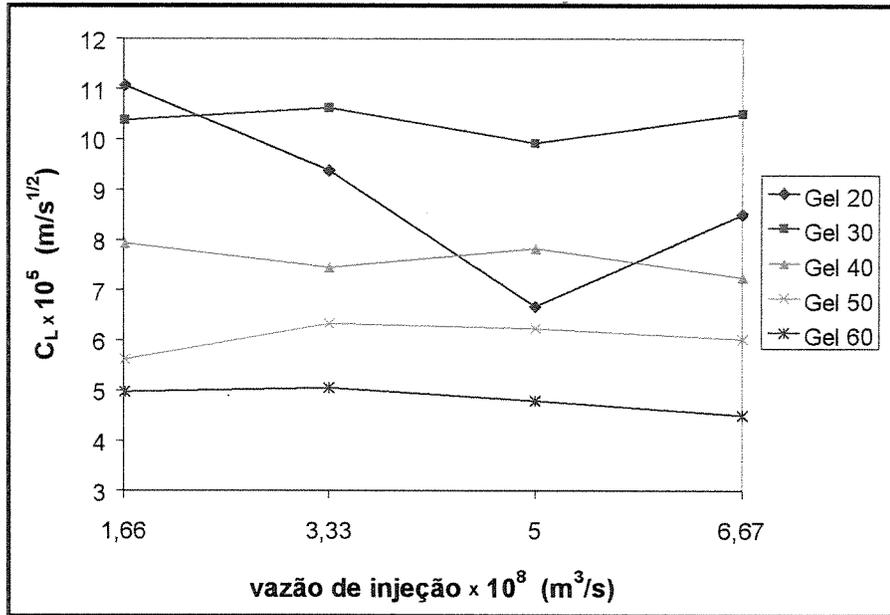


Figura 5.14: Coeficientes de filtração  $C_L$  determinados a partir dos ensaios de fraturamento

Tabela 5.2: Desvio-padrão dos coeficientes globais de filtração

<i>Fluido</i>	<i>Desvio-padrão (<math>m/s^{1/2}</math>)</i>
Gel 20	$1,59 \cdot 10^{-5}$
Gel 30	$0,26 \cdot 10^{-5}$
Gel 40	$0,28 \cdot 10^{-5}$
Gel 50	$0,27 \cdot 10^{-5}$
Gel 60	$0,21 \cdot 10^{-5}$

Exceção feita ao gel 20, pôde-se constatar que:

- Os coeficientes globais de filtração praticamente não variaram com a vazão de injeção.

- Quanto maior a concentração de HPG, ou seja, quanto maior a eficiência do gel de fraturamento, menor o valor de  $C_L$ . A relação entre os coeficientes de filtração e a concentração de HPG confirmou, portanto, que o aumento da carga de polímero proporciona uma redução na taxa de filtração.

A filtração de géis de fraturamento reticulados é afetada pelas tensões de cisalhamento associadas ao fluxo no interior da fratura. A realização de ensaios com diferentes vazões de injeção teve como objetivo investigar o efeito da taxa de cisalhamento sobre o coeficiente global de filtração. Como não houve variações significativas do coeficiente  $C_L$  com a vazão (vinculadas a um único gel), pôde-se concluir que as tensões de cisalhamento atuantes sobre o reboco não promoveram efeito sensível na taxa de filtração. O fenômeno em questão pode ser explicado por:

- taxas de cisalhamento suficientemente pequenas ocasionadas por baixas eficiências volumétricas;

- tempos de propagação relativamente curtos e, conseqüentemente, tempos de exposição à filtração insuficientes para a ocorrência de efeitos dinâmicos sensíveis.

Como o gel 20 apresentou os maiores tempos de propagação relativos a cada vazão de teste, para este gel, a princípio, deveriam ter sido encontrados os maiores valores de  $C_L$ . No presente estudo, em função do procedimento experimental adotado, a ocorrência de maiores tempos de propagação esteve vinculada necessariamente a taxas de filtração mais elevadas. A análise de declínio de pressão consiste em um método indireto para a determinação do coeficiente global de filtração. Devem ser consideradas, portanto, eventuais influências de hipóteses simplificadoras introduzidas no desenvolvimento desta ferramenta.

Nolte (1979) elaborou a análise de declínio de pressão assumindo um fluido de fraturamento incompressível e o coeficiente global de filtração como sendo independente da pressão, o que é válido apenas para perdas de filtrado controladas por rebocos compressíveis. Nos casos onde a perda de filtrado é dominada por viscosidade do filtrado, permeabilidade e compressibilidade da formação ou por reboco incompressível, o coeficiente  $C_L$  é dependente da

pressão e diminui durante o período de fechamento. Nestas ocasiões, segundo Castillo (1987), os valores de  $C_L$  fornecidos pela análise de declínio de pressão são subestimados.

A distribuição sistemática de tempos de propagação (os quais foram medidas diretas e, portanto, confiáveis) apresentada na Figura 5.13 constituiu um forte indício de que os valores de  $C_L$  para o gel 20 foram, em geral, subestimados. Além disso, ensaios extras (Tabela II.1 do Anexo II) permitiram constatar que os coeficientes globais de filtração associados ao gel 20 não apresentaram qualquer relação com variáveis experimentais (vazão de injeção e pressão média de propagação). Considerando também o comportamento uniforme dos coeficientes de filtração dos géis 30, 40, 50 e 60, pôde-se concluir que os valores de  $C_L$  obtidos para o fluido em questão foram inconsistentes porque a metodologia aplicada não foi adequada para o mesmo.

Aproveitando a tendência geral dos coeficientes de filtração  $C_L$  serem independentes da vazão para um determinado fluido, foram obtidos os parâmetros  $C^*$ , apresentados na Figura 5.15.

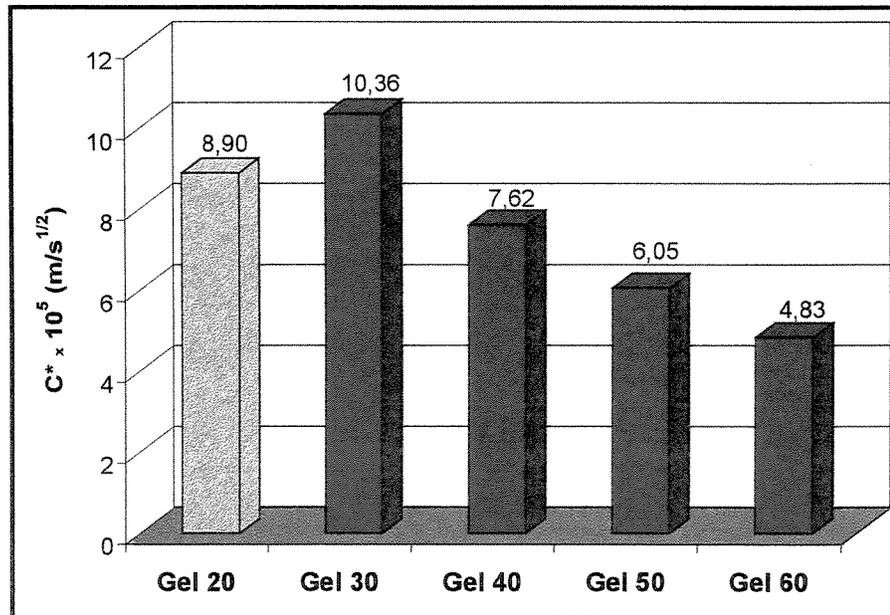


Figura 5.15: Médias dos coeficientes de filtração  $C_L$

O parâmetro  $C^*$  consiste numa média aritmética dos quatro valores de  $C_L$  associados a um único gel. A coluna referente ao gel 20 apresenta uma coloração distinta tendo em vista o fato de que, no caso deste fluido, houve uma dispersão consideravelmente maior dos coeficientes de

filtração em função da vazão de injeção. A obtenção de tais valores médios visou facilitar a posterior análise comparativa com os coeficientes de filtração  $C_w$ .

### 5.1.6 Utilização de microssílica

O emprego de agentes anti-filtração, tais como sílica e diesel, é comum em operações de campo. Estes componentes são utilizados com o objetivo de minimizar a perda do fluido fraturante para a formação. Cada aditivo anti-filtração apresenta uma faixa de desempenho ótimo, dependente da categoria do fluido de fraturamento e da permeabilidade da formação.

Hidrocarbonetos (0,5 % em volume) podem ser usados como redutores de filtrado, pois reduzem a permeabilidade do reboco formado por géis reticulados nos casos onde a permeabilidade da formação é inferior a 10 mD. Entretanto, hidrocarbonetos não são eficientes quando se trata de reservatórios com permeabilidades mais elevadas. Nestes casos, o emprego de aditivos particulados é comum, tal como a microssílica, nas concentrações de 3,6 a 6 kg/m<sup>3</sup> (30 a 50 lbm/1000 gal).

Foram realizados ensaios em laboratório utilizando sílica nas concentrações de 2,4, 4,8, 7,2 e 9,6 kg/m<sup>3</sup>. Nestes experimentos, foram utilizados os géis 30 e 50 e as vazões  $1,67 \cdot 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s (1 ml/min) e  $5 \cdot 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s (3 ml/min). O emprego da sílica teve como objetivo principal verificar sua influência sobre o coeficiente global de filtração. A seguir constam alguns dos gráficos obtidos em laboratório, sendo que outros podem ser encontrados no Anexo II.

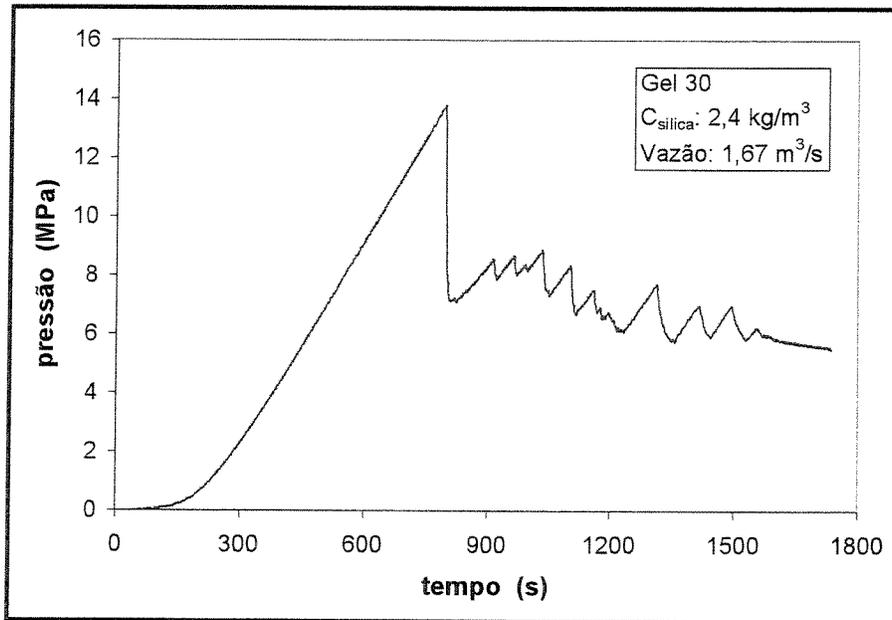


Figura 5.16: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

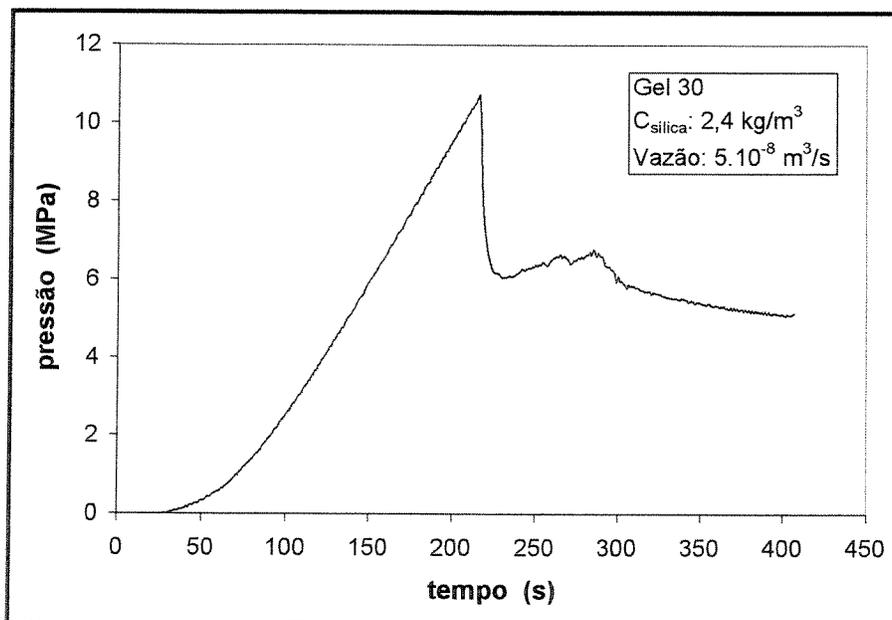


Figura 5.17: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

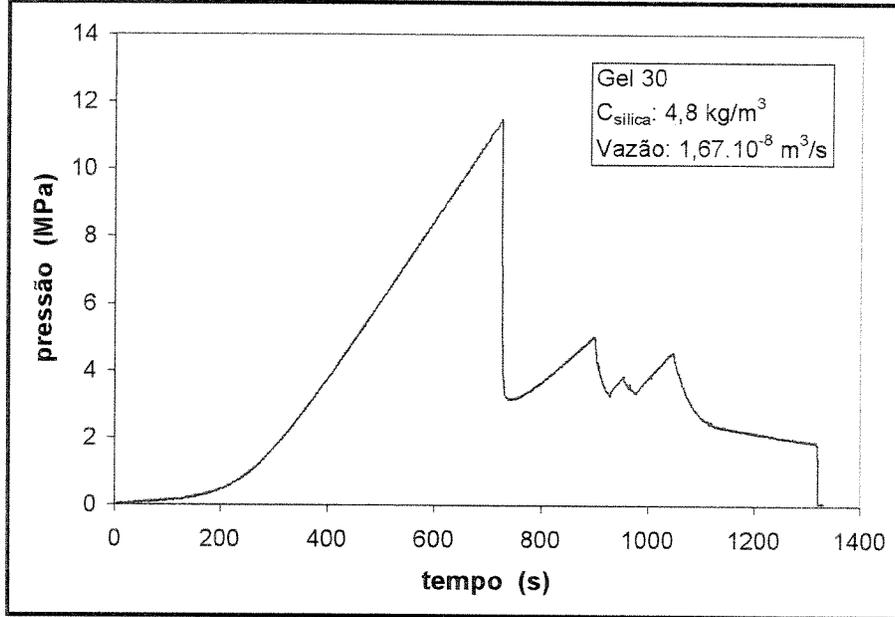


Figura 5.18: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{\text{silica}} = 4,8 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

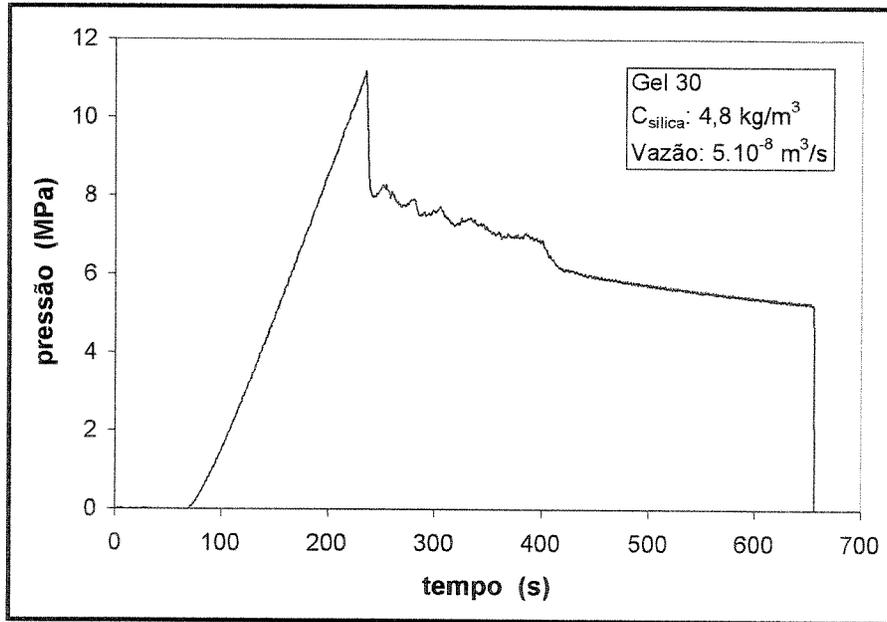


Figura 5.19: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{\text{silica}} = 4,8 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

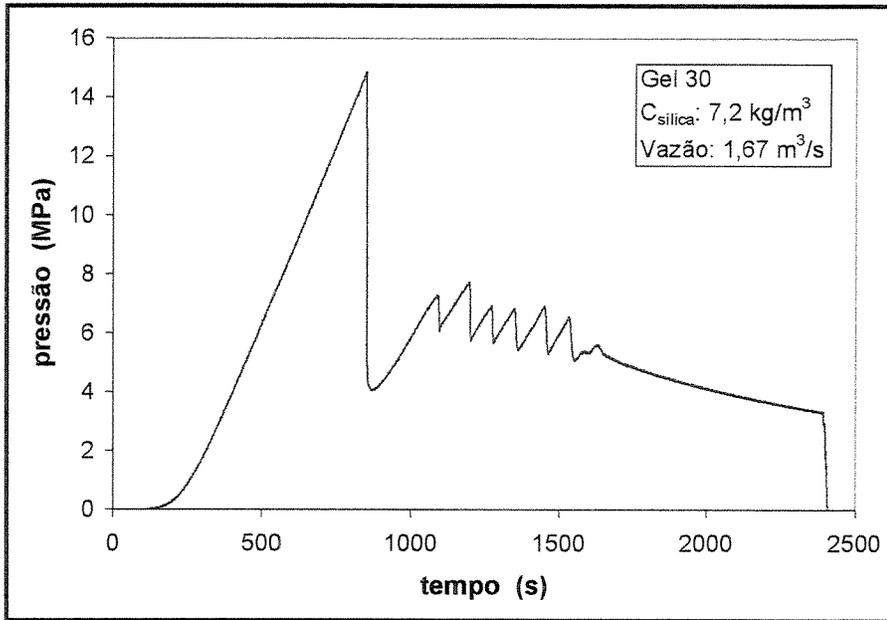


Figura 5.20: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{silica}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$$

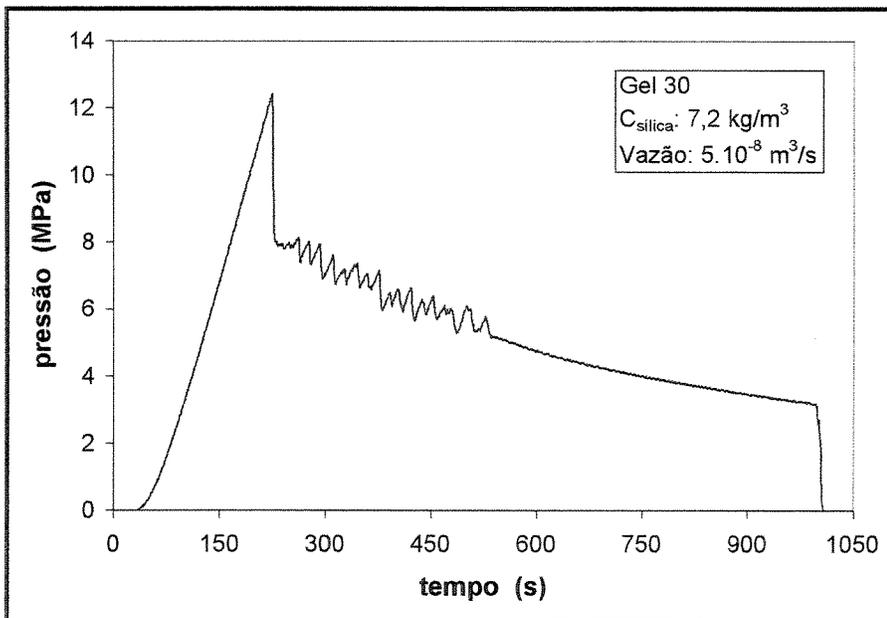


Figura 5.21: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{silica}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$$

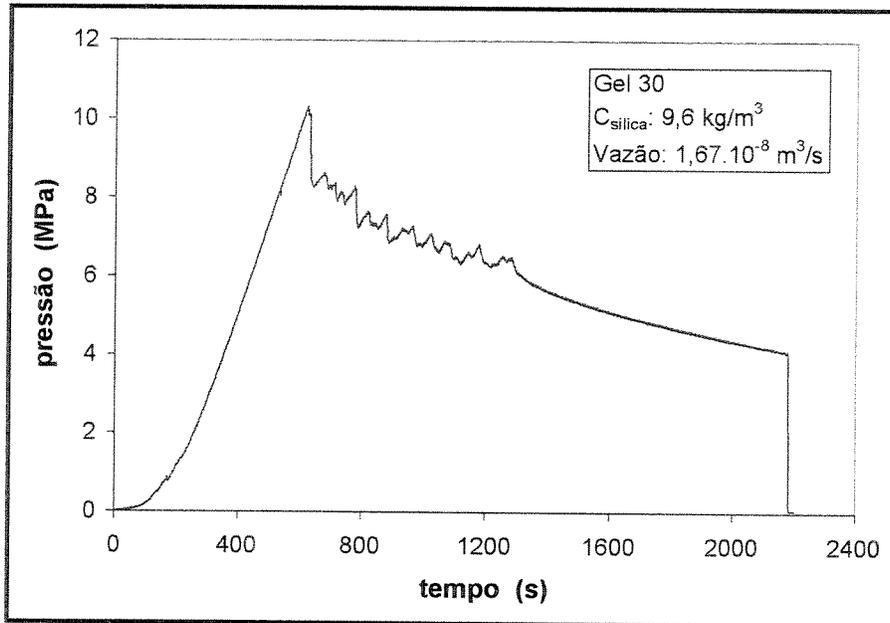


Figura 5.22: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 9,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

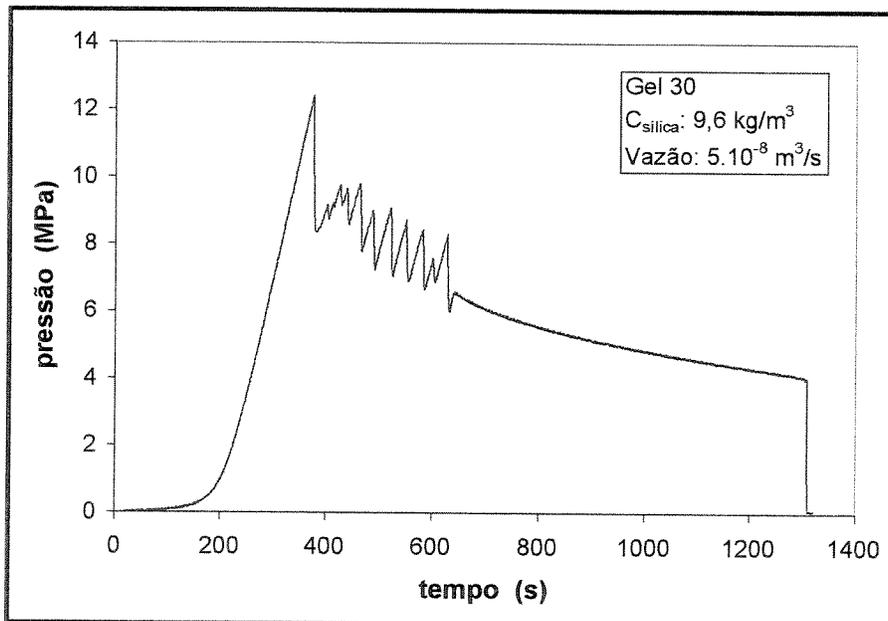


Figura 5.23: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 9,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Em todos os ensaios de simulação física de fraturamento envolvendo o uso de microssílica foram verificados os seguintes fatos:

- Entre a pressão de quebra e o fim do bombeio, o comportamento da pressão mostrou-se bastante irregular. Podem ser observadas perturbações durante todo o suposto período de propagação da fratura, sendo comum elevações bruscas da pressão seguidas de reduções repentinas (em alguns casos, este padrão foi repetitivo). Alguns gráficos se destacaram pela ocorrência de picos seguidos de alívios de pressão (fenômeno possivelmente associado a reaberturas da fratura) após o pico gerador da fratura inicial. Tais fenômenos, em geral, foram mais intensos nos ensaios de menor vazão ( $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) e também com maiores concentrações de sílica.

- No período de fechamento da fratura, após o corte da vazão de injeção, verificou-se novamente um padrão anômalo. Contrariamente à expectativa de queda súbita da pressão logo após o fim do bombeio, esta apresentou um declínio demasiadamente lento, o que implicou em coeficientes de filtração extremamente baixos.

Na tentativa de se compreender os fenômenos descritos anteriormente, merecem atenção especial o diâmetro das partículas de sílica e as dimensões da fratura (abertura e volume). A microssílica provavelmente ocasionou obstruções ao fluxo no interior da fratura, pois tendeu a ocupar parte significativa do volume da mesma durante a propagação, fato que se agravaria nos casos de menor vazão de injeção e maior concentração de sílica. Uma vez cessado o bombeio, a sílica tendeu a impedir o fechamento completo da fratura, promovendo ação semelhante a dos agentes de sustentação utilizados em campo. Em virtude do volume ocupado pelas partículas de sílica no interior da fratura, acredita-se que o fechamento da fratura sobre estas partículas seja instantâneo, tendo em vista o comportamento da pressão após o fim do bombeio. Tratam-se, portanto, de fenômenos associados à redução de escala.

Como a variação da pressão após o fim do bombeio, nos ensaios onde a sílica foi utilizada, não esteve associada exclusivamente à filtração do fluido de fraturamento através das faces da fratura, conseqüentemente não se efetuou a análise de declínio de pressão.

O ponto relativo ao corte na injeção nos gráficos de pressão vs. tempo foi facilmente identificável nos casos onde a sílica não foi utilizada. Por outro lado, quando a sílica foi empregada, a identificação deste ponto muitas vezes não pôde ser feita visualmente; em geral, quanto menor a concentração de sílica, menos visível o referido ponto.

Em ensaios contemplando apenas um ciclo de propagação, pôde-se constatar visualmente que as partículas de sílica (cujos diâmetros variam entre 42 e 66  $\mu\text{m}$ ) distribuíram-se sobre toda a extensão superficial das fraturas. Nas proximidades da ponta da fratura a presença de sólidos foi menor. Uma vez que o fluido de fraturamento foi capaz de transportar a sílica ao longo da fratura, pôde-se concluir que a abertura da fratura na maior parte de sua extensão foi superior ao diâmetro médio das partículas. A abertura de uma fratura radial é máxima nas adjacências do poço e diminui à medida que se aproxima da ponta da fratura; este perfil de abertura pode justificar a escassez de partículas observadas na ponta das fraturas geradas em laboratório.

Outra importante constatação a respeito da utilização de sílica consistiu na impossibilidade de se controlar o crescimento da fratura através do tempo de injeção. As duas principais razões foram:

- Na maioria dos casos a identificação do início do período de propagação foi prejudicada em virtude do comportamento anômalo da pressão após o surgimento da fratura.

- Tendo em vista o comportamento da pressão depois do surgimento da fratura, bem como o fato de que a pressão de propagação de fraturas radiais é decrescente com o tempo, pôde-se concluir que a taxa de crescimento da fratura sofreu variações significativas (períodos de crescimento acelerado e/ou retardado) causadas pela introdução de sílica no sistema.

## **5.2 Filtração estática**

As Figuras 5.24 a 5.28 permitem comparar as curvas de filtração de cada gel em função do diferencial de pressão aplicado.

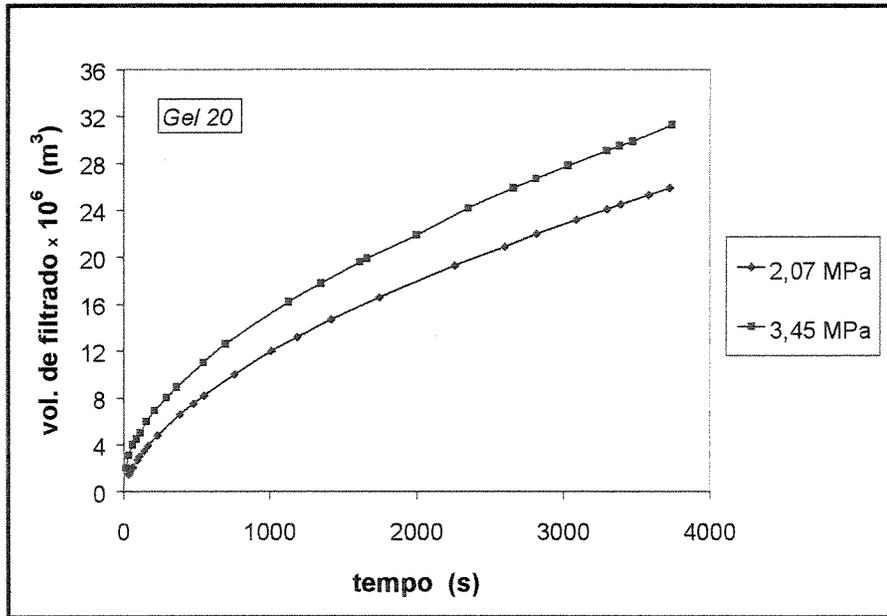


Figura 5.24: Volume de filtrado *versus* tempo ( $C_{\text{HPG}} = 2,4 \text{ kg/m}^3$ )

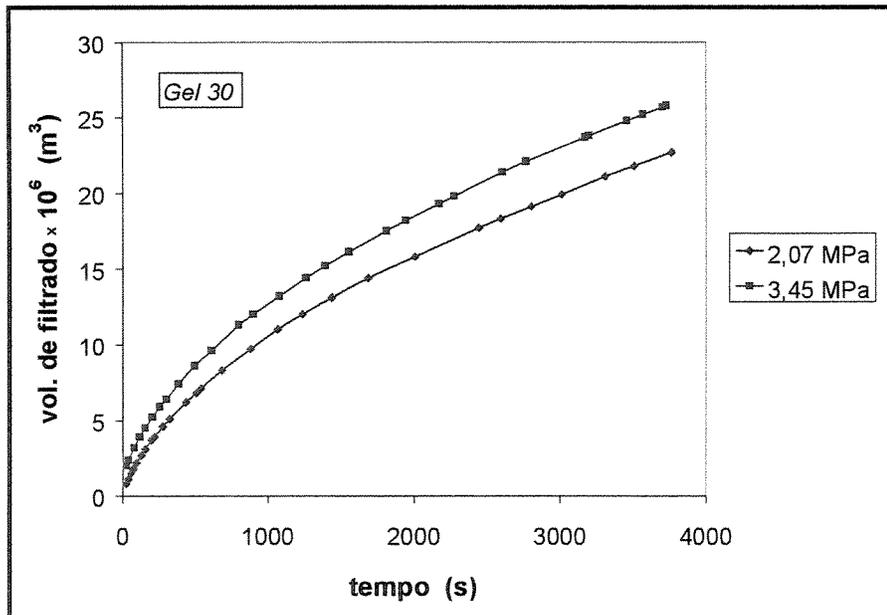


Figura 5.25: Volume de filtrado *versus* tempo ( $C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3$ )

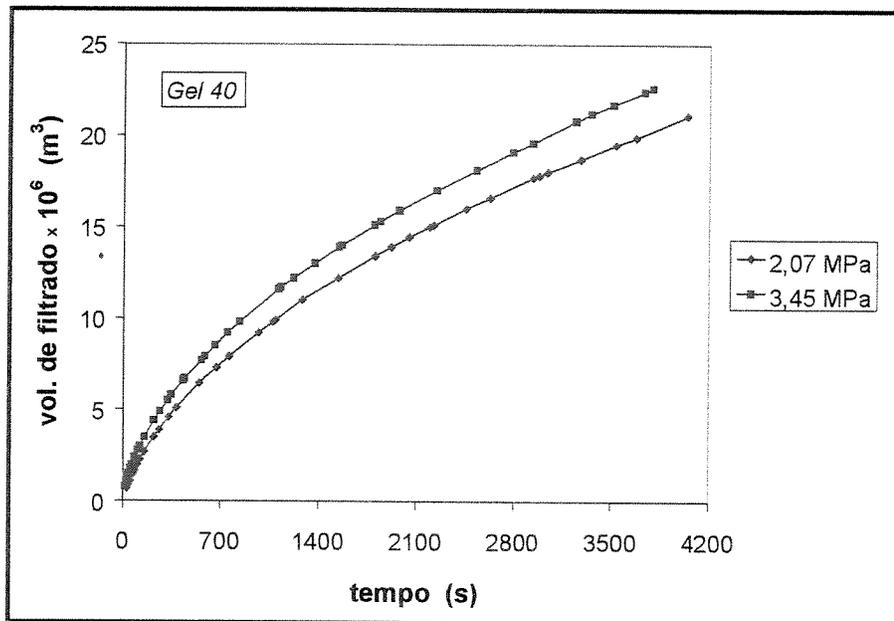


Figura 5.26: Volume de filtrado *versus* tempo ( $C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3$ )

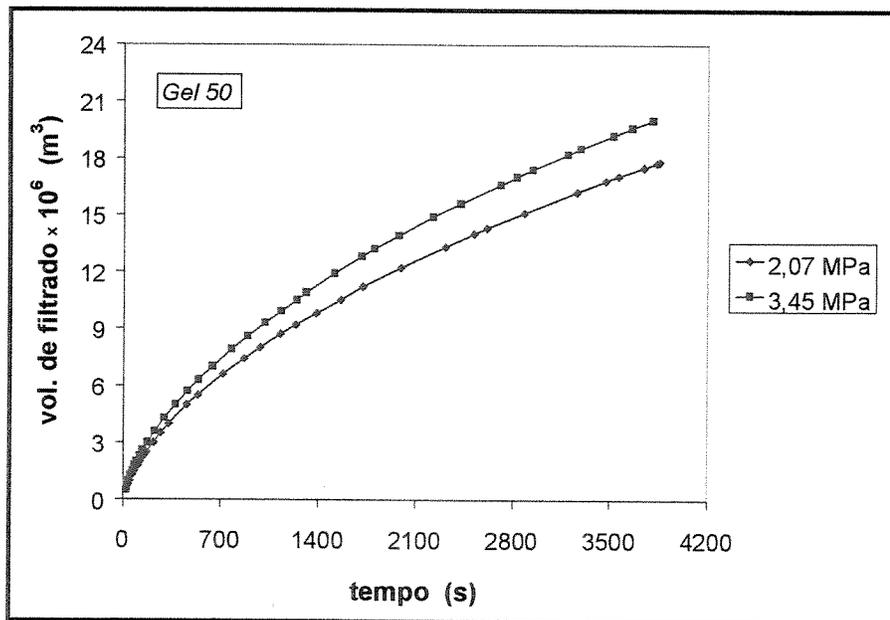


Figura 5.27: Volume de filtrado *versus* tempo ( $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3$ )

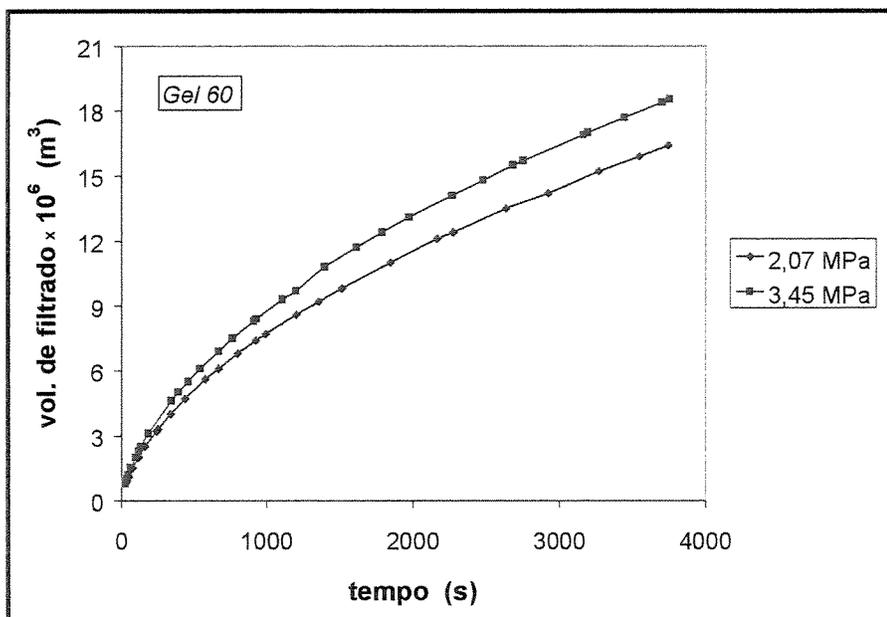


Figura 5.28: Volume de filtrado *versus* tempo ( $C_{\text{HPG}} = 7,2 \text{ kg/m}^3$ )

Pôde-se constatar que o comportamento das curvas foi característico da filtração de géis reticulados a pressão constante, sendo o volume de filtrado proporcional à raiz quadrada do tempo. Na filtração estática, a espessura do reboco tende a aumentar continuamente, de tal forma que a vazão de filtrado diminui sensivelmente com o tempo.

Foi possível verificar a existência de duas fases distintas de filtração no decorrer dos ensaios. No início dos experimentos foram observadas taxas acentuadas de filtração, com gotas de filtrado sendo coletadas rápida e continuamente; à medida que o reboco se desenvolveu, a vazão de filtrado diminuiu sensivelmente, sendo que na fase final dos ensaios gotas de filtrado foram coletadas paulatinamente.

O reboco formado na superfície dos papéis de filtro, ao final dos experimentos, apresentou uma consistência bastante elástica (capacidade notável de deformação reversível) e espessuras da ordem de 0,5 a 1 milímetro. Em todos os ensaios foi observada uma espessura de reboco uniforme sobre a superfície filtrante. Pôde-se verificar também a tendência de que, quanto maior a concentração de polímero, maior a espessura atingida pelo reboco.

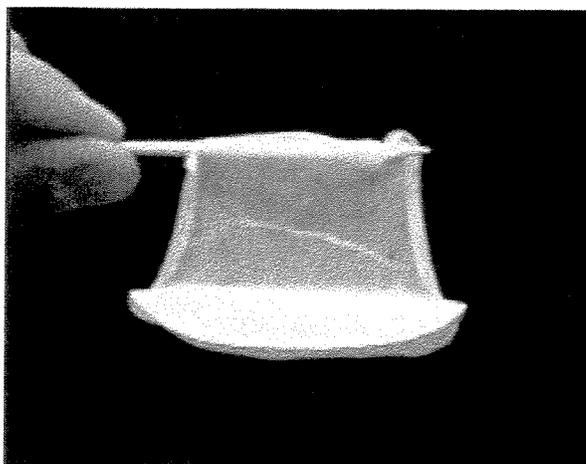


Figura 5.29: Foto de um reboco sendo retirado do papel de filtro

Foram feitas medidas reológicas do filtrado obtido em ensaios envolvendo os géis 20, 30, 40, 50 e 60, com diferencial de pressão aplicado de 3,45 MPa. Foram consideradas três amostras de filtrado por ensaio, coletadas nos seguintes intervalos de tempo: 0 – 5 minutos, 25 – 30 minutos e 55 – 60 minutos. As amostras foram levadas ao reômetro Haake CV 20 ZA 30.

Observou-se que o reômetro não pôde traçar com precisão as curvas  $\tau$  versus  $\dot{\gamma}$ , em virtude da baixa viscosidade dos fluidos em questão. Os coeficientes de correlação obtidos através de ajustes de curvas (modelos Newtoniano, Bingham, Herschel-Bulkley e fluido de Potência) foram inferiores a 0,5. Todavia, foi possível concluir que todas as amostras de filtrado, independentemente do gel ou intervalo de tempo considerado, possuíram viscosidade muito próxima de 0,001 Pa.s a 25 °C. Além da viscosidade, as características visuais do filtrado foram muito semelhantes a da água. Para efeito de comparação, também foram efetuadas caracterizações reológicas com a mesma água (pura) utilizada no preparo dos géis.

As Figuras 5.30 e 5.31 possibilitam comparar o comportamento das curvas de filtração dos diferentes géis. Para uma dada pressão e tempo de ensaio, quanto maior a concentração de HPG, menor o volume de filtrado por unidade de área. Trata-se de uma consequência direta das diferentes eficiências dos fluidos de fraturamento no que se refere ao controle da filtração.

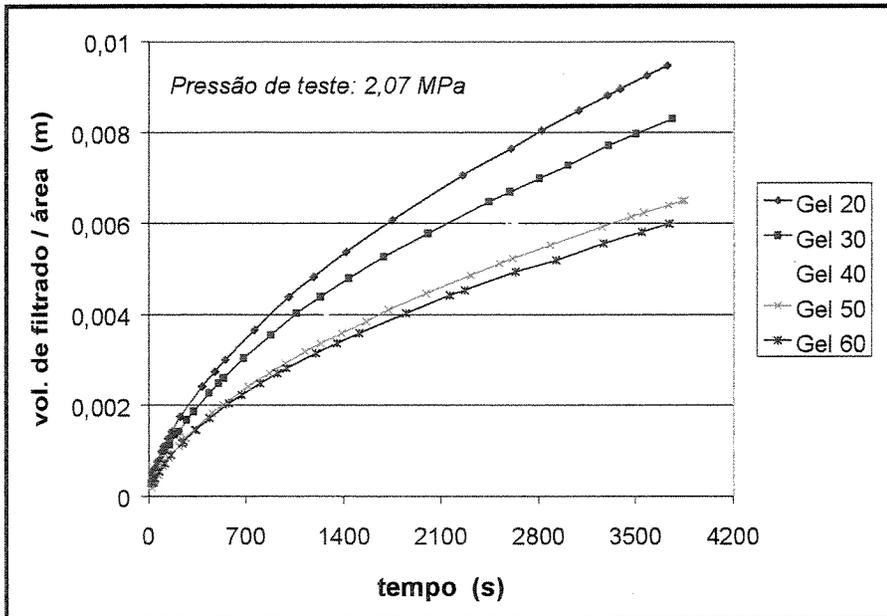


Figura 5.30: Volume de filtrado por unidade de área versus tempo ( $\Delta P = 300$  psi)

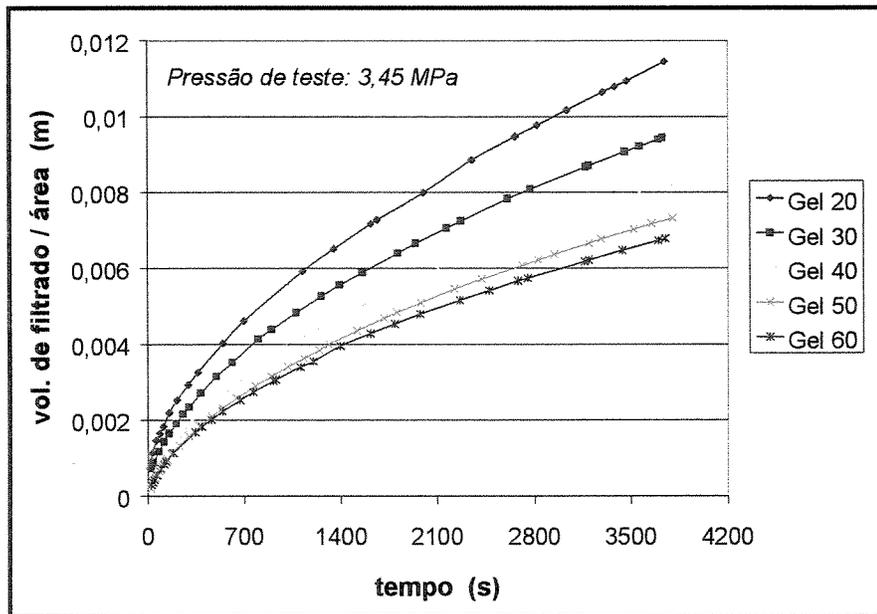


Figura 5.31: Volume de filtrado por unidade de área versus tempo ( $\Delta P = 500$  psi)

Os gráficos de volume de filtrado por unidade de área *versus* raiz quadrada do tempo (Figuras 5.32 e 5.33) são tradicionalmente empregados na determinação do coeficiente de filtração  $C_w$ . A região linear das curvas foi utilizada para a determinação de  $C_w$ , sendo representativa do período no qual o reboco governa o fenômeno da filtração.

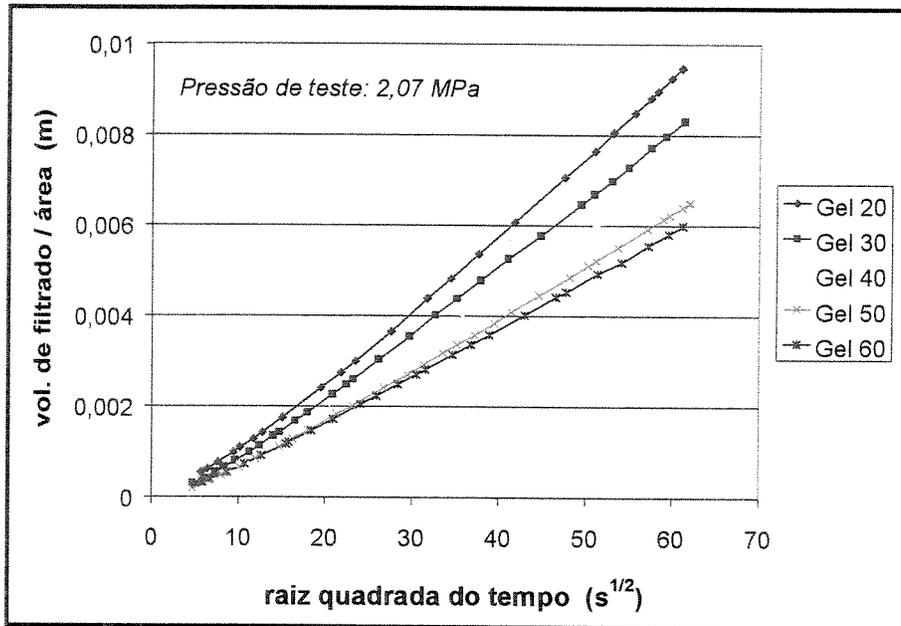


Figura 5.32: Volume de filtrado por unidade de área vs. raiz quadrada do tempo ( $\Delta P = 300$  psi)

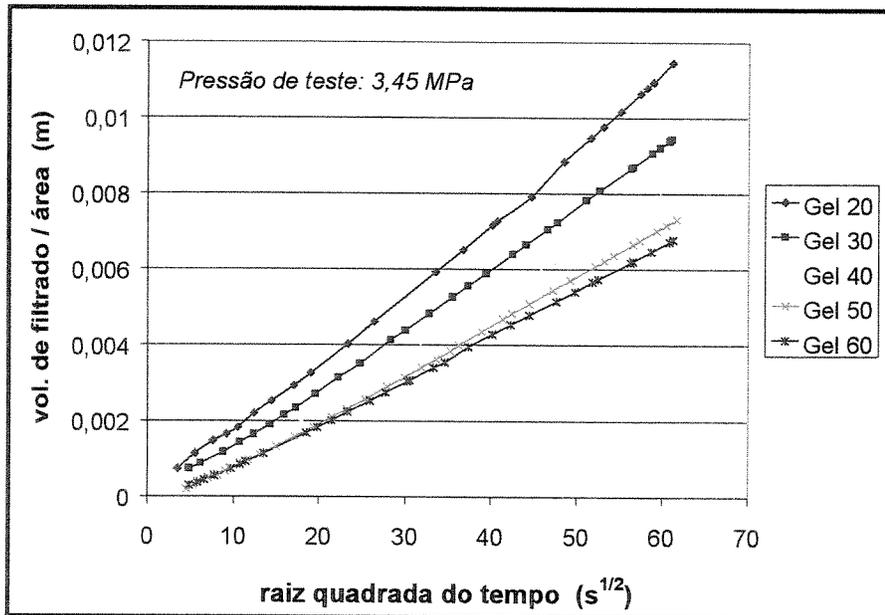


Figura 5.33: Volume de filtrado por unidade de área vs. raiz quadrada do tempo ( $\Delta P = 500$  psi)

A Figura 5.34 constitui um resumo dos resultados obtidos em laboratório no que tange à filtração estática. É possível observar a influência da pressão e da concentração de HPG sobre o coeficiente de filtração  $C_w$ . Vale destacar que o comportamento do gel 20, ao contrário da simulação de fraturamento, foi absolutamente normal.

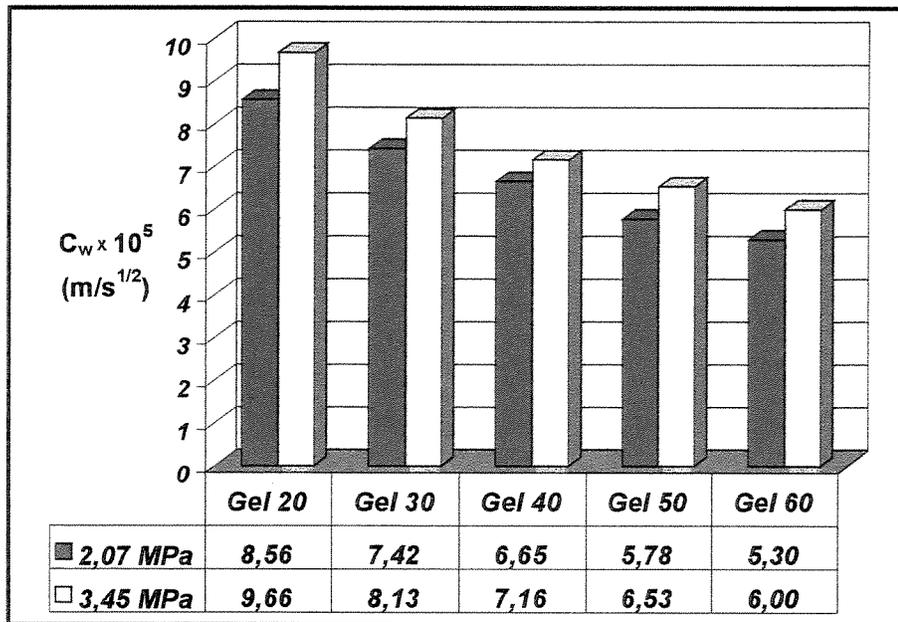


Figura 5.34: Coeficientes de filtração  $C_w$  determinados a partir de ensaios de filtração estática

A ordem de grandeza dos coeficientes de filtração  $C_w$  apresentados na Figura 5.34 está plenamente de acordo com resultados experimentais apresentados por outros pesquisadores (Penny e Conway, 1989) (McGowen e McDaniel, 1988) (McGowen e Vitthal, 1996b) referentes à filtração de géis com HPG reticulados com titanato.

Os coeficientes de filtração  $C_w$  associados a géis de HPG reticulados com titanatos normalmente apresentam alguma relação com o diferencial de pressão. Isto se explica porque o reboco formado por estes fluidos de fraturamento não é totalmente compressível ( $\alpha \neq 0$ ). Os valores de  $\Delta P$  utilizados neste trabalho podem ser considerados relativamente baixos, fato que certamente teve influência sobre os coeficientes obtidos. A dependência do  $C_w$  com a pressão, no caso de géis reticulados com titanato, tende a ser desprezível para diferenciais de pressão mais elevados (acima de 6,9 MPa).

### 5.3 Filtração dinâmica

Os primeiros testes com o sistema experimental foram feitos pelo pessoal do CENPES usando água marinha, com resultados considerados satisfatórios. Antes da introdução dos fluidos de fraturamento no sistema, foram realizados no início do trabalho testes com água industrial com o intuito de familiarização com o funcionamento do sistema.

Também foram realizados testes com o objetivo de definir o procedimento de inicialização dos ensaios. O procedimento adotado para inicialização dos experimentos consistiu na recirculação do gel de fraturamento pelo circuito hidráulico durante 15 minutos, sem a passagem de fluido pela câmara de filtração.

Efetuararam-se apenas dois ensaios de filtração dinâmica satisfazendo a sistemática experimental. A vazão utilizada nestes ensaios foi de  $3,33 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{s}$  (2 l/min), com diferencial de pressão aplicado de 1,38 MPa. Nos ensaios em questão foram contemplados os géis 20 e 50. Infelizmente todos os dados referentes ao ensaio realizado com o gel 20 foram perdidos: o arquivo de dados aquistados foi involuntariamente apagado. Na Figura 5.35 é ilustrado o ensaio contemplando o gel 50.

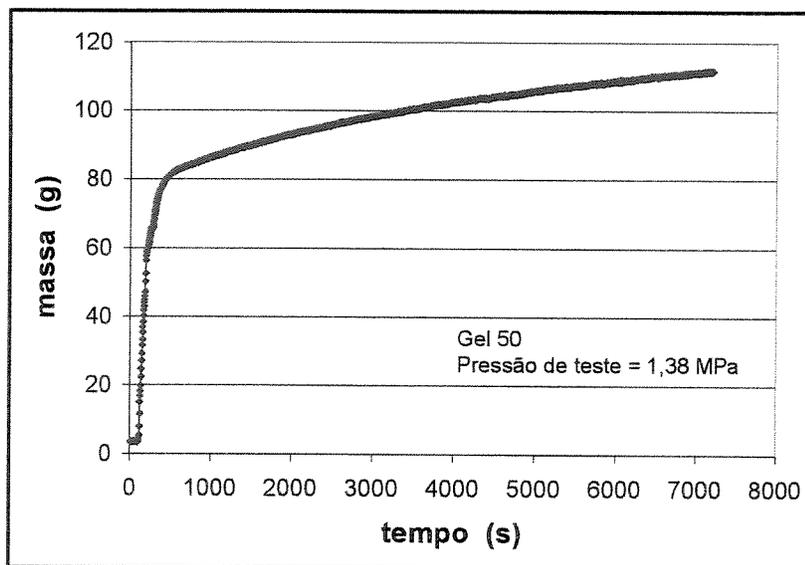


Figura 5.35: Massa de filtrado *versus* tempo ( $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3$  /  $\Delta P = 200 \text{ psi}$ )

Assumindo que a densidade do filtrado foi igual a da água, possibilitou-se traçar o gráfico volume de filtrado *versus* raiz quadrada do tempo. Dessa forma, determinou-se o valor do coeficiente de filtração para o ensaio em questão:  $C_w = 5,7 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}^{1/2}$ .

### 5.3.1 Comentários

Constatou-se que o dispositivo não permitiu simular o fenômeno de cisalhamento sobre o reboco, em virtude da configuração da câmara de filtração. Foi possível simular apenas o cisalhamento do fluido, o que teve como objetivo avaliar a influência da degradação mecânica do gel sobre o coeficiente de filtração.

O sistema não possibilitou efetuar os ensaios de filtração dinâmica com as mesmas condições estabelecidas nos experimentos de filtração estática, como decorrência de dois fatores:

- A pressão máxima aceitável no duto de seção retangular, onde situou-se a câmara de filtração, foi de 1,72 MPa (250 psi). Além disso, deve ser considerada a contra-pressão necessária na saída do filtro. A válvula de contra-pressão na saída da câmara de filtração visou a manutenção de um diferencial de pressão no filtro estável durante o ensaio. Os ensaios previstos deveriam ter um diferencial de pressão mínimo de 2,07 MPa (300 psi). Em função de tais restrições, o diferencial de pressão máximo não ultrapassaria 1,38 MPa (200 psi).

- A temperatura do gel de fraturamento durante os ensaios não foi ambiente, tendo em vista o aquecimento do fluido provocado pela bomba pneumática. A temperatura do fluido em todos os experimentos de filtração estática e simulação física de fraturamento foi ambiente.

Em função dessas restrições impostas aos experimentos de filtração dinâmica com relação às condições planejadas (diferencial de pressão e temperatura), os resultados destes ensaios não poderiam ser comparados de forma direta com quaisquer resultados obtidos via filtração estática ou simulação física de fraturamento.

Constatou-se também que o fenômeno que se pretendeu estudar não poderia ser simulado, ou seja, que não ocorreria a filtração de um fluido de fraturamento continuamente cisalhado durante os testes. O fenômeno que realmente aconteceu foi basicamente filtração estática onde o gel se alojou na câmara de filtração e lá permaneceu estagnado, em virtude de uma baixíssima vazão de filtrado (após 2 horas de ensaios, o volume final de filtrado não ultrapassaria  $1,5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$  no caso do gel menos eficiente) e também da própria configuração da câmara de filtração, cujo volume interno foi de aproximadamente  $5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$  (500 ml).

Tal constatação baseou-se na comparação visual das características do fluido em recirculação durante os experimentos (observado dentro do tanque) e do gel existente no interior da câmara de filtração, o qual foi coletado ao final dos ensaios. Foi observada uma diferença gritante em termos de aspecto, coloração e consistência dos mesmos. É notória a influência do cisalhamento contínuo sobre as propriedades reológicas de fluidos à base de HPG reticulados com titanatos.

#### **5.4 Comparação dos coeficientes de filtração $C_L$ e $C_w$**

Na Figura 5.36 apresenta-se um gráfico comparativo dos resultados provenientes da simulação física de fraturamento hidráulico e de filtração estática. Deve-se lembrar que cada um dos valores plotados de  $C^*$  correspondeu à média aritmética dos quatro valores de  $C_L$  (quatro vazões de injeção) obtidos para cada gel estudado. Este gráfico, portanto, teve como intuito reunir todos os dados obtidos nas referidas etapas experimentais de forma a possibilitar uma análise simplificada dos resultados.

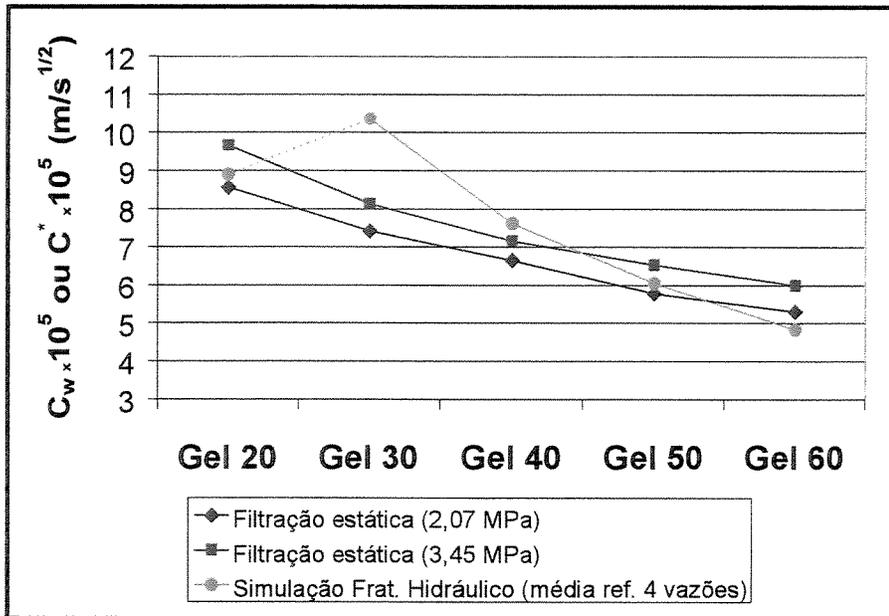


Figura 5.36: Comparação de  $C^*$  e  $C_w$

O valor de  $C^*$  associado ao gel 20 deve ser considerado isoladamente, porque, como visto em item anterior, houve uma variação significativa dos coeficientes de filtração  $C_L$  em função da vazão de injeção no caso do gel 20.

Por que a comparação entre os valores de  $C_L$  e  $C_w$  deve ser cautelosa? Estes coeficientes são efetivamente representativos do mesmo fenômeno? Primeiramente, há um consenso geral na literatura no sentido de que, quando se trata de géis reticulados, a filtração em ensaios estáticos ou dinâmicos é controlada pela resistência do reboco. Sabe-se que este mecanismo também ocorre durante a propagação de fraturas hidráulicas em operações de campo. Neste trabalho, observou-se o fenômeno de formação de reboco tanto em testes de filtração como em ensaios de simulação física de fraturamento.

Ensaio de filtração estática e dinâmica vêm sendo realizados há anos com diferentes finalidades, tais como fornecer dados de entrada para simuladores computacionais e avaliar a eficiência de fluidos de fraturamento. Entretanto, tais experimentos não reproduzem de forma global o processo de perda de fluido por filtração durante uma operação real de fraturamento (Charles e Xie, 1995).

Teoricamente, um teste em laboratório pode representar a filtração que ocorre em apenas um único elemento de área da fratura, uma vez que este elemento – e apenas ele – está sujeito a um determinado conjunto de condições (diferencial de pressão, taxa de cisalhamento e temperatura) em um dado momento.

Outra diferença básica é o fato de que a área exposta à filtração durante o período de propagação aumenta continuamente com o tempo, o que implica em diferentes espessuras de reboco sobre a face da fratura (nas extremidades da fratura seriam encontradas as menores espessuras). Nas células de filtração, a área exposta ao fluxo de filtrado não varia e, considerando-se um instante qualquer, a espessura de reboco é uniforme sobre toda a superfície do meio poroso ou papel de filtro.

Em geral, considerando-se um fluido qualquer, as variações observadas entre os coeficientes globais de filtração,  $C_L$ , e os coeficientes obtidos através de ensaios estáticos,  $C_w$ , podem ser consideradas pequenas, o que possivelmente foi ocasionado por fatores que atenuam os efeitos da filtração dinâmica: taxas de cisalhamento suficientemente baixas no interior das fraturas e/ou tempos de propagação relativamente curtos. Deve-se também ter em vista que os géis não sofreram degradação por cisalhamento antes de entrar na fratura (fato comprovado através de medidas reológicas).

Com relação ao gel 20, considerou-se como circunstancial a ocorrência de valores de  $C^*$  e  $C_w$  bastante próximos; o desvio-padrão dos valores de coeficiente global de filtração vinculados ao gel 20 foi comparativamente superior aos demais (Tabela 5.2). Por outro lado, as diferenças observadas entre os valores de  $C^*$  e  $C_w$  para o gel 30 – em torno de 30 a 35 % – não são necessariamente elevadas, podendo-se atribuí-las à diferença de método de determinação dos coeficientes.

Efeitos da filtração dinâmica sobre o reboco são mais pronunciados à medida que aumenta o tempo em que o meio poroso é exposto à filtração. Sabe-se que o início da filtração dinâmica é semelhante à filtração estática, sendo geralmente desprezível o desvio do comportamento proporcional à raiz quadrada do tempo. Nolte *et al* (1993) não consideram os efeitos da taxa de

cisalhamento significativos quando o tempo de propagação da fratura é inferior a 15 minutos, para diferenciais de pressão da ordem de 6,9 MPa.

Em campo, o tempo de bombeio em fraturamentos hidráulicos normalmente supera 15 minutos. Em 17 dos 20 ensaios de simulação física de fraturamento, o tempo de propagação foi inferior a 10 minutos, conforme ilustrado previamente na Figura 5.13.

As regiões mais afetadas pela taxa de cisalhamento ocorrem teoricamente nas extremidades da fratura e nas adjacências do poço. Nolte *et al* (1993) afirmam que efeitos dinâmicos sobre a filtração tendem a ser acentuados em regiões da fratura próximas ao poço (onde os tempos de exposição à filtração são maiores). Sabe-se também que tensões cisalhantes elevadas podem dificultar ou coibir a formação do reboco nas extremidades das fraturas (Navarrete *et al*, 1994) (Navarrete e Mitchel, 1995).

## Capítulo 6

### Conclusões e Recomendações

#### 6.1 Conclusões sobre os resultados dos ensaios

- Fluidos de fraturamento à base de HPG reticulados com titanato e corpos de prova de gesso com 6 mD mostraram-se adequados para ensaios de simulação física de fraturamento hidráulico. Foi possível simular, em escala de laboratório, os fenômenos de propagação e fechamento de fraturas hidráulicas, considerando ainda a perda de fluido por filtração.

Concluiu-se que a simulação física de fraturamento hidráulico – contemplando géis efetivamente empregados em campo e corpos de prova de rocha sintética com baixas permeabilidades – pode ser considerada como um instrumento para o estudo da filtração em operações de fraturamento. No entanto, deve ser realizada necessariamente uma análise de redução de escala quando for desejada a introdução de materiais sólidos, tais como aditivos anti-filtração particulados.

Dados provenientes destes experimentos (coeficientes globais de filtração, diâmetros de fratura e tempos de propagação) são interessantes uma vez que podem ser atrelados a condições experimentais controladas e/ou de valor conhecido: permeabilidade do meio poroso, pressão de propagação, temperatura, efeitos do histórico de cisalhamento em dutos sobre a reologia do fluido, etc. Não obstante, deve ser considerada a dificuldade em se determinar valores de taxa de cisalhamento no interior da fratura.

- Apesar de obtidos através de metodologias experimentais rigorosamente distintas, os coeficientes de filtração  $C_L$  e  $C_w$  apresentados neste trabalho estão intimamente relacionados, uma vez que foram representativos do mesmo fenômeno físico: filtração controlada por formação de reboco. Este fator foi fundamental no sentido de viabilizar a comparação dos diferentes métodos de obtenção de coeficientes de filtração.

- A simulação física de fraturamento hidráulico pode ser considerada como uma alternativa para o estudo da eficiência de diferentes fluidos de fraturamento no que se refere ao controle da filtração; e também permite analisar a influência da vazão de injeção sobre a eficiência volumétrica do tratamento. Estas análises podem ser realizadas de acordo com a metodologia experimental adotada neste trabalho, recorrendo à investigação de valores de coeficiente de filtração obtidos via análise de declínio de pressão e/ou através da comparação direta de tempos de propagação de fraturas hidráulicas com áreas suficientemente próximas.

Outro procedimento experimental alternativo para a avaliação da eficiência de fluidos em simulações físicas de fraturamento consiste na escolha do diâmetro final das fraturas como parâmetro de comparação, em ensaios cuja variável fixa seria o tempo de propagação. Dessa forma, para uma malha de testes envolvendo diferentes fluidos e vazões, simulações com tempos de propagação iguais (ou suficientemente próximos) gerariam fraturas com diferentes diâmetros, como consequência direta de diferentes eficiências volumétricas.

Acredita-se que possam ser efetuadas análises comparativas mais abrangentes, envolvendo não apenas fluidos com diferentes concentrações de polímero, mas também géis reticulados com outros íons metálicos, géis à base de diferentes polímeros ou mesmo a comparação entre fluidos de diferentes categorias (por exemplo, géis reticulados e lineares).

- A simulação física de fraturamento hidráulico pode constituir uma ferramenta útil também na estimativa de valores de coeficientes de filtração usados como dados de entrada em simuladores comerciais. A metodologia utilizada neste trabalho – geração de fraturas com diâmetros suficientemente próximos – oferece a interessante possibilidade de se comparar valores

de coeficientes globais de filtração vinculados a tempos de propagação de fraturas geradas sob condições controladas. Em outras palavras, permite avaliar em termos de demanda de bombeio uma diferença de, por exemplo, 25 % entre dois valores distintos de coeficiente de filtração.

- Em geral, considerando-se um único gel, os coeficientes globais de filtração  $C_L$  não foram afetados pela vazão de injeção ( $1,67 \cdot 10^{-8}$  a  $6,67 \cdot 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s), o que pode ser explicado teoricamente pela ocorrência de baixas taxas de cisalhamento no interior das fraturas (ocasionadas por baixas eficiências volumétricas) e/ou tempos de propagação relativamente curtos (breve exposição das faces das fraturas à filtração). Os efeitos da filtração dinâmica são mais pronunciados à medida que aumenta o tempo de exposição de uma superfície à filtração.

- Verificou-se que, para cada gel estudado, os coeficientes  $C_L$  e  $C_W$  não apenas apresentaram a mesma ordem de grandeza como também foram significativamente próximos, o que aumentou a confiabilidade acerca dos dados obtidos via análise de Nolte. Os resultados experimentais indicaram, portanto, a validade do método utilizado em campo para a estimativa de coeficientes de filtração.

Não obstante, a análise de Nolte forneceu resultados inconsistentes para o gel 20. A justificativa está relacionada possivelmente à compressibilidade do fluido em questão e/ou à dependência do coeficiente de filtração com relação à pressão.

- Os coeficientes de filtração  $C_W$  obtidos neste trabalho apresentaram dependência com relação à pressão na faixa  $2 \text{ MPa} < \Delta P < 3,5 \text{ MPa}$ . Por outro lado, a influência da pressão no interior das fraturas sobre o coeficiente  $C_L$  não pôde ser observada nitidamente.

- O filtrado coletado em ensaios de filtração estática contemplando os géis 20, 30, 40, 50 e 60, considerando os diferenciais de pressão de 2,07 e 3,45 MPa, apresentou propriedades visuais e reológicas muito semelhantes a da água com que os géis foram formulados.

## 6.2 Conclusões sobre materiais utilizados e técnica experimental

- A metodologia utilizada no trabalho constituiu uma técnica relativamente simples para a comparação da eficiência de diferentes géis reticulados de fraturamento.

- A utilização de um segundo ciclo de fraturamento com gel incolor foi essencial, uma vez que permitiu a visualização da fratura – praticamente intacta – produzida no primeiro ciclo. Este fato é importante porque a identificação de um valor preciso de raio de fratura otimiza o cálculo do coeficiente global de filtração efetuado por meio da análise de declínio de pressão.

- O emprego de gesso associado a um dispositivo vibratório proporcionou a obtenção de corpos de prova consideravelmente homogêneos. Tal fato pôde ser comprovado através de medidas de permeabilidade e da própria geometria de fratura radial obtida em todos os ensaios (onde os planos de propagação das fraturas não foram submetidos a contrastes de tensões confinantes). Também vale salientar que o gesso mostrou-se como um excelente material para a confecção dos corpos de prova: baixa pressão de quebra, baixo custo e fácil manipulação.

- A técnica de preparo do sistema corpo de prova / tubo injetor mostrou-se satisfatória, pois dificultou a ocorrência de vazamento dos fluidos reticulados durante a injeção.

- O azul de metileno na concentração de  $10 \text{ g/m}^3$  proporcionou fácil visualização da área de fratura exposta à filtração. Este composto também apresenta alto grau de dissolução em meio aquoso e nenhuma influência sobre o processo de filtração ou sobre a reologia dos géis.

### 6.3 Recomendações

Algumas modificações, citadas a seguir, podem ser introduzidas no sistema e no procedimento experimental da simulação física de fraturamento a fim de promover maior facilidade operacional e melhorias na qualidade/variedade dos resultados. Também foram feitas sugestões relativas a ensaios de filtração.

- *Sistema de confinamento.* O sistema de pressurização dos atuadores hidráulicos apresentou a desvantagem de não permitir uma pressão constante ao longo dos ensaios: as tensões aplicadas nas faces dos corpos de prova apresentaram a tendência de diminuir com o tempo. Provavelmente a própria acomodação mecânica dos macacos planos junto às faces dos corpos de prova de gesso propiciou a queda da pressão. Para evitar esta diminuição das tensões *in situ* foi necessário o controle manual de válvulas. A manutenção automática da pressão dos atuadores hidráulicos seria possível através de um tanque pulmão de água ou dispositivo semelhante.

- *Estado de tensões in situ.* Ensaios de simulação física de fraturamento para análise da filtração podem ser realizados, a princípio, com qualquer estado de tensões e orientação de fratura. Alterações no estado de tensões podem afetar teoricamente as pressões de quebra, de propagação e de fechamento da fratura.

Neste trabalho optou-se pela orientação horizontal das fraturas porque esta permitiu que toda a área gerada hidráulicamente (e, como consequência, toda a superfície exposta à filtração) não compartilhasse qualquer região do meio poroso ocupada pelo tubo injetor. Vale salientar também que fraturas horizontais tendem a dificultar a ocorrência de vazamentos do fluido de fraturamento durante a injeção.

- *Corpos de prova.* Corpos de prova maiores permitiriam tempos de propagação superiores aos verificados no presente estudo; desta forma, teoricamente, seriam facilitadas as condições para ocorrência de efeitos dinâmicos mais acentuados sobre a filtração no interior das fraturas. Além disso, eventuais efeitos decorrentes da presença do poço (considerando o mesmo tubo

injetor e método de acoplamento do tubo no gesso) podem ser minimizados com o aumento das dimensões dos corpos de prova.

Meios porosos constituídos por diferentes materiais proporcionariam a avaliação (1) do efeito da permeabilidade no processo de filtração e (2) do efeito do diferencial de pressão fratura-formação, uma vez que a pressão de propagação é função das propriedades mecânicas da rocha. No entanto, a utilização de corpos de prova constituídos por outros materiais além do gesso, para fim de simulação de fraturamento, deve ser alvo de um cauteloso trabalho de desenvolvimento, tornando-se necessária a investigação de: um sistema de injeção adequado, que viabilize a ocorrência e a propagação de uma fratura; fenômenos físicos associados à propagação da fratura, considerando-se a relação entre as dimensões da abertura da fratura e tamanho dos poros. Independentemente do tipo de ensaio ou do corpo de prova a ser utilizado (sintético ou natural), é aconselhável a escolha de baixas permeabilidades.

- *Estudo da filtração dinâmica.* Neste trabalho não foi possível simular, utilizando células de filtração, o fenômeno de cisalhamento sobre o reboco. Ensaio de filtração dinâmica com os mesmos géis empregados neste trabalho e diferenciais de pressão de 2,07 a 3,45 psi permitiriam análises e comparações interessantes com os resultados apresentados de filtração estática e de simulação física de fraturamento. Na literatura citada nesta obra há uma série de trabalhos envolvendo filtração dinâmica em que são fornecidas ilustrações e detalhes sobre equipamentos, procedimentos e condições experimentais (histórico e taxas de cisalhamento, diferencial de pressão, temperatura, etc).

Perfis de taxa de cisalhamento no interior de fraturas geradas em laboratório poderiam ser utilizados na tentativa de se estabelecer condições de similaridade entre ensaios de simulação de fraturamento e de filtração dinâmica. No entanto, a obtenção destes perfis (em função do raio da fratura ou do tempo) constitui tarefa relativamente complexa: devem ser utilizados modelos de propagação de fraturas para o cálculo da abertura das mesmas. Valores precisos de abertura de fratura são fundamentais para a determinação de perfis de taxa de cisalhamento.

Neste trabalho foi utilizado apenas papel de filtro nos testes de filtração. A realização de ensaios de filtração estática ou dinâmica com corpos de prova permite a determinação do volume de perda inicial (*spurt loss*) associado aos efeitos decorrentes da interação rocha-fluido. Deve-se ter a precaução de saturar adequadamente o meio poroso, para garantir a determinação de valores precisos de  $C_w$  e  $V_{sp}$ .

- *Estudo de efeitos da temperatura.* Para o estudo do efeito da temperatura nos ensaios de fraturamento seriam necessárias as seguintes providências: aquecer tanto o fluido de fraturamento como o corpo de prova até se atingir a temperatura desejada; revestir com material de isolamento térmico a tubulação do sistema de injeção e, principalmente, o vaso acumulador; finalmente, acoplar a célula de confinamento a um sistema de aquecimento, visando a manutenção da temperatura do corpo de prova.

- *Análise da filtração com outros fluidos.* Com relação a fluidos de fraturamento lineares, deve haver atenção especial na aplicação da análise de Nolte porque a filtração destes fluidos é normalmente mais sensível ao diferencial de pressão fratura-formação. Ensaio de filtração estática com diferenciais de pressão distintos podem ser utilizados para se determinar o grau de dependência entre coeficiente de filtração e diferencial de pressão.

Por outro lado, a metodologia experimental apresentada neste trabalho aparentemente pode ser estendida para a comparação da eficiência de outros fluidos, independentemente da categoria (lineares, reticulados, surfactantes viscoelásticos, etc), da concentração e do tipo de polímero (guar, HPG, HEC, dentre outros) e também do tipo de agente de reticulação (borato, titanato, zirconato, etc).

- *Simulação numérica dos experimentos de laboratório para comparação de resultados.* Dados provenientes de simulações numéricas e ensaios de simulação física de fraturamento podem ser comparados. Por exemplo, o perfil de pressão obtido durante a propagação de uma fratura em laboratório pode ser comparado com o comportamento da pressão predito por modelos de propagação existentes na literatura.

É possível comparar resultados experimentais e numéricos relativos à geometria da fratura e sua taxa de crescimento, tendo em vista o fato de que o diâmetro das fraturas é facilmente medido ao final dos ensaios. Podem ser feitos, por exemplo, experimentos com um mesmo fluido, uma única vazão e diferentes tempos de propagação, a fim de se determinar a curva raio da fratura vs. tempo de injeção, a qual seria simultaneamente obtida através de modelos de propagação.

## Referências Bibliográficas

ABASS, H. A., *et al.* Nonplanar fracture propagation from a horizontal wellbore: experimental study. SPE ANNUAL TECH. CONF. AND EXHIBITION, Washington, DC, October 4-7, 1992.

ABASS, H. A., *et al.* Oriented perforations: a rock mechanics view. SPE MIDDLE EAST OIL SHOW & CONFERENCE, Bahrain, March 11-14, 1995.

API RP39 Recommended Practice, Standard Procedure for the Evaluation of Fracturing Fluids. API, Dallas (1983).

BEHRMANN, L.A., ELBEL, J. L. Effect of perforation on fracture initiation. 1990 SPE ANNUAL TECH CONFERENCE AND EXHIBITION, New Orleans, LA, September 23-26.

BIRD, R. B., ARMSTRONG, R. C., HASSAGER, O. *Dynamics of polymeric liquids*. John Wiley and Sons Inc., New York City, 1977, v.1, Fluid Mechanics.

BLANTON, T. L. An experimental study of interaction between hydraulically induced fractures and pre-existing fractures. SPE/DOE SYMPOSIUM ON UNCONVENTIONAL GAS RECOVERY, Pittsburg, PA, May 16-18, 1982.

BOURGOYNE, A. T., *et al.* *Applied drilling engineering*. Richardson, Texas, 1986, SPE Textbook Series, v.2.

CAMERON, J. R., PRUD'HOMME, R. K. *Recent advances in hydraulic fracturing*. Monograph SPE v.12, 1<sup>a</sup> ed., Richardson, Texas, 1989. Chap.: Fracturing-fluid flow behavior.

CAMERON, J. R. Viscometry of nonhomogeneous flows and the behavior of a titanium-crosslinked hydroxypropyl guar gel in couette flow. *Journal of Rheology*, 1989, v.33 n.1, p.15.

CAMPOS, J. C. B. Tensões na parede de um poço circular segundo a teoria da elasticidade. *B. Téc. Petrobrás*, Rio de Janeiro, julho/setembro 1983, 26 (3), p.209-216.

CARTER, R. D. Derivation of the general equation for estimating the extent of the fracture area. In: HOWARD, G. C., FAST C. R. *Optimum fluid characteristics for fracture extension*. DRILLING AND PRODUCTION PRAC., 261-270 (1957).

CASTILLO, J. L. Modified fracture pressure decline analysis including pressure-dependent leakoff. SPE/DOE LOW PERMEABILITY RESERVOIRS SYMPOSIUM, Denver, Colorado, May 18-19, 1987.

CHARLES, D. D., XIE, X. Effectiveness of fluid loss additives in laboratory dynamic fluid loss experiments. PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma City, USA, April 2-4, 1995.

CLARK, P. E., BARKAT, O. The analysis of fluid loss data. *SPE Production Engineering*, August 1990, p.306-310.

CONWAY, M. W., HARRIS, E. A laboratory and field evaluation of a technique for hydraulic fracturing stimulation of deep wells. 1982 SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Las Vegas, September 1982, p.26-29.

COULTER, A. W., FRICK., E. K. E SAMUELSON, M. L. Effect of fracturing-fluid Ph on formation permeability. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Francisco, September 5-8, 1983.

CRAIGIE, L. J. A new method for determining the rheology of crosslinked fracturing fluids using shear history simulation. SYMPOSIUM ON LOW PERMEABILITY, Denver, Colorado, March 14-16, 1983.

DANESHY, A. A. Experimental investigation of hydraulic fracturing through perforations. *Journal of Petroleum Technology*, October 1973, p.1201.

DUSTERHOFT, R., *et al.* Improved minifrac analysis technique in high-permeability formations, SPE EUROPEAN DAMAGE SYMPOSIUM, The Hague, Netherlands, May 15-16, 1995.

ELY, J. W. *Recent advances in hydraulic fracturing*, SPE Monograph Series, v.12, Richardson, Texas, 1989. Chap. 7: Fracturing fluids and additives.

FAN, Y. A new interpretation model for fracture calibration treatments, SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma City, USA, March 9-11, 1997.

FERNANDES, P. D. *Modelagem semi-analítica pseudo-3D de propagação e fechamento de fraturas induzidas em rochas*. Tese de Doutorado, UNICAMP, 1998.

FORD, W. G. F., PENNY, G. S. The influence of down hole conditions on the leakoff properties of fracturing fluids, *SPE Production Eng.*, February 1988, 43-51.

GARDNER, D. C., EIKERTS, J. V. The effects of shear and proppant on the viscosity of crosslinked fracturing fluids. 57<sup>th</sup> ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION SPE-AIME, New Orleans, LA, September 26-29, 1982.

GEERTSMA, J., DE KLERK, F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulic induced fractures. *Journal of Petroleum Tech.*, December 1969, p.1571-81, v.246.

GIDLEY, J.L., *et al.* *Recent advances in hydraulic fracturing*. Monograph SPE v.12, 1<sup>a</sup> ed., Richardson, Texas, 1989.

GLASS, J. E. *Advances in Chemistry – Series 223*. American Chemical Society, Washington, 1989. Polymers in aqueous media.

GRAY, G. R., DARLEY, H. C. H., ROGERS, W. F. Composition and properties of oil well drilling fluids. *Gulf Publishing Co.*, 270, Houston, 1980.

GULBIS, J. Dynamic fluid loss of fracturing fluids. 58<sup>th</sup> ANNUAL FALL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Francisco, California, 1983.

HALL, C. D. JR., DOLLARHIDE, F. E. Effects of fracturing fluid velocity on fluid loss agent performance. *Journal of Petroleum Technology*, p.555-560, May 1964.

HARRIS, P. C., PENNY, G. S. Influence of temperature and shear history on fracturing fluid efficiency. SPE 60<sup>th</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Las Vegas, September, 22-25, 1985.

HARRIS, P. C., HEATH, S. J. High-quality foam fracturing fluids. GAS TECHNOLOGY CONFERENCE, Calgary, Alberta, Canada, April 28 – May 1, 1996.

HILL, A. D., ECONOMIDES, M. J., ECONOMIDES, C. E. *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall Petroleum Engineering Series, Englewood Cliffs, New Jersey, 1994.

HOWARD, G. E., FAST, C. R. *Hydraulic Fracturing*. SPE Monograph Series, Richardson, Texas, 1970.

HOWER, W. F. Influence of clays on the production of hydrocarbons. WELL DAMAGE SYMPOSIUM, New Orleans, February 7-8, 1974.

JURANEK, T.A., *et al.* Minifracture analysis and results from gas well stimulations in South Texas with energized fracturing fluids (CO<sub>2</sub>). SPE 65<sup>th</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, New Orleans, LA, September 23-26, 1990.

KIM, C. M., ABASS, H. H. Hydraulic fracture initiation from horizontal wellbores: laboratory experiments. 32<sup>nd</sup> U.S. SYMPOSIUM ON ROCK MECHANICS, July 1991, Norman.

LORD, D. L., *et al.* An investigation of fluid leakoff phenomena employing a high-pressure simulator. SPE ANNUAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Dallas, USA, October 22-25, 1995.

MAYERHOFER, M. J., *et al.* An experimental and fundamental interpretation of filter-cake fluid loss. SPE 66<sup>th</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Dallas, Texas, October 6-9, 1991.

MCDANIEL, R. R., *et al.* An improved method for measuring fluid loss at simulated fracture conditions. SPE TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Antonio, October 5-7, 1981.

MCGOWEN, J. M., MCDANIEL, B. W. The effects of fluid preconditioning and test cell design on the measurement of dynamic fluid loss data. 63<sup>rd</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Houston, Texas, October 2-5, 1988.

MCGOWEN, J. M., VITTHAL, S. Fracturing-fluid leakoff under dynamic conditions / part 1: development of a realistic laboratory testing procedure. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Denver, USA, October 6-9, 1996(a).

MCGOWEN, J. M., VITTHAL, S. Fracturing-fluid leakoff under dynamic conditions / part 2: effect of shear rate, permeability and pressure. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Denver, USA, October 6-9, 1996(b).

MCGOWEN, J. M., VITTHAL, S. Evaluation of particulate and hydrocarbon fracturing fluid-loss additives under dynamic conditions. SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma City, Oklahoma, March 9-11, 1997.

MCLEOD, H. O. COOPER, G. D. *Recent advances in hydraulic fracturing*. SPE Monograph Series, v.12, Richardson, Texas, 1989. Chap.: Field implementation of hydraulic fracturing.

NAVARRETE, R. C., CAWIEZEL, K. E., CONSTIEN, V. G. Dynamic fluid loss in hydraulic fracturing under realistic shear conditions in high permeability rocks. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE, New Orleans, Louisiana, September 25-28, 1994.

NAVARRETE, R. C., MITCHEL, J. P. Fluid loss control for high permeability rocks in hydraulic fracturing under realistic shear conditions. PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma city, Oklahoma, April 2-4, 1995.

NAVARRETE, R. C., BROWN, J. E., MARCINEW, R. P. Application of new bridging technology and particulate chemistry for fluid-loss control during fracturing highly permeable formations. SPE EUROPEAN PETROLEUM CONFERENCE, Milan, Italy, October 22-24, 1996.

NOLTE, K. G. Determination of fracturing parameters from fracturing pressure decline. SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Las Vegas, Nevada, 1979.

NOLTE, K. G. A general analysis of fracturing pressure decline with application to three models. SPEFE, p. 571-83, December, 1986.

NOLTE, K. G. Fluid flow considerations in hydraulic fracturing. SPE EASTERN REGIONAL MEETING, Charleston, WV, November 1-4, 1988.

NOLTE, K. G., ECONOMIDES, M. J. *Reservoir Stimulation*. 2<sup>nd</sup> ed., Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989. Chap.3: Modeling of Hydraulic Fractures. Chap.5: Fracturing Fluid Proppant and Characterization.

NOLTE, K. G., MACK, M. G., LIE, W. L. A systematic method for applying fracturing pressure decline: Part I. SPE ROCKY MOUNTAIN REGIONAL / LOW PERMEABILITY RESERVOIRS SYMPOSIUM, Denver, Colorado, April 12-14, 1993.

NORDGREN, R. P. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE Journal*, August 1972, p.306-14, v.253.

PENNY, G. S., CONWAY, M.W. *Recent advances in hydraulic fracturing*, SPE Monograph Series, v.12, Richardson, Texas, 1989. Chap.8: Fluid Leakoff

PENNY, G. S., CONWAY, M.W., LEE, W. Control and modeling of fluid leakoff during hydraulic fracturing, *Journal of Petroleum Technology*, p.1071-81, June, 1985.

PERKINS, T. K. AND KERN, L. R. Widths of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Technology*, September, 1961, p.937-49, v.222.

PRUD'HOMME, R. K., WANG. J. K. Filter cake formation of fracturing fluids. INTERNATIONAL SYMPOSIUM OF OILFIELD CHEMISTRY, New Orleans, Louisiana, March 2-5, 1993.

ROODHART, L. P. Fracturing fluids: fluid loss measurements under dynamic conditions, *SPE Journal*, October, 1985, p.629-636.

ROSOLEN, M. A. *Modelagem viscoelástica do fraturamento hidráulico*, Tese de Doutorado, Unicamp, 1994.

RUMMO, G. J. Crosslinking delay achieved with gel additive. *Oil & Gas Journal*, September 1982, v.80, n.37, p. 84-89.

SAMUEL, M. *et al.* Polymer-free fluid for hydraulic fracturing, SPE 1997 ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Antonio, Texas, October 5-8, 1997.

SCHECHTER, R. S. *Oil well stimulation*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 277-285, 1992. Chap.8: Dynamic Fracture Geometry.

SETTARI, A. A new general model of fluid loss in hydraulic fracturing, *SPE Journal*, August 1985.

SHAH, S. N., LORD, D. L., TAN., H. C. Recent advances in fluid mechanics an rheology of fracturing fluids. SPE INTERNATIONAL MEETING ON PETROLEUM ENGINEERING. Beijing, China, China 24-27, 1992.

SHUMAKER, E. F., RAINES, V. B. E WARENBOURG, P. A. Leak-off control techniques improve efficiency of acid fracturing treatments. SPE REGIONAL GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, Omaha, NE, June 7-9, 1978.

SINHA, B. K. Fluid leak-off under dynamic and static conditions utilizing the same equipment. SPE 51<sup>st</sup> ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, New Orleans, October 3-6, 1976.

TAYAI, A., ROBERT M. K., KHAN, S. A. Viscosity reduction of hydraulic fracturing fluids through enzymatic hydrolysis. *SPE Journal*, v.2, June 1997.

VEATCH, R. W., MOSCHOVIDIS, Z. A., FAST, C. R. *Recent advances in hydraulic fracturing*. SPE Monograph Series, v.12, 1<sup>st</sup> ed., Richardson, Texas, 1989. Chap.: An overview on hydraulic fracturing.

VOLK, L. J., *et al.* A method for evaluation of formation damage due to fracturing fluids. SPE/DOE SYMPOSIUM ON LOW PERMEABILITY GAS RESERVOIRS, Denver, March 13-16, 1983.

WILLIAMS, B. B. Fluid loss from hydraulic induced fractures. *SPE Journal of Petroleum Technology*, p.882-88, July, 1970.

YUE, M., JIN, L., WANG, Z. D., ZHAO, Z. Y., YUAN, W. X., LI, Y., DAI, Z. Y. A case study of using a specially formulated fracturing fluid to hydraulically fracture ultra deep wells to improve water injectivity. 1997 SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, Oklahoma City, Oklahoma, March 9-11, 1997.

ZIGRYE, J. L., WHITFILL, D. L., SIEVERT, J. A. Fluid-loss control differences of crosslinked and linear fracturing fluids. *SPE Journal of Petroleum Technology*, February 1985, v.37, n.2, p.315-320.

## **Anexo I**

### **Materiais utilizados**

A fase inicial do presente trabalho, anterior à execução da malha de testes considerada na dissertação, consistiu no desenvolvimento de fluidos de fraturamento e corpos de prova (meio poroso sintético / tubo injetor) visando a obtenção de materiais com características adequadas para os ensaios previstos. Neste anexo são relatadas as duas frentes de trabalho experimental: elaboração de géis de fraturamento à base de HPG reticulados com titanato de trietanolamina; e desenvolvimento de corpos de prova suficientemente homogêneos com diferentes configurações de tubo injetor. Também são fornecidos os procedimentos de preparo dos materiais em questão.

#### **I.1 Fluidos de fraturamento**

A definição de um procedimento de preparo dos fluidos de fraturamento em laboratório esteve continuamente associada a caracterizações reológicas. Foram elaborados, a partir de composições-base empregadas em campo, fluidos reticulados com diferentes concentrações do polímero hidroxipropil guar. Os fluidos elaborados apresentaram comportamento reológico descrito satisfatoriamente pelo modelo de Potência, com coeficientes de correlação superiores a 0,9. Os parâmetros reológicos (índices de comportamento e de consistência) dos fluidos foram obtidos através de viscosímetro rotacional com cilindros concêntricos – Haake CV 20 ZA 30.

As características visuais e reológicas destes fluidos nem sempre foram compatíveis com as de campo. Isto porque no início das atividades não foram observados aspectos importantes: as características reológicas dos fluidos em questão são sensíveis ao tempo de hidratação da solução polimérica e, principalmente, ao tempo em que o fluido é submetido ao cisalhamento durante a

reação de reticulação. Em geral, quanto maior o período de hidratação, maior a viscosidade final do gel. Por outro lado, durante e após a reticulação do polímero HPG a ação cisalhante afeta sensivelmente a reologia do fluido. Ao mesmo tempo em que é necessário promover uma mistura eficiente entre a solução polimérica e o agente de reticulação, o tempo de agitação dentro do misturador não deve ser demasiadamente longo. A definição de um tempo ótimo de mistura em laboratório é fundamental.

Inicialmente recorreu-se a procedimentos de preparo previstos na norma API RP 39, através dos quais foram obtidos fluidos com características insatisfatórias. Com auxílio de informações obtidas junto a uma empresa prestadora de serviços em petróleo, após algumas baterias de testes chegou-se ao procedimento definitivo de preparo dos géis. Constatou-se que as seguintes variáveis afetam as propriedades reológicas dos fluidos gelificados: velocidade de rotação do misturador (especialmente durante a adição do reticulador), volume reacional e, principalmente, procedimento de preparo.

O prolongamento do período de hidratação do polímero faz com que o gel adquira maior viscosidade; por outro lado, a intensidade e a duração do cisalhamento durante o período de reticulação são os fatores mais relevantes no que se refere às características reológicas dos fluidos reticulados. Géis reticulados apresentam normalmente perfil de viscosidade dependente do tempo. É interessante observar que os fluidos utilizados nos ensaios definitivos da tese apresentaram propriedades reológicas constantes durante as três horas iniciais.

Deve-se ressaltar que a escolha do fluido de fraturamento baseou-se principalmente no critério de rapidez na formação de reboco. Esta propriedade foi fundamental na concretização dos objetivos do trabalho em virtude do breve tempo de propagação das fraturas.

### **Propriedades reológicas dos géis**

Na Tabela I.1 são identificados os parâmetros reológicos dos fluidos utilizados nos experimentos. Os valores dos índices de consistência e de comportamento adotados para cada fluido corresponderam à média aritmética de dez medidas experimentais tomadas ao longo de 3

horas. O intervalo de tempo entre duas medidas foi de 20 minutos, conforme ilustrado nas Figuras I.1 e I.2.

Tabela I.1: Parâmetros reológicos dos géis (23 °C)

<i>Nomenclatura dos fluidos</i>	<i>K (Pa s<sup>n</sup>)</i>	<i>n</i>
Gel 20	0,70	0,60
Gel 30	3,76	0,52
Gel 40	9,19	0,45
Gel 50	22,00	0,35
Gel 60	31,64	0,31

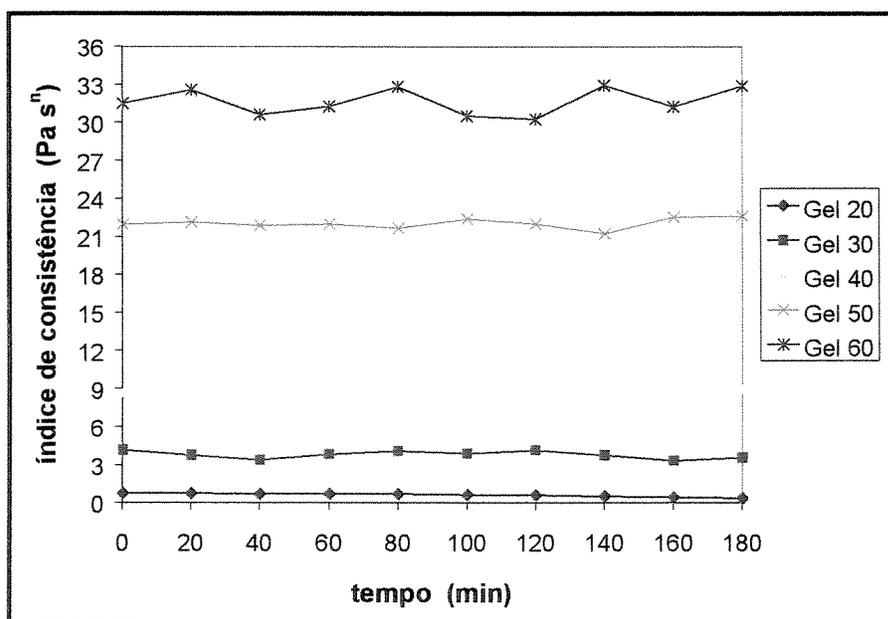


Figura I.1: Índice de consistência ao longo de 3 horas

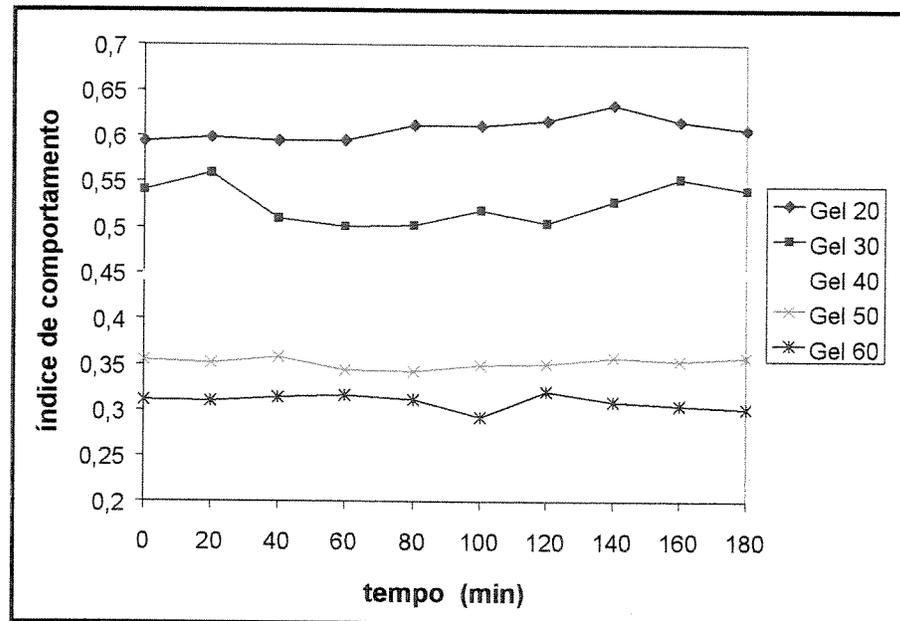


Figura I.2: Índice de comportamento ao longo de 3 horas

### Procedimento de preparo dos géis

A preparação dos géis de fraturamento seguiu os passos descritos a seguir. O volume de água empregado na confecção de cada amostra foi de  $2,5 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3$  (250 ml).

- 1) Ajuste do pH da água com ácido fumárico ( $0,3 \text{ kg/m}^3$ ). Nota: a hidratação do polímero é facilitada reduzindo o pH.
- 2) Com o misturador ligado, adição paulatina do polímero HPG (aproximadamente 1 a 2 minutos).
- 3) 20 minutos após o início da adição de polímero, com o misturador ligado, adição de bicarbonato de sódio ( $1,2 \text{ kg/m}^3$ ), sílica e corante ( $10 \text{ g/m}^3$ ). A adição destes componentes é feita em aproximadamente 1 minuto.
- 4) 24 minutos após o início da adição de polímero, adição em 15 segundos da solução diluída de titanato de trietanolamina (1:1 em volume). A diluição do reticulador deve ocorrer cerca de 30 minutos antes da mistura com a solução polimérica.

- 5) 60 segundos após o início da adição do reticulador, o misturador é desligado e o fluido é deixado em repouso durante 35 minutos.

Nos ensaios de filtração dinâmica o volume de água empregado foi de  $4 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$ . Na fase de hidratação do polímero (itens 2 e 3), deve-se evitar a formação de grânulos insolúveis de HPG, aumentando o tempo de mistura do polímero para 30 minutos. Com relação à fase de reticulação, o tempo de agitação previsto no item 5 deve ser estendido para 90 segundos; após a mistura promovida pelo agitador, deve-se recorrer à agitação manual do fluido durante 5 minutos, a fim de se garantir a homogeneidade do gel e evitar efeitos causados por excesso de cisalhamento.

## I.2 Corpos de prova e sistema de injeção

Um dos primeiros desafios consistiu na identificação de uma técnica de preparo dos corpos de prova de gesso que permitisse a obtenção de um meio poroso suficientemente homogêneo. Observou-se que as fraturas geradas nos primeiros testes apresentaram geometrias bastante irregulares, uma vez que sofreram a influência de imperfeições estruturais existentes no interior dos corpos de prova. Estas heterogeneidades da rocha sintética, oriundas da técnica de confecção empregada, provocaram desvios do plano preferencial de propagação das fraturas, fato ilustrado nas Figuras I.3 e I.4.

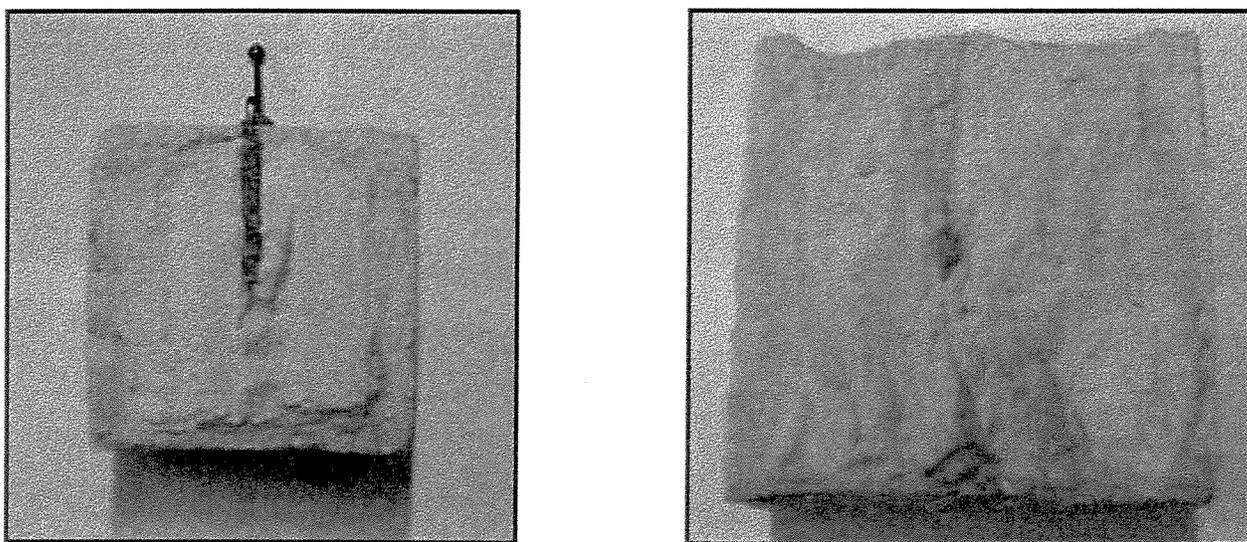


Figura I.3: Fotos de fraturas com desvio do plano de propagação

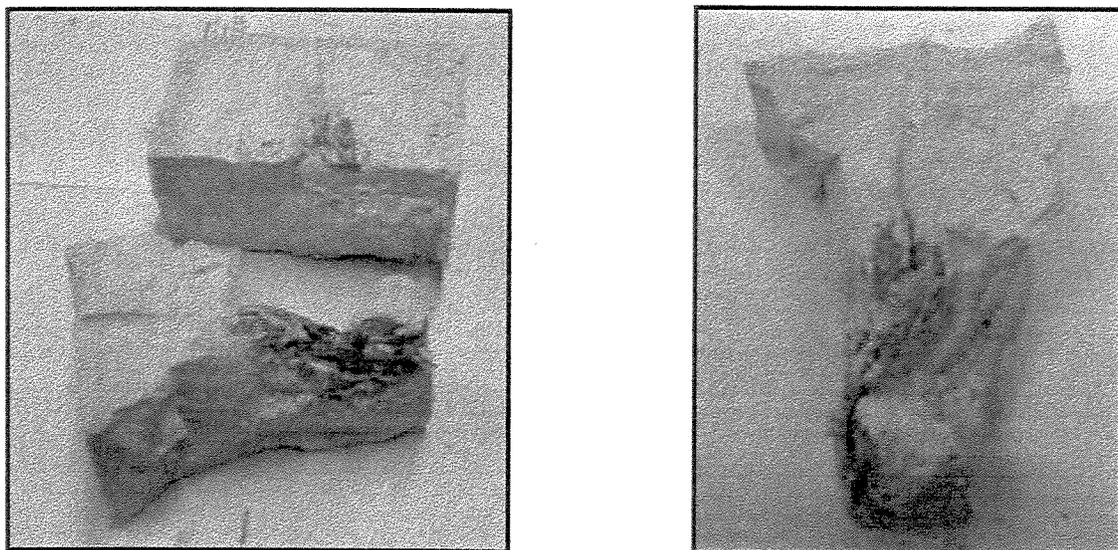


Figura I.4: Fotos de fratura com desvio do plano de propagação

Nos ensaios preliminares, ainda em fase de testes, foram induzidas fraturas verticais. No entanto, notou-se que o plano de orientação vertical de crescimento das fraturas apresentou uma desvantagem: a área das faces de uma fratura não poderia ser facilmente medida, visto que a área ocupada pelo tubo injetor não foi desprezível e ocupou parcela significativa do plano de extensão das fraturas. Tornou-se então conveniente induzir fraturas com orientação horizontal, de tal forma que a área criada hidraulicamente pudesse ser mensurada de forma direta, uma vez que as faces das fraturas não estariam em contato com o tubo injetor.

Um dos maiores problemas enfrentados na fase de testes foi o desenvolvimento de um sistema de injeção que possibilitasse a criação de uma fratura sem a ocorrência de qualquer vazamento do fluido teste. No primeiro modelo utilizado de sistema de injeção, a superfície exterior dos tubos injetores foi recoberta com araldite, conforme ilustrado na Figura I.5.

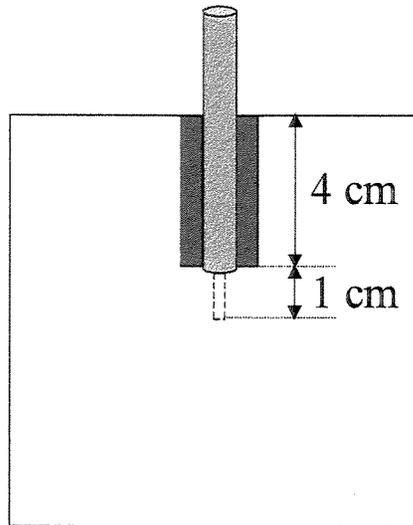
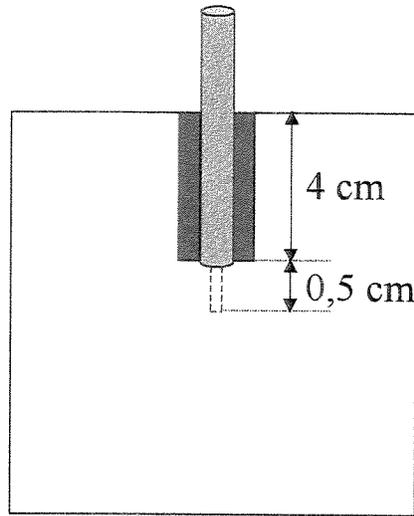


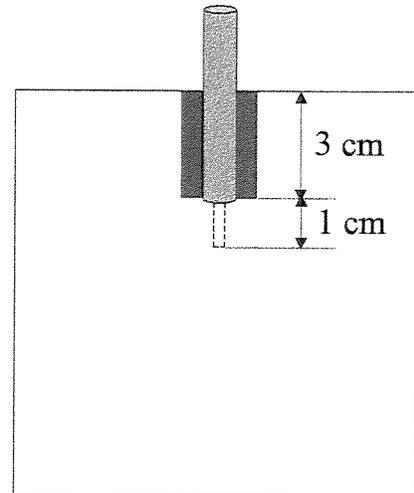
Figura I.5: Configuração (A) de sistema de injeção

A araldite usada para envolver o tubo injetor deveria estar totalmente endurecida antes da imersão do tubo na pasta de gesso. A expectativa foi de que o gesso ainda fluido, em contato com a araldite já endurecida, proporcionaria uma associação que permitisse uma vedação adequada ao sistema. Todavia, os ensaios mostraram que durante a injeção do gel de fraturamento, este tendeu a percolar a interface existente entre a araldite e o gesso, provocando vazamentos pela superfície superior dos corpos de prova. Cerca de 75 % dos experimentos tiveram de ser inutilizados em virtude destes vazamentos.

Como solução para este problema buscou-se um novo procedimento de preparo do sistema, o qual foi definitivamente empregado nos ensaios contemplados nesta dissertação. Basicamente inverteu-se a seqüência de cura dos materiais, ou seja, a vedação foi possível graças a forte aderência entre gesso e araldite quando a araldite ainda fluida é colocada em contato com o gesso já curado. Os corpos de prova sintéticos foram perfurados após a cura e a araldite foi introduzida na forma fluida no espaço anular existente entre o tubo injetor e o “poço” criado pela perfuração do corpo de prova.

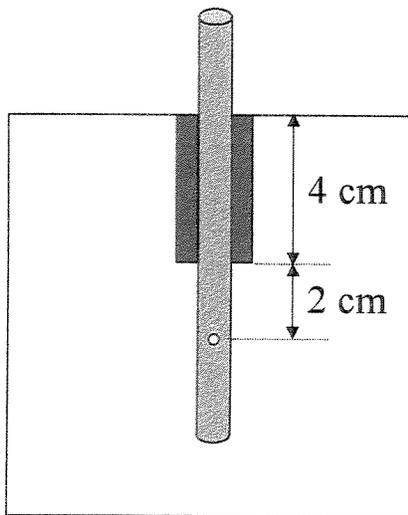


(B)

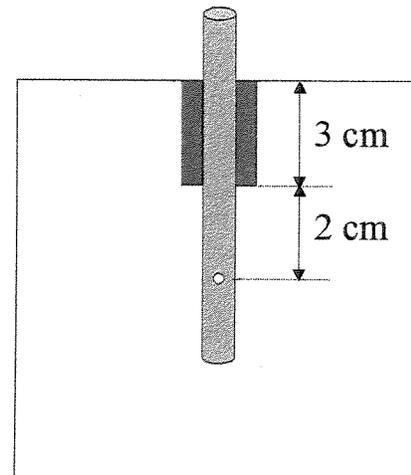


(C)

Figura I.6: Configurações (B e C) do sistema de injeção



(D)



(E)

Figura I.7: Configurações (D e E) do sistema de injeção

Foram realizados testes com diferentes configurações do tubo injetor (Figuras I.5 a I.7), resultando na confirmação de um modelo muito semelhante ao arranjo *B* (Figura I.6) como o mais adequado para os experimentos definitivos. Também foi possível a identificação de uma nova configuração que permitiu efetuar ensaios com sucesso: o arranjo *E* também mostrou-se adequado para a simulação física de fraturamento, constituindo uma alternativa para a realização dos experimentos. Este novo arranjo foi testado apenas para fraturas com orientação vertical, mas acredita-se que possa ser utilizado normalmente para o caso de fraturas horizontais.

Nos arranjos *A*, *B* e *C* o fluido de fraturamento entra em contato com o meio poroso sintético através de um orifício existente na extremidade do tubo injetor. No caso das configurações *D* e *E*, o fluido entra em contato com o gesso através de furos passantes existentes a cerca de 2 cm da extremidade do tubo injetor.

O primeiro modelo utilizado nos testes (arranjo *A*) foi adotado pioneiramente por Fernandes (1998). Ensaios realizados com os arranjos *A* e *B* apresentaram resultados muito semelhantes em termos de comportamento da pressão de injeção, não sendo observadas quaisquer diferenças entre os mesmos. Os arranjos *C* e *D* apresentaram uma desvantagem em comum: houve uma tendência das fraturas atingirem as superfícies dos corpos de prova mais rapidamente, o que prejudica experimentos que envolvam a análise da pressão durante os períodos de propagação ou de fechamento das fraturas.

### **Procedimento de preparo dos corpos de prova**

*Materiais utilizados:* gesso, álcool etílico, água e cloreto de sódio (conforme composição definida na Tabela 4.4).

Primeiramente introduz-se o sal em um recipiente contendo o gesso. Em outro recipiente a água e o álcool são misturados. Adiciona-se a mistura gesso/sal à solução aquosa e em seguida inicia-se o processo de homogeneização da pasta de gesso. Este processo de homogeneização deve ser rápido (em torno de 2 minutos), uma vez que a pasta de gesso, ainda fluida, é colocada

lentamente em uma forma vazia com geometria cúbica (10x10x10) cm<sup>3</sup>. Toda a pasta é depositada na forma em aproximadamente 3 – 3,5 minutos.

Com o objetivo de aumentar o grau de homogeneidade no interior dos corpos de prova, a forma de gesso é mantida sobre um vibrador de peneiras do fabricante Granutest, com intensidade de vibração mediana. Esta vibração é mantida mesmo após preenchido o volume total da forma, durante aproximadamente 2,5 minutos. Observa-se que, à medida que a mistura fluida de gesso é despejada dentro da forma, o material tende a acomodar-se na forma de camadas sobrepostas e a liberar pequenas bolhas de gás como decorrência da vibração. Estas bolhas podem ser vistas em grande quantidade atingindo a superfície em contato com a atmosfera. Como consequência deste processo, obtém-se uma maior uniformização do meio poroso no interior do corpo de prova.

***Tubo de injeção.*** Após a cura dos corpos de prova, estes são perfurados com uma broca de 8 mm de diâmetro a fim de se criar um poço com 4,5 cm de comprimento. Em seguida, é feita uma nova perfuração a partir do fundo do poço gerado na etapa anterior, desta vez com diâmetro e comprimento de 3 mm. O tubo injetor é então introduzido no corpo de prova já perfurado, de tal forma que a extremidade do tubo se encaixe na perfuração com diâmetro de 3 mm localizada no fundo do poço. O espaço anular existente entre as paredes do poço e do tubo é então preenchido com araldite (Figura 4.11).

## Anexo II

### Simulação física de fraturamento hidráulico

Neste anexo constam gráficos de pressão de injeção *versus* tempo e fotos de fraturas relativos a ensaios de simulação física de fraturamento hidráulico. No primeiro item (ensaios em que a sílica não foi utilizada), são fornecidos todos os gráficos e fotos relativos aos ensaios pertencentes à malha de testes principal deste trabalho e que não foram contemplados previamente na seção de discussão dos resultados. Também são apresentados, na Tabela II.1, dados referentes a ensaios com o gel 20.

#### II.1 Ensaios sem sílica

Tabela II.1: Dados relativos a ensaios de fraturamento envolvendo o gel 20

<i>Identificação do ensaio</i>	$Q_i \times 10^8$ ( $m^3/s$ )	<i>Raio da fratura</i> ( <i>cm</i> )	<i>Tempo de propagação</i> (s)	$\bar{P} - \Delta P_f$ ( <i>MPa</i> )	$C_L \times 10^5$ ( $m/s^{1/2}$ )
A	1,67	2,45	1895	3,14	11,07
B	3,33	2,45	503	2,03	9,37
C	5,00	2,35	314	2,75	6,63
D	5,00	2,5	353	2,61	6,67
E	5,00	2,55	380	2,13	5,95
F	6,67	2,45	259	2,62	8,50
G	6,67	2,5	262	2,75	5,94
H	6,67	2,55	263	2,08	4,77

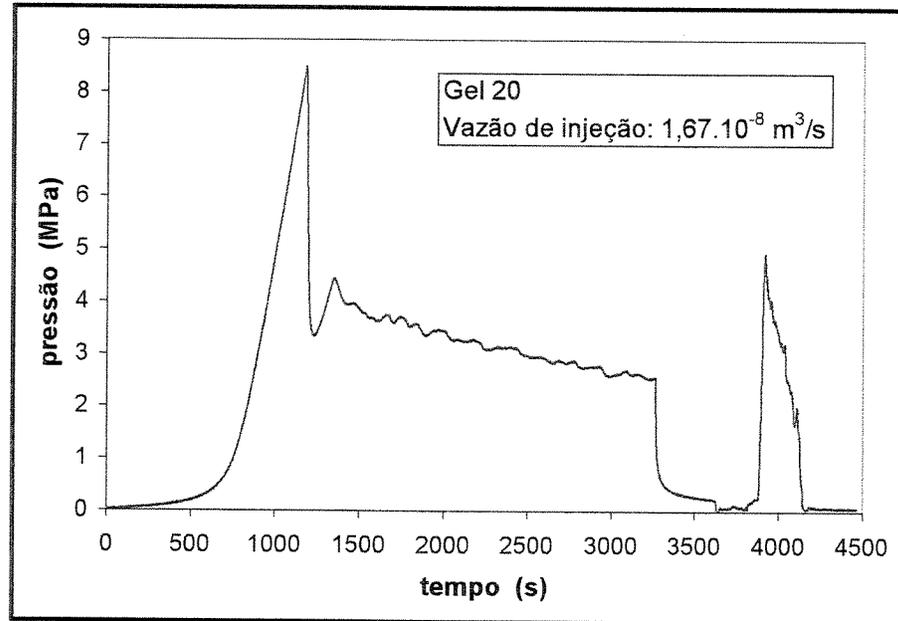


Figura II.1: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 2,4 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (1 ml/min)

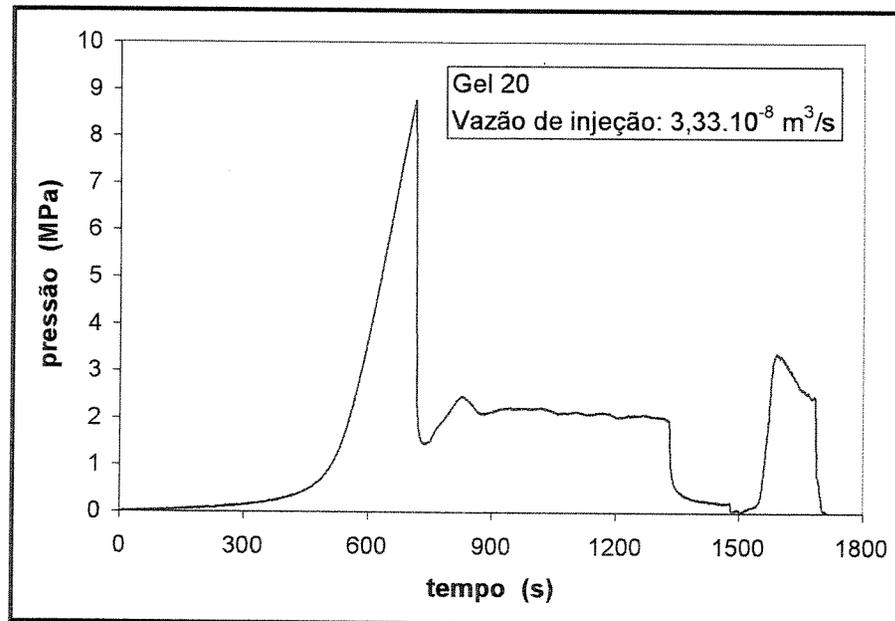


Figura II.2: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 2,4 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (2 ml/min)

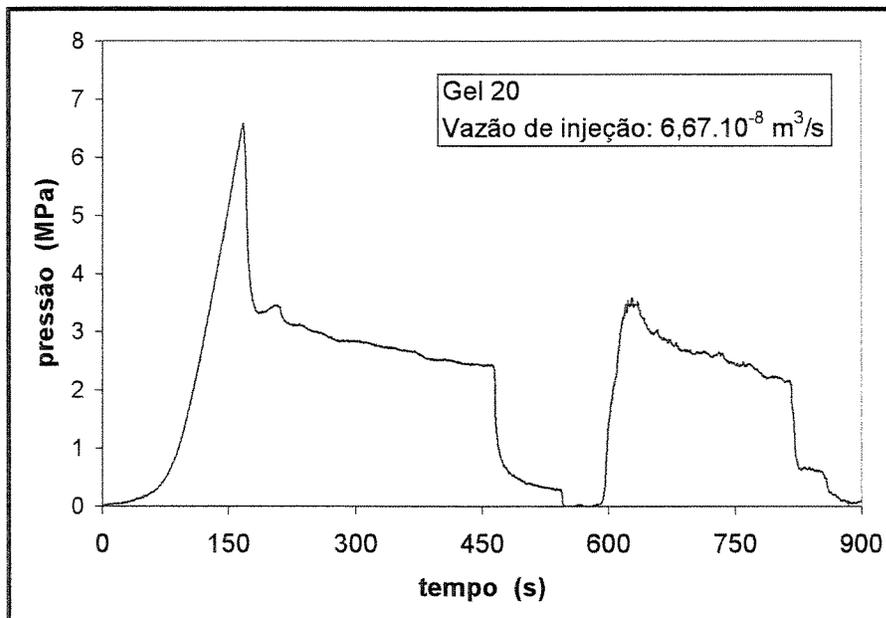


Figura II.3: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{HPG} = 2,4 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (4 ml/min)}$$

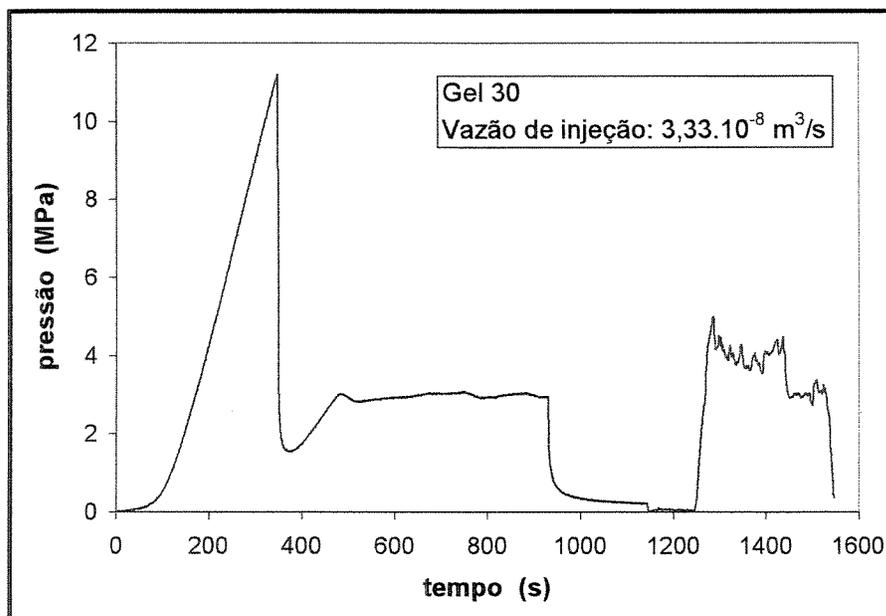


Figura II.4: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} \text{ (2 ml/min)}$$

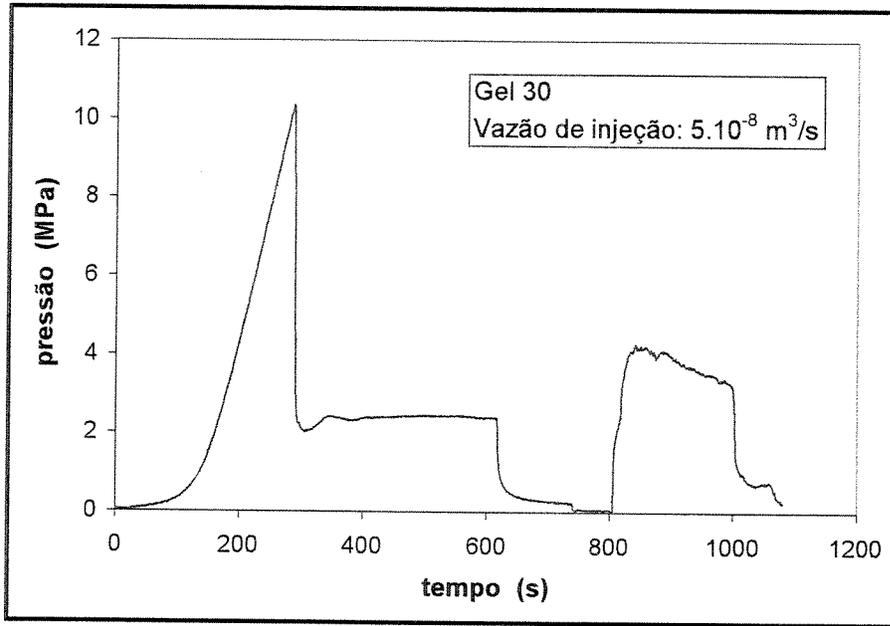


Figura II.5: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (3 \text{ ml/min})$$

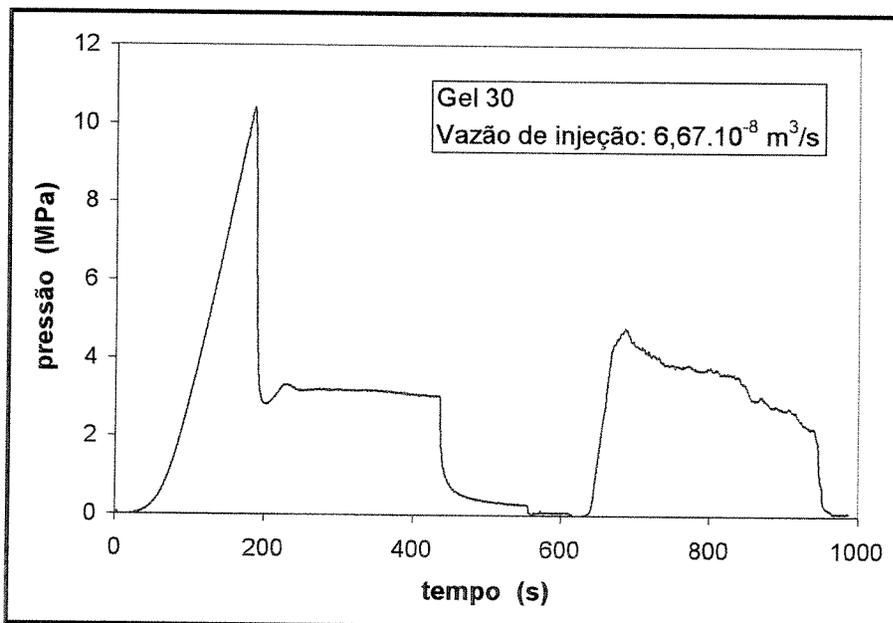


Figura II.6: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (4 \text{ ml/min})$$

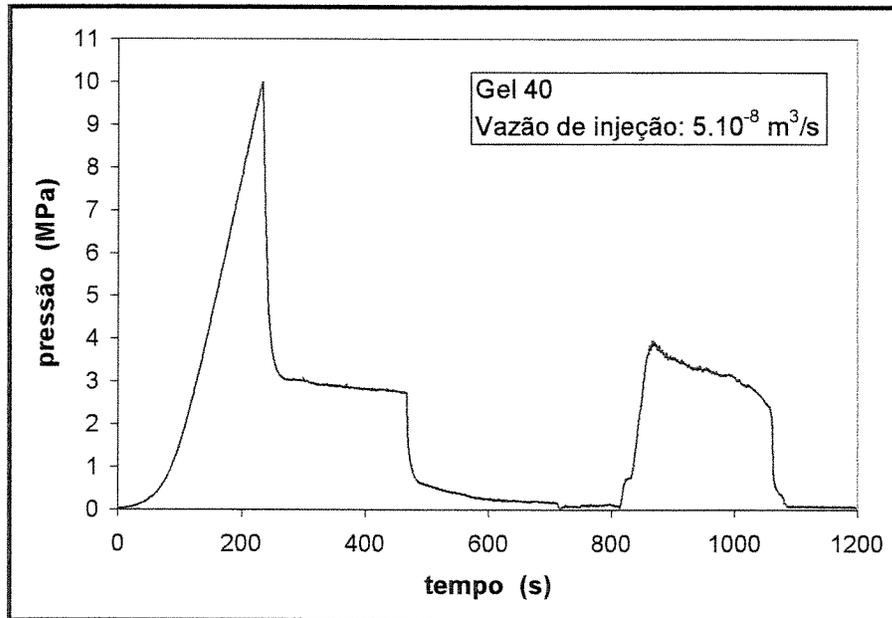


Figura II.7: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (3 \text{ ml/min})$$

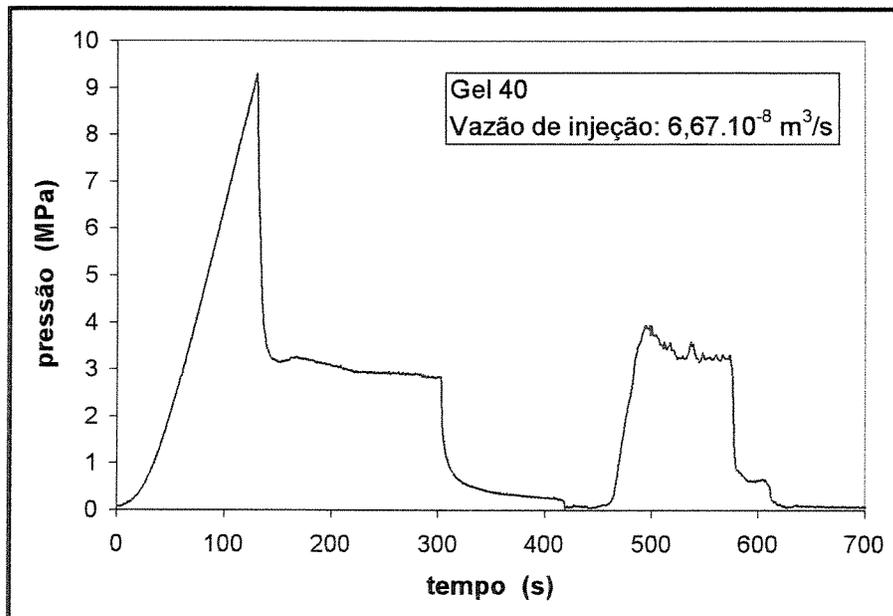


Figura II.8: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (4 \text{ ml/min})$$

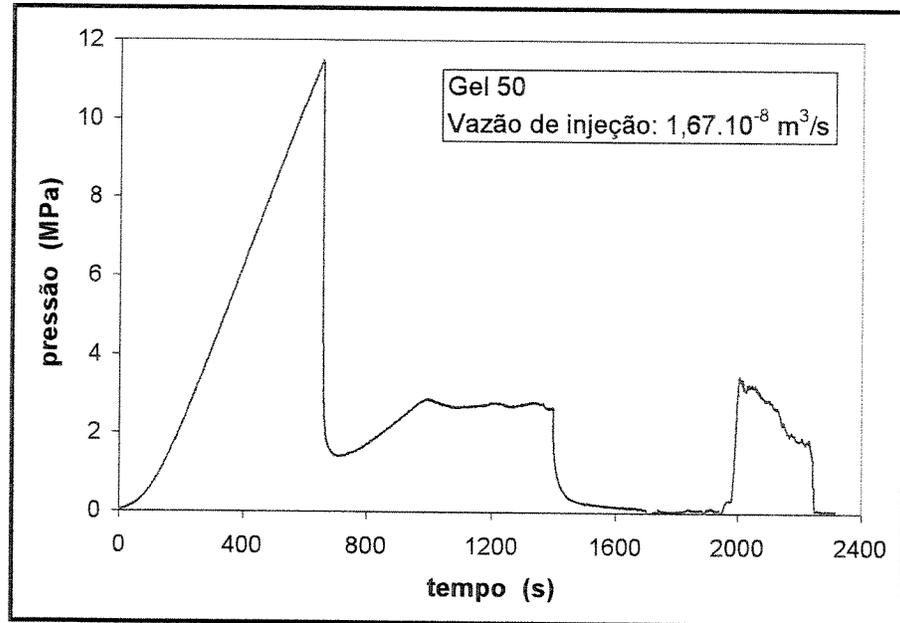


Figura II.9: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (1 ml/min)

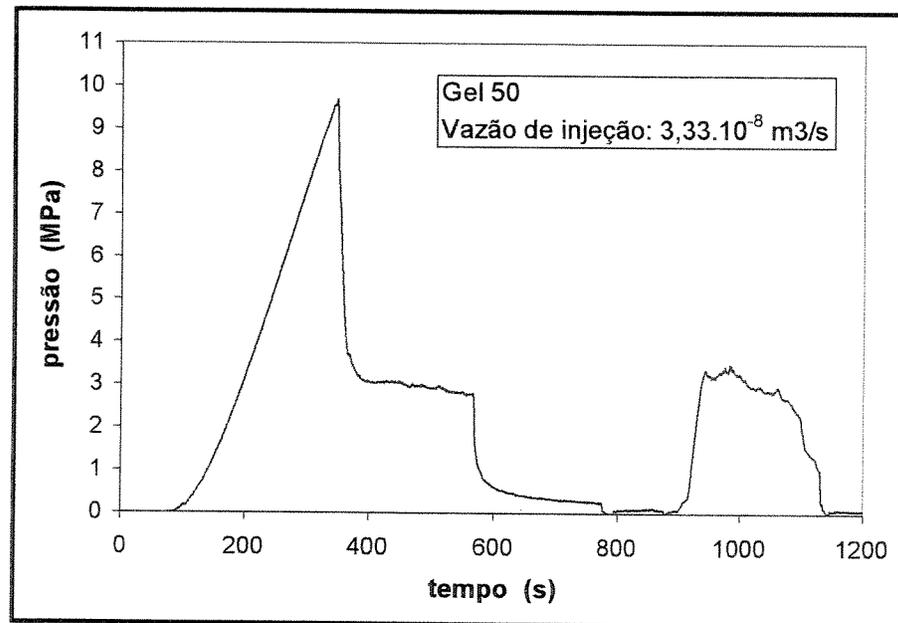


Figura II.10: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  (2 ml/min)

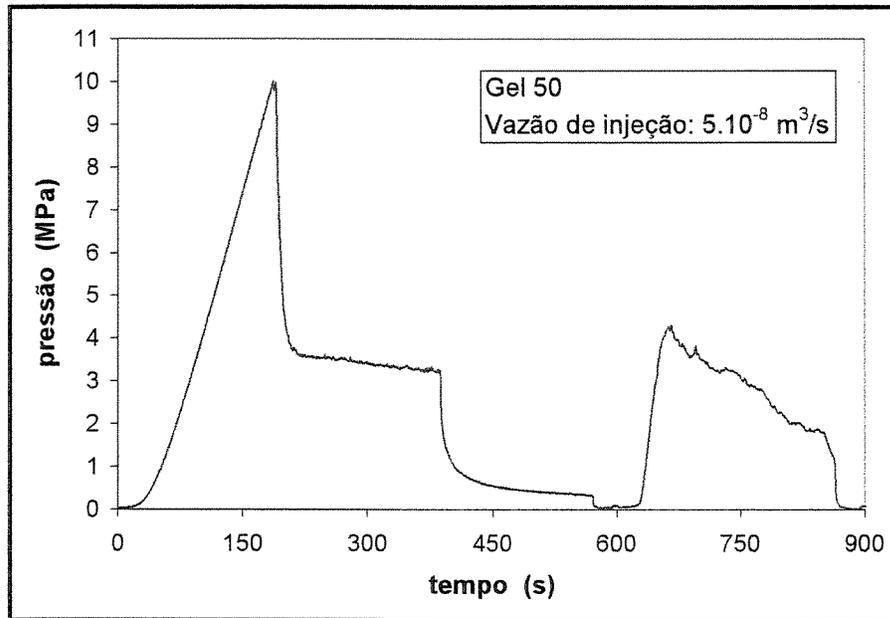


Figura II.11: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (3 \text{ ml/min})$$

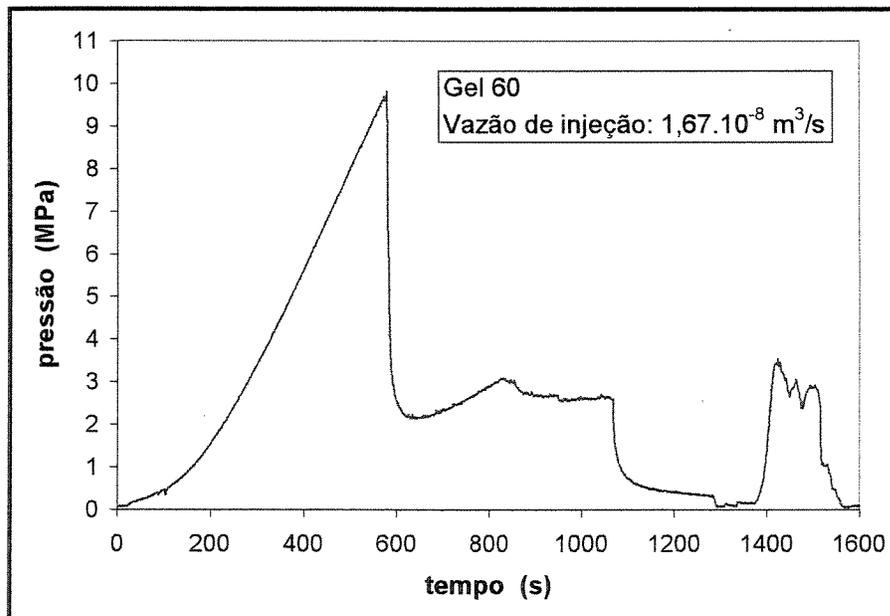


Figura II.12: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (1 \text{ ml/min})$$

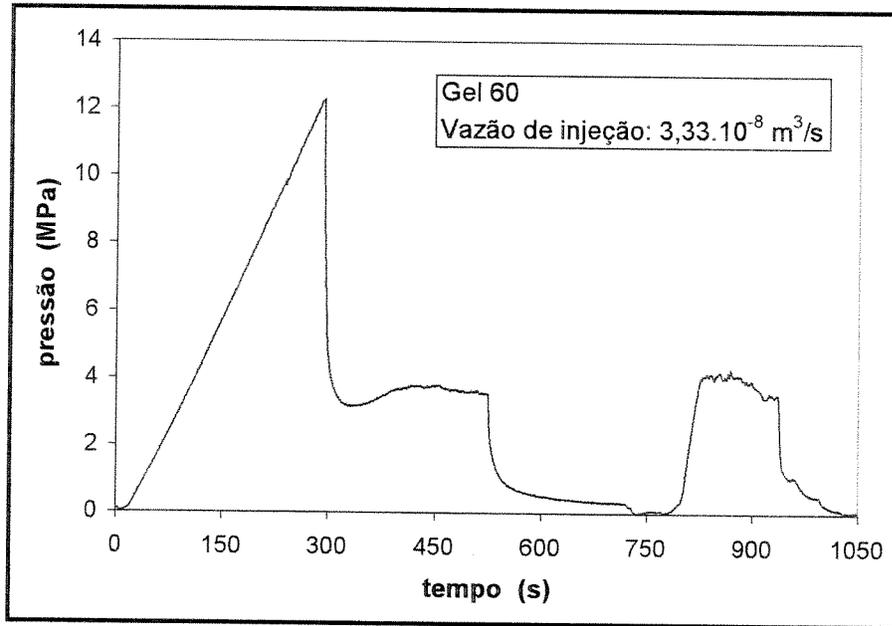


Figura II.13: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (2 \text{ ml/min})$$

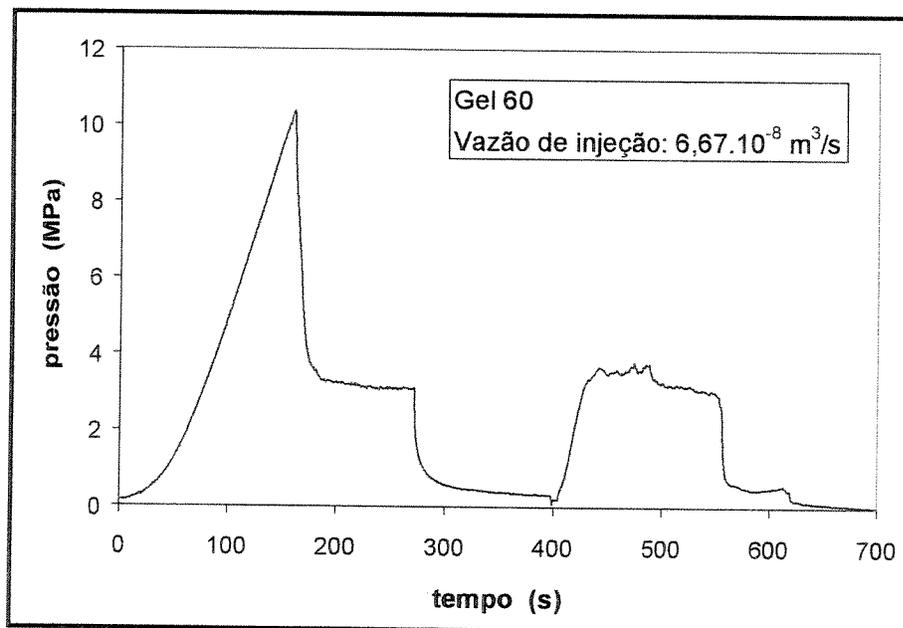
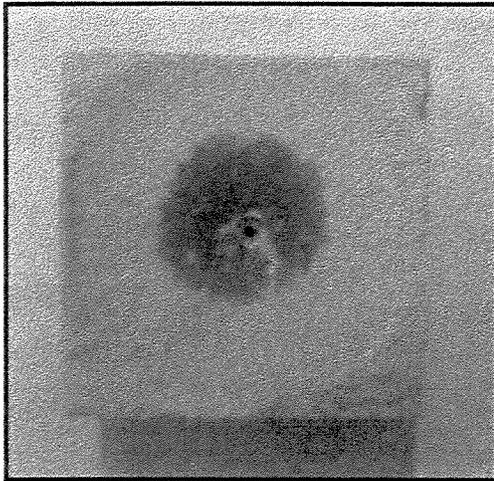


Figura II.14: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s} (4 \text{ ml/min})$$

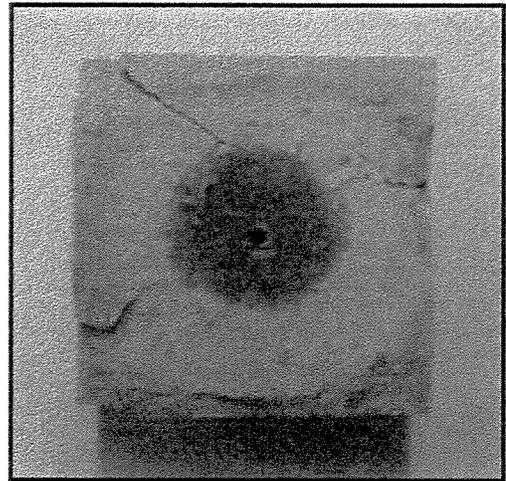


Gel 20

Vazão de injeção:  $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,45 cm

Tempo de propagação: 1895 s

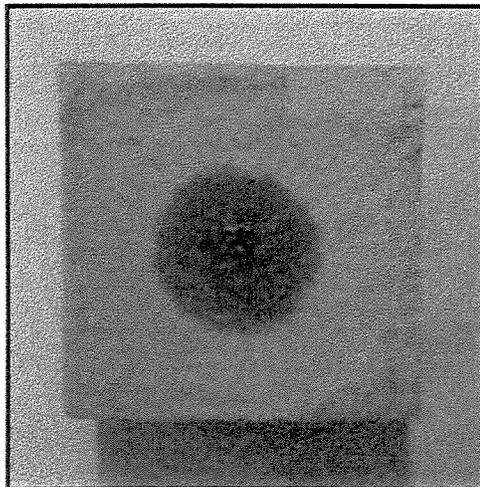


Gel 20

Vazão de injeção:  $3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,45 cm

Tempo de propagação: 503 s

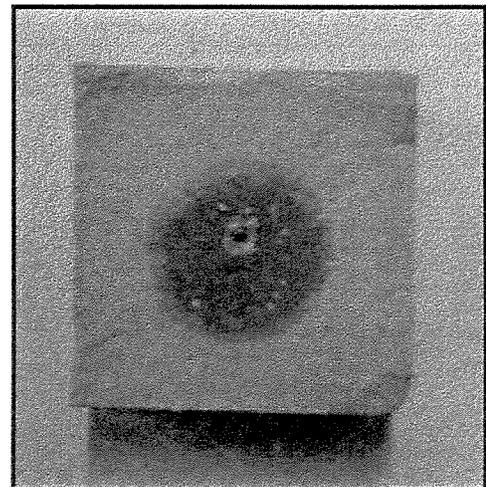


Gel 20

Vazão de injeção:  $6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,45 cm

Tempo de propagação: 259 s



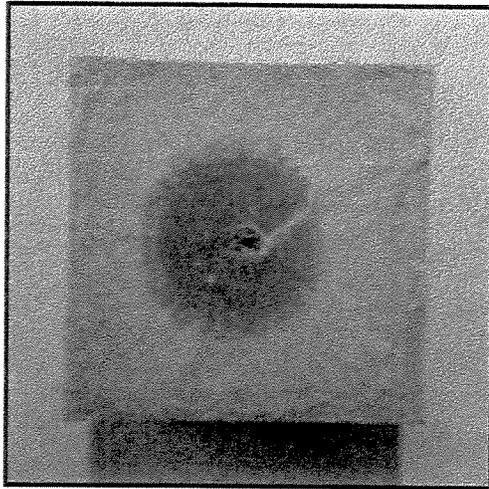
Gel 30

Vazão de injeção:  $3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 445 s

Figura II.15: Fotos de fraturas geradas em laboratório

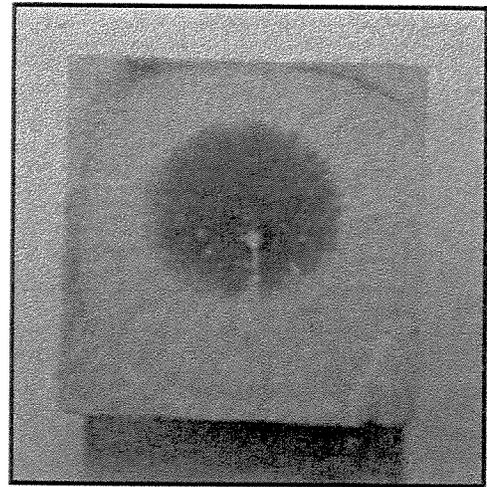


Gel 30

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,65 cm

Tempo de propagação: 274 s

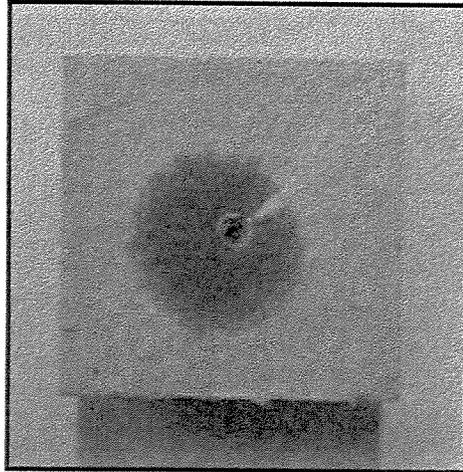


Gel 30

Vazão de injeção:  $6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,6 cm

Tempo de propagação: 205 s

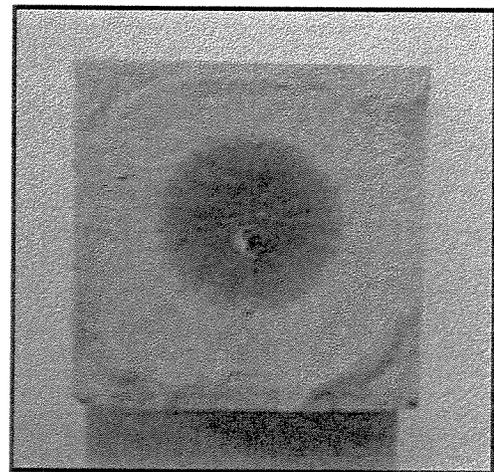


Gel 40

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,5 cm

Tempo de propagação: 215 s



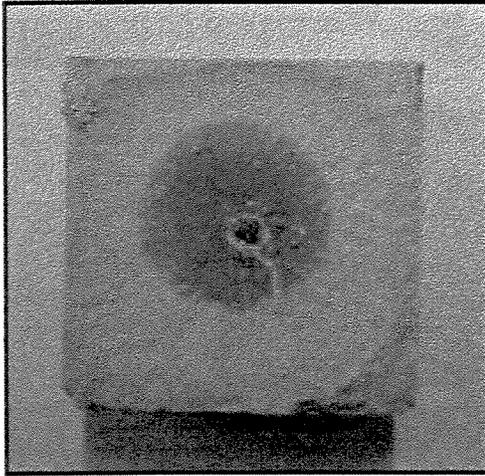
Gel 40

Vazão de injeção:  $6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,65 cm

Tempo de propagação: 153 s

Figura II.16: Fotos de fraturas geradas em laboratório

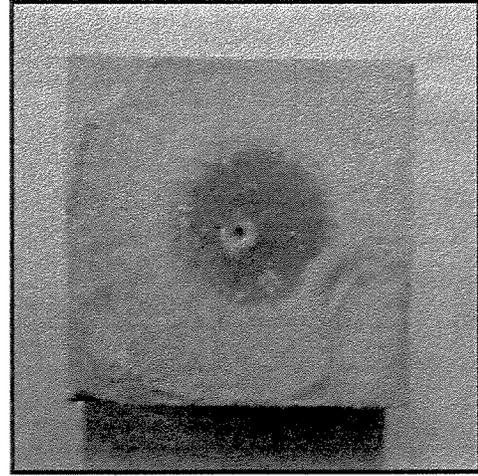


Gel 50

Vazão de injeção:  $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 400 s

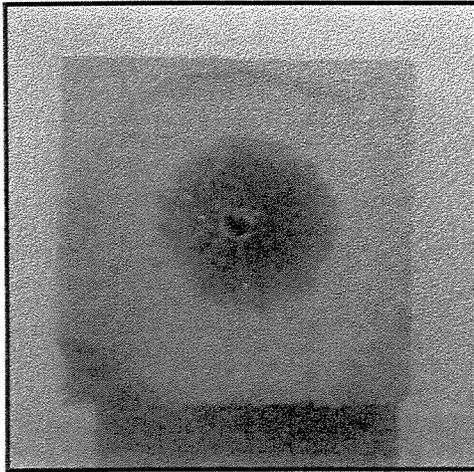


Gel 50

Vazão de injeção:  $3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,5 cm

Tempo de propagação: 199 s

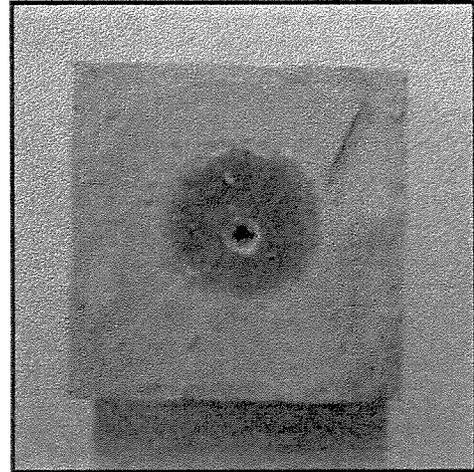


Gel 50

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,55 cm

Tempo de propagação: 180 s



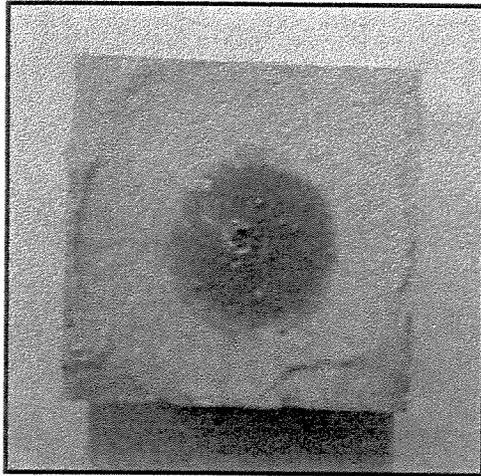
Gel 60

Vazão de injeção:  $1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,45 cm

Tempo de propagação: 240 s

Figura II.17: Fotos de fraturas geradas em laboratório

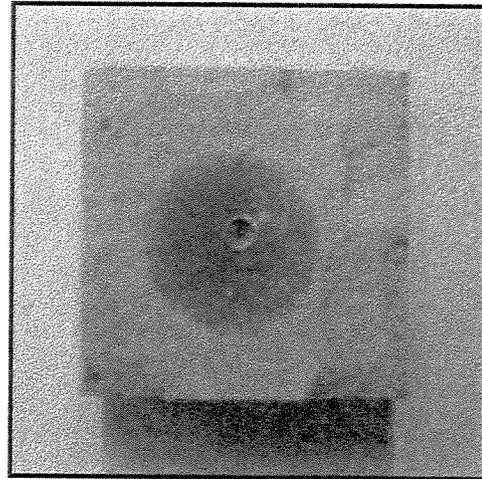


Gel 60

Vazão de injeção:  $3,33 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,55 cm

Tempo de propagação: 130 s



Gel 60

Vazão de injeção:  $6,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,7 cm

Tempo de propagação: 94 s

Figura II.18: Fotos de fraturas geradas em laboratório

## II.2 Ensaio com sílica

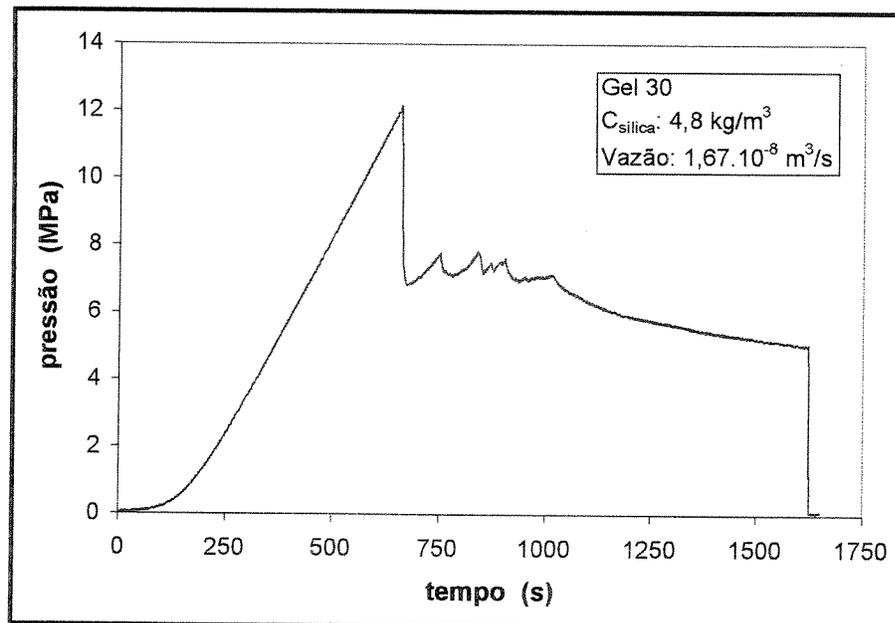


Figura II.19: Comportamento da pressão de injeção

$$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$$

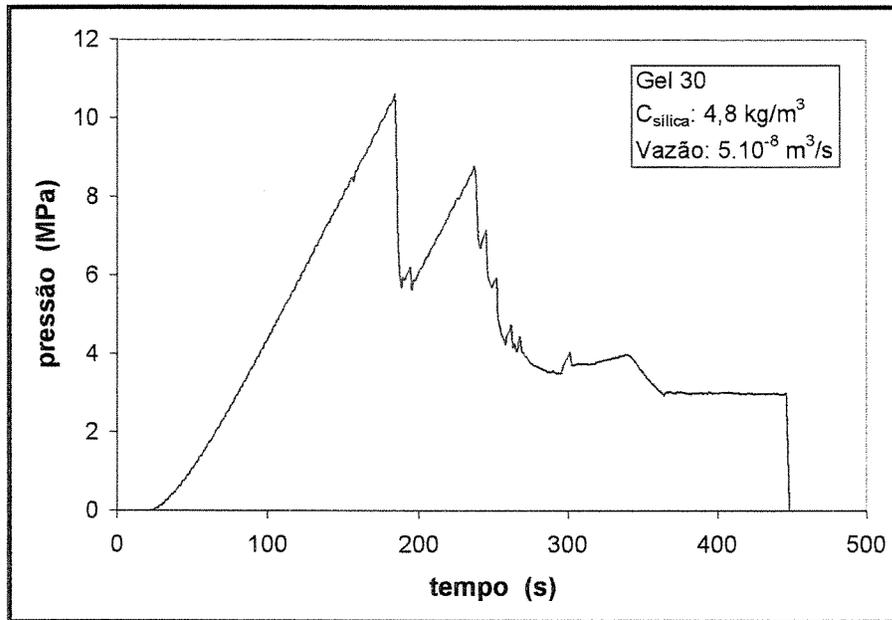


Figura II.20: Comportamento da pressão de injeção

$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

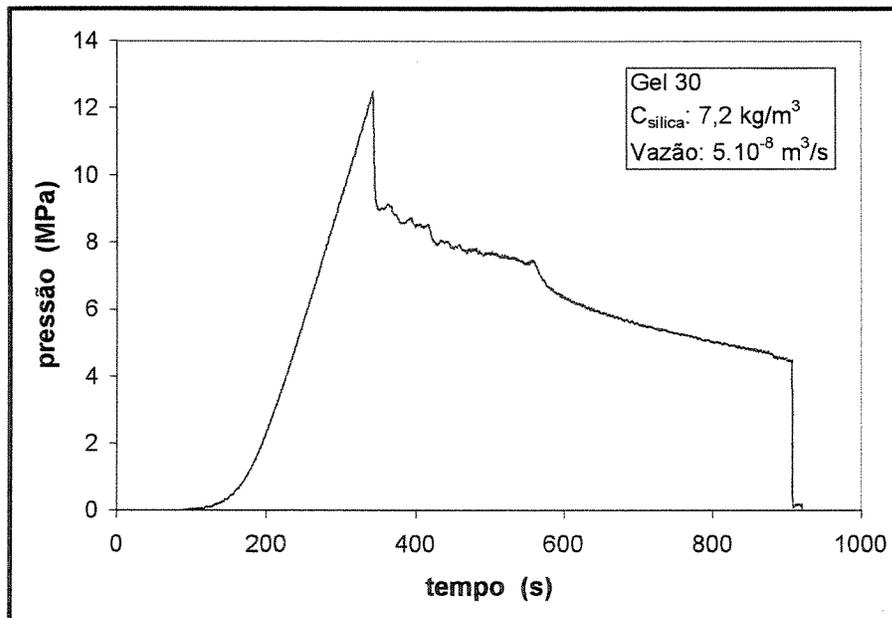


Figura II.21: Comportamento da pressão de injeção

$C_{\text{HPG}} = 3,6 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{sílica}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

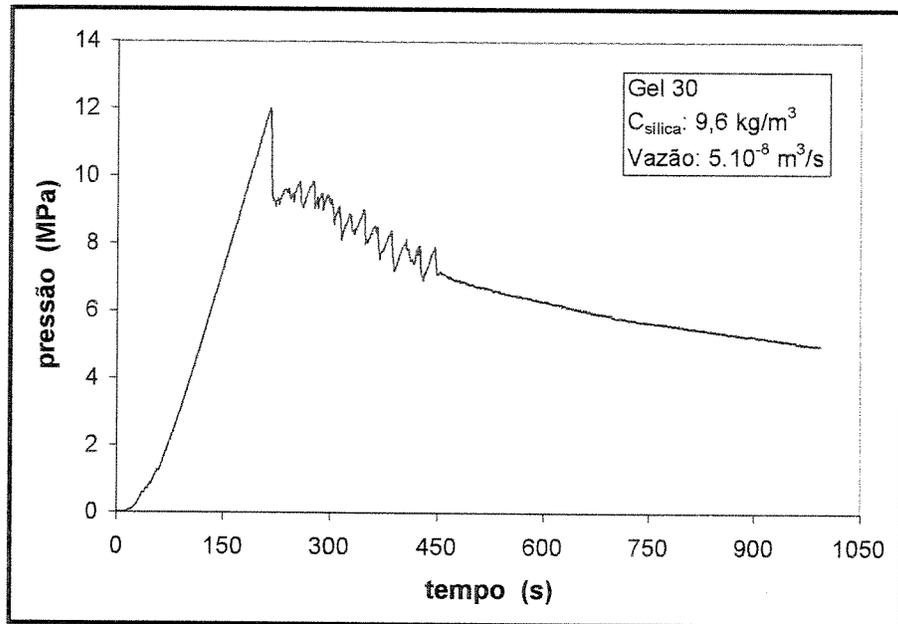


Figura II.22: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 3,6 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{sílica} = 9,6 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 5.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

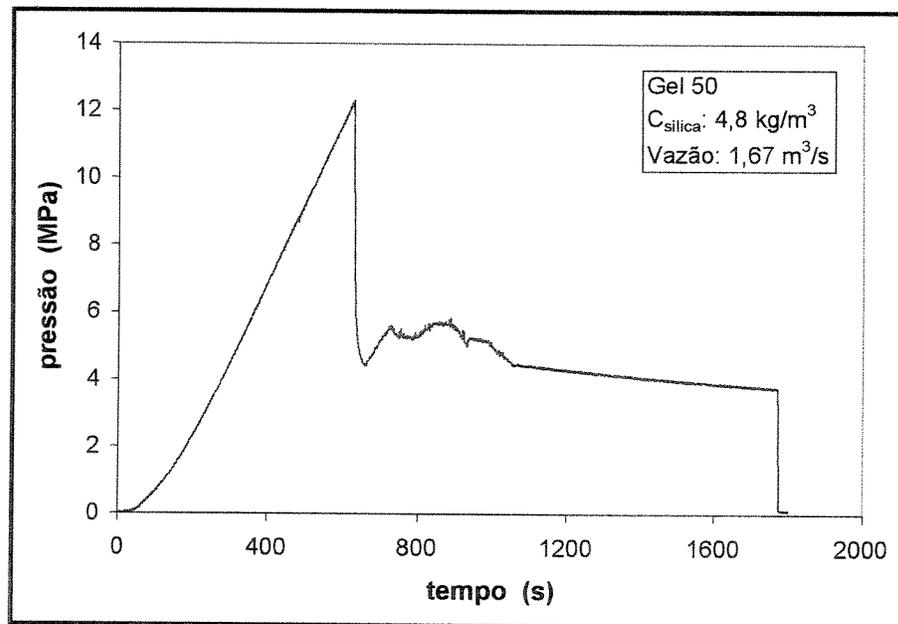


Figura II.23: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{sílica} = 4,8 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 1,67.10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

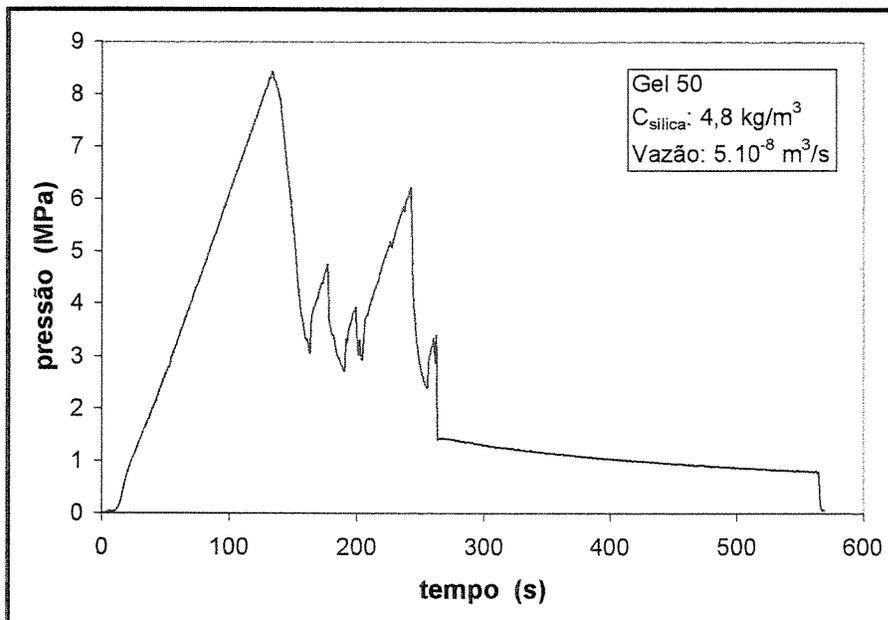


Figura II.24: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{silica}} = 4,8 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

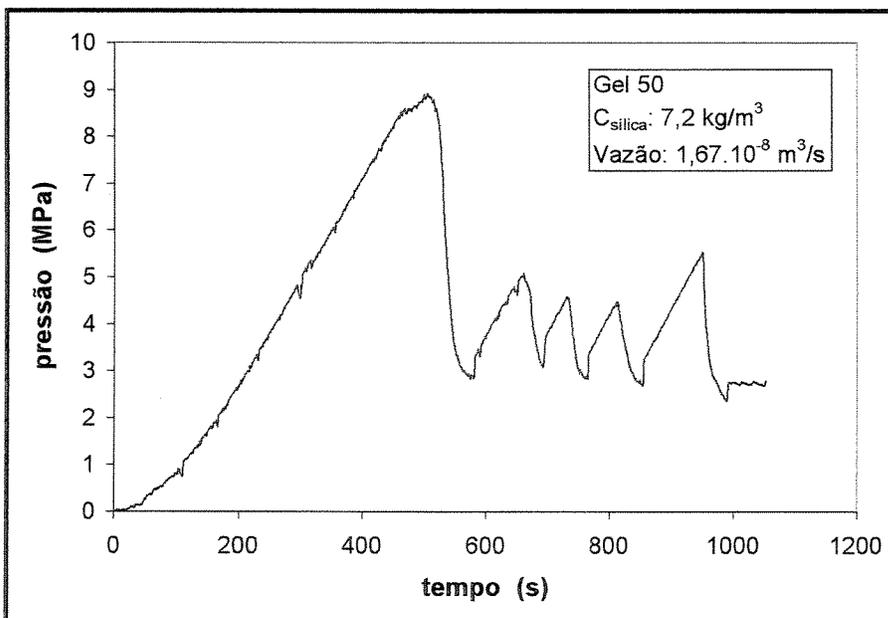


Figura II.25: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3 / C_{\text{silica}} = 7,2 \text{ kg/m}^3 / Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

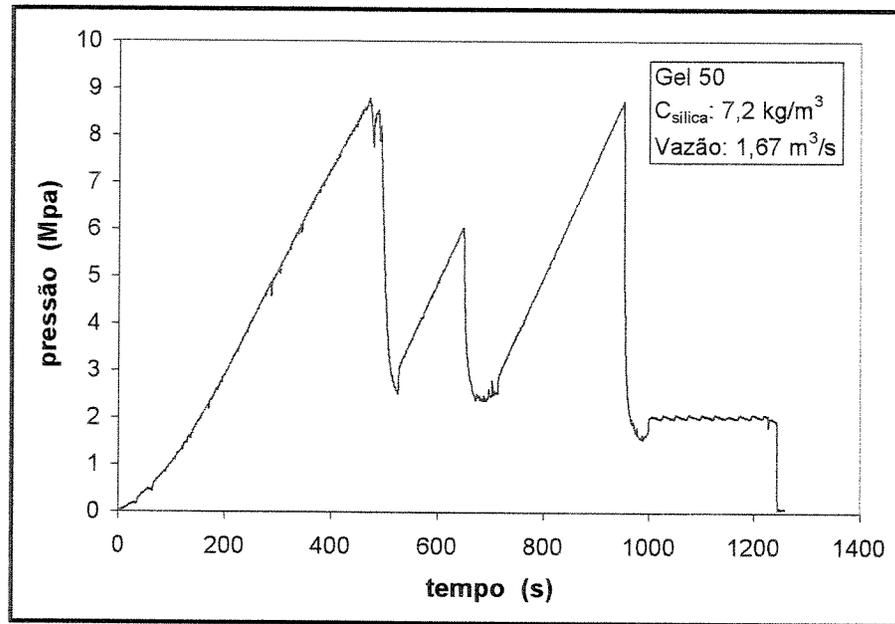


Figura II.26: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{silica} = 7,2 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

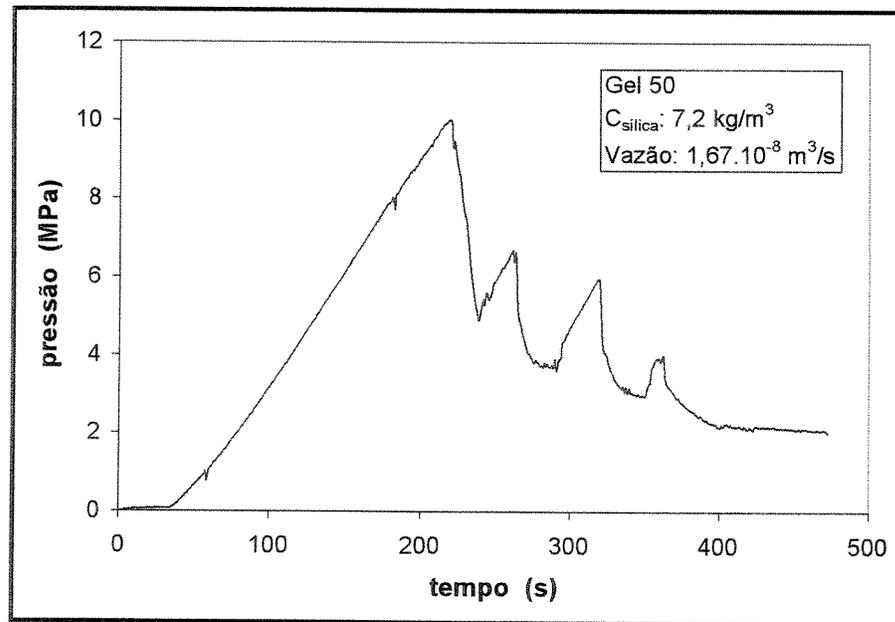


Figura II.27: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{HPG} = 6,0 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{silica} = 7,2 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

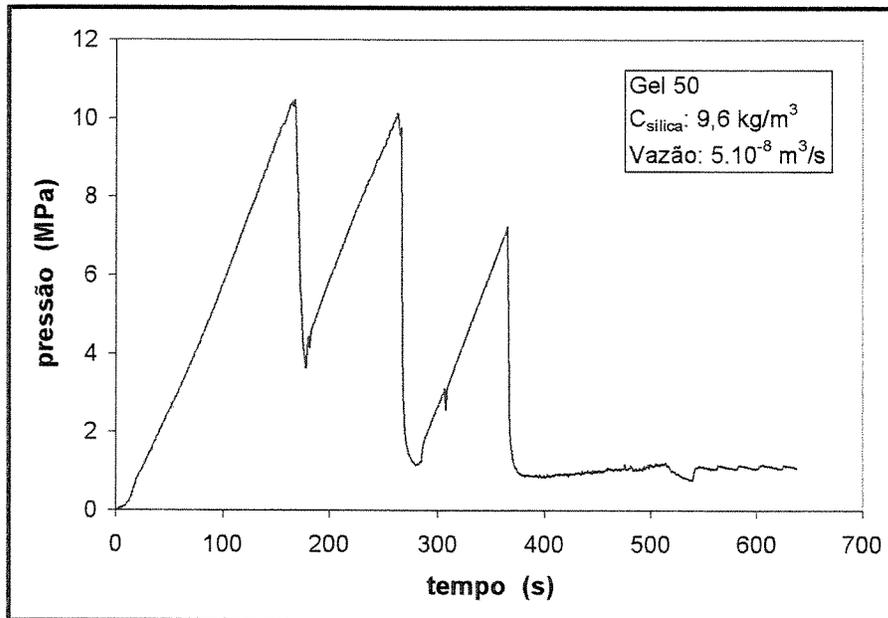
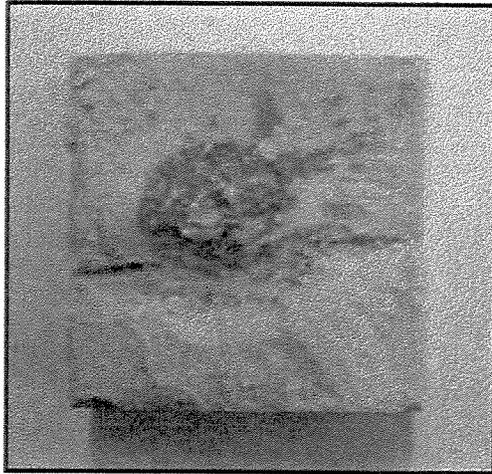


Figura II.28: Comportamento da pressão de injeção  
 $C_{\text{HPG}} = 6,0 \text{ kg/m}^3$  /  $C_{\text{sílica}} = 9,6 \text{ kg/m}^3$  /  $Q_i = 5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

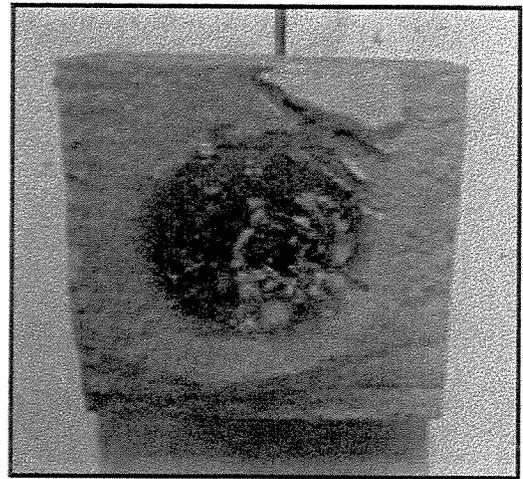


Gel 30

Concentração de sílica:  $2,4 \text{ kg/m}^3$

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2 cm

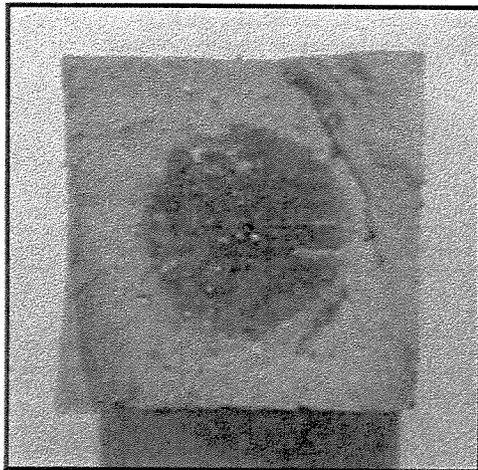


Gel 30

Concentração de sílica:  $7,2 \text{ kg/m}^3$

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 2,85 cm

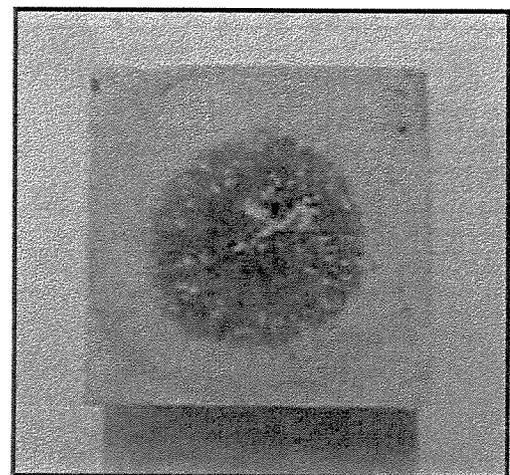


Gel 50

Concentração de sílica:  $7,2 \text{ kg/m}^3$

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 3 cm



Gel 50

Concentração de sílica:  $9,6 \text{ kg/m}^3$

Vazão de injeção:  $5 \cdot 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$

Raio da fratura: 3 cm

Figura II.29: Fotos de fraturas geradas em laboratório

## Apêndice A

### A análise de Nolte

#### A.1 Conceitos e relações fundamentais

Após o fim do bombeio, a variação do volume da fratura corresponde ao volume de filtrado que flui para a formação. Uma vez que a área da fratura permanece constante, esta redução de volume resulta num decréscimo da abertura média da fratura. Através da relação existente entre abertura da fratura e pressão líquida do fluido no interior da mesma (denominada complacência), a taxa de declínio de pressão pode ser associada ao coeficiente global de filtração.

A metodologia apresentada a seguir foi desenvolvida por Nolte (1979, 1986) e parte de dois casos extremos com a finalidade de obter a relação entre área da fratura e tempo de bombeio. No primeiro caso (limite inferior), a eficiência volumétrica do tratamento é aproximadamente zero e a área da fratura cresce proporcionalmente com a raiz quadrada do tempo. No segundo caso (limite superior), a eficiência é próxima a 100 % e a área gerada hidraulicamente é diretamente proporcional ao tempo. As duas situações podem ser representadas como:

$$\frac{t'}{t} = \left( \frac{A'}{A} \right)^e = f_A^e \quad (\text{A.1})$$

onde

$e = 1 \Rightarrow$  limite superior

$e = 2 \Rightarrow$  limite inferior

$A$  = área no instante  $t$

$A'$  = área no instante  $t'$

$t$  = tempo

$t' < t$

A variável  $e$  depende do modelo de propagação considerado:

$$\text{PKN}^*: \quad \frac{1}{e} < \frac{2n+2}{2n+3} \quad (\text{A.2})$$

$$\text{KGD}^*: \quad \frac{1}{e} < \frac{n+1}{n+2} \quad (\text{A.3})$$

$$\text{Radial}^*: \quad \frac{1}{e} < \frac{4n+4}{3n+6} \quad (\text{A.4})$$

onde  $n$  é o índice de comportamento do fluido de fraturamento. A taxa de filtração em uma área infinitesimal,  $dA$ , em um dado instante  $t$ , pode ser expressa conforme relação proposta por Carter (1957):

$$Q_L(t, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{t-\tau}} \quad (\text{A.5})$$

onde  $C_L$  é o coeficiente global de filtração. Substituindo a Equação A.1 em A.5 e fazendo integração na seqüência, vem:

$$Q_L(t, A) = \frac{2C_L A}{\sqrt{t}} \int_0^{f_A} \frac{df_A}{\sqrt{1-f_A^e}} \quad (\text{A.6})$$

---

\* PKN e KGD são modelos clássicos de propagação bidimensional de fraturas. O modelo radial pode ser considerado como uma derivação dos modelos anteriores.

$$Q_L(t, A) = \frac{2C_L A}{\sqrt{t}} \left\{ \begin{array}{l} 2(1 - \sqrt{1 - f_A}) \\ \text{sen}^{-1} f_A \end{array} \right\} \quad (\text{A.7})$$

$$Q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \left\{ \begin{array}{l} 2\sqrt{t/t_p}(1 - \sqrt{1 - f_A}) \\ \text{sen}^{-1} f_A \end{array} \right\} \quad (\text{A.8})$$

onde a expressão superior dentro dos parênteses corresponde ao limite superior e a outra expressão corresponde ao limite inferior. A Equação A.8 provém das Equações A.1 e A.7, considerando  $A = A_p$  (área final permeável) ao final da injeção. Supõe-se que a área total de uma face da fratura,  $A_f$ , e a área submetida à filtração,  $A_p$ , mantêm uma relação constante durante o período de propagação:

$$A_p = f_p A_f \quad (\text{A.9})$$

$$e \quad f_p = \frac{h_p}{h_f} \leq 1 \quad (\text{A.10})$$

onde  $h_f$  é a altura total da fratura vertical e  $h_p$  é a seção da altura submetida efetivamente à filtração. Considera-se geralmente que  $f_p$  é igual à unidade para o modelo radial.

## A.2 Taxa de filtração e volume de filtrado

A taxa de filtração depois do corte na injeção (assumindo  $A_p = \text{constante}$ ) pode ser obtida através da substituição da Equação A.1 em A.8, usando ainda a Equação A.10:

$$Q_L(t, A_p) = \frac{2C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left\{ \begin{array}{l} 2\sqrt{t/t_p}(1 - \sqrt{1 - t_p/t}) \\ \text{sen}^{-1} \sqrt{t_p/t} \end{array} \right\} \quad (\text{A.11})$$

$$Q_L(t, A_p) = \frac{2C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left\{ \begin{array}{l} 2[\sqrt{1 + t_D} - \sqrt{t_D}] \\ \text{sen}^{-1}(1 + t_D)^{-1/2} \end{array} \right\} \quad (\text{A.12})$$

$$Q_L(t, A_p) = \frac{2C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} f(t_D) \quad (\text{A.13})$$

$$\text{onde } t_D = \frac{(t - t_p)}{t_p} = \frac{t}{t_p} - 1 \quad (\text{A.14})$$

O volume de fluido perdido por filtração durante o bombeamento pode ser obtido através da integração da Equação A.8, considerando  $f_A = 1$  e substituindo na Equação A.10:

$$V_L(t_p, A_p) = \int_0^{t_p} [Q_L(t, f_A = 1)] dt \quad (\text{A.15})$$

$$V_L(t_p, A_p) = \frac{2\kappa C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \left\{ \frac{2\sqrt{t/t_p}}{\pi/2} \right\} dt = 2\kappa C_L f_p A_f \sqrt{t_p} \left\{ \frac{4/3}{\pi/2} \right\} \quad (\text{A.16})$$

onde  $\kappa$  ( $\kappa \geq 1$ ) é um múltiplo de  $C_L$  associado à perda adicional de fluido devido ao volume de filtrado inicial (*spurt loss*). O volume de fluido filtrado após o fim da injeção é encontrado ao se integrar a Equação A.13 a partir de  $t_D = 0$ , usando a seguinte definição:

$$g(t_D) = \int f(t_D) dt_D = \left\{ \begin{array}{l} 4/3[(1+t_D)^{3/2} - t_D^{3/2}] \\ (1+t_D)\text{sen}^{-1}(1+t_D)^{-1/2} + t_D^{1/2} \end{array} \right\} \quad (\text{A.17})$$

$$V_{LS} = \frac{2C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left[ t_p \int_0^{t_p} f(t_D) dt_D \right] \quad (\text{A.18})$$

$$V_{LS} = 2C_L f_p A_f \sqrt{t_p} [g(t_D) - g(0)] \quad (\text{A.19})$$

onde os limites inferior e superior para  $g(t_D)$  são dados nos parênteses da expressão A.17. Pode-se também reescrever a Equação A.16 para a filtração durante o período de injeção como:

$$V_L = 2\kappa C_L f_p A_f \sqrt{t_p} g_0 \quad (\text{A.20})$$

$$\text{onde } g_0 = g(0) = \begin{cases} 4/3 \\ \pi/2 \end{cases} \quad (\text{A.21})$$

### A.3 Equacionamento baseado em dados de pressão

A abertura média da fratura,  $\bar{w}$ , pode ser relacionada à pressão líquida,  $P_n$ , através de A.22:

$$\bar{w} = c_f p_n = c_f (P_w - P_c) \quad (\text{A.22})$$

onde

$$c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} \begin{pmatrix} h_f \\ L_f \\ (32/3\pi^2)R \end{pmatrix} \begin{array}{l} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{Radial} \end{array} \quad (\text{A.23})$$

$$\beta = \frac{\hat{P}_n}{P_n}; \quad \text{e } P_n = P_w - P_c \quad (\text{A.24})$$

$p_w$  pressão no poço

$p_c$  pressão de fechamento da fratura

$c_f$  complacência da fratura

$E'$  módulo elástico de deformação plana

$\beta$  razão entre pressão líquida "média" na fratura e pressão líquida

$\hat{P}_n$  valor de  $P_n$  que, se distribuído uniformemente sobre a área da fratura, produziria a mesma abertura média que a pressão líquida real

Após o corte na injeção e antes do fechamento da fratura, a vazão de perda de fluido por filtração é igual à taxa de variação do volume da fratura:

$$-\frac{dV_f}{dt} = -A_f \frac{d\bar{w}}{dt} = Q_L(t, A_p) \quad (\text{A.25})$$

Substituindo em A.25 as Equações A.13 e A.22, tem-se:

$$-A_f c_f \frac{dP_n}{dt} = \frac{2C_L f_p A_f}{\sqrt{t_p}} f(t_D) \quad (\text{A.26})$$

ou 
$$-\frac{dP_n}{dt} = \frac{2C_L f_p}{c_f \sqrt{t_p}} f(t_D) \quad (\text{A.27})$$

A Equação A.27 implica que o coeficiente global de filtração é proporcional a taxa de declínio da pressão líquida dividido pela função adimensional  $f(t_D)$  e que este coeficiente pode ser inferido a partir dos dados de declínio se  $c_f$  puder também ser obtido. Integrando a Equação A.27, a partir de um tempo de referência,  $t^*$ , tendo como limite superior de integração um tempo  $t$  qualquer, e ainda recorrendo às Equações A.18 e A.19, obtém-se a expressão a seguir em termos do tempo adimensional:

$$\Delta P_n(t_D^*, t_D) = \frac{2C_L f_p \sqrt{t_p}}{c_f} [g(t_D) - g(t_D^*)] \quad (\text{A.28})$$

Definindo:

$$G(t_D^*, t_D) = \frac{4}{\pi} [g(t_D) - g(t_D^*)] \quad (\text{A.29})$$

e  $P^* = \Delta P_n(t_D^*, t_D)$ , quando  $G(t_D^*, t_D) = 1$ , então:

$$P^* = \frac{\pi C_L f_p \sqrt{t_p}}{2 c_f} \quad (\text{A.30})$$

Substituindo estas definições na Equação A.28, pode-se obter a Equação A.31:

$$\Delta P_n(t_D^*, t_D) = P^* G(t_D, t_D^*) \quad (\text{A.31})$$

Rearranjando a Equação A.30, vem:

$$C_L = \frac{2P^*}{\pi f_p \sqrt{t_p}} c_f = \frac{\beta P^*}{E f_p \sqrt{t_p}} \begin{pmatrix} h_f \\ L_f \\ (32/3\pi^2) R \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{Radial} \end{matrix} \quad (\text{A.32})$$

Dados de declínio de pressão, após o fim do bombeio, permitem a determinação de  $P^*$  e conseqüentemente de  $C_L$  a partir da Equação A.32. Para tanto, pode-se recorrer ao gráfico de pressão *versus*  $G(t_D)$ , isto é,  $G$  com  $t_D^* = 0$ .

Para se chegar à Equação A.31, partiu-se do pressuposto de que  $c_f$  é constante durante o fechamento da fratura, aproximação geralmente aceita quando propantes não são usados. Quando a fratura começa a se fechar sobre os agentes de sustentação,  $c_f$  começa a diminuir e dessa forma invalida as hipóteses assumidas para se chegar à expressão A.28, assim como toda a análise de declínio de pressão feita até aqui. Considerando  $P_c$  constante, a integração de A.27 leva a:

$$P_w(t_D^*) - P_w(t_D) = \frac{\pi C_L f_p \sqrt{t_p}}{2c_f} G(t_D^*, t_D) \quad (\text{A.33})$$

Fazendo  $t_D^* = 0$ , então  $G(0, t_D) = G(t_D)$ . Plotando o gráfico  $P_w(t_D)$  *versus*  $G(t_D)$ , obtém-se uma reta cujo coeficiente angular pode ser expresso como:

$$m_p = \frac{\pi C_L f_p \sqrt{t_p}}{2c_f} \quad (\text{A.34})$$

Assumindo que uma reta adequada pode ser identificada, então pode-se obter o coeficiente de filtração através do coeficiente angular da mesma. Para tanto, combina-se a definição matemática de complacência (A.23) com a Equação A.34:

$$C_L = \frac{m_p \beta}{f_p \sqrt{t_p} E'} \begin{pmatrix} h_f \\ L_f \\ (32/3\pi^2) R \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{Radial} \end{matrix} \quad (\text{A.35})$$

## Apêndice B

### O modelo de Carter

Carter, em 1957, apresentou uma modelagem visando a determinação da área de fraturas induzidas hidraulicamente, sendo elas verticais ou horizontais. As seguintes suposições foram adotadas ao longo de seu desenvolvimento:

1. A abertura da fratura é constante.
2. O escoamento do filtrado da fratura para o reservatório é linear e a direção do escoamento é perpendicular à face da fratura.

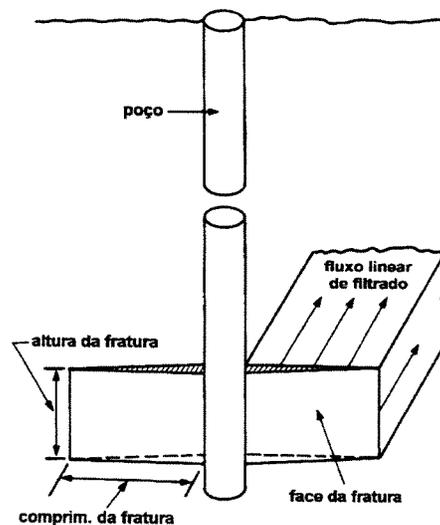


Figura B.1: Representação do fluxo linear de filtrado

3. A velocidade de filtração em um dado ponto situado na face da fratura depende do tempo de exposição deste ponto ao escoamento.
4. A função velocidade  $v(t)$  é a mesma para todos os pontos considerados. Entretanto, o conceito de tempo igual a zero para um dado ponto é definido individualmente, correspondendo ao momento em que a fratura e, desta forma, o fluido de fraturamento atingem este ponto pela primeira vez.
5. A pressão no interior da fratura é constante e igual à pressão de injeção no poço à mesma altura da fratura.

A vazão de fluido que atravessa as faces da fratura rumo ao interior da formação pode ser expressa por:

$$Q_L(t) = 2 \int_0^{A(t)} v dA \quad (\text{B.1})$$

A área da fratura gerada,  $A$ , é uma função do tempo. O valor de  $v$  em um tempo igual a  $t$ , correspondente a um determinado elemento de área  $dA$  formado no instante  $\tau$ , é dado por:

$$v = v(t - \tau) \quad (\text{B.2})$$

Como  $A$  é função do tempo, pode-se escrever  $dA = \frac{dA}{d\tau} d\tau$ , o que permite reescrever a Equação B.1 na forma:

$$Q_L(t) = 2 \int_0^t v(t - \tau) \frac{dA}{d\tau} d\tau \quad (\text{B.3})$$

A taxa de crescimento volumétrico da fratura é dada por:

$$Q_f = w \frac{dA}{dt}, \text{ onde } w \text{ é a abertura da fratura.} \quad (\text{B.4})$$

A vazão de fluido injetado é igual à vazão de fluido que é perdido para a formação somada à taxa de crescimento volumétrico da fratura, ou seja:

$$Q_i = Q_L + Q_f \quad (\text{B.5})$$

Substituindo as Equações B.3 e B.4 em B.5, obtém-se:

$$Q_i = 2 \int_0^t v(t-\tau) \frac{dA}{d\tau} d\tau + w \frac{dA}{dt} \quad (\text{B.6})$$

A Equação B.6 pode ser resolvida para obtermos uma expressão de  $A$  em função de  $t$  através de transformação de Laplace. Considerando a vazão de injeção constante e que a função velocidade seja conhecida:

$$v(t) = \frac{C_L}{\sqrt{t}} \quad (\text{B.7})$$

$$Q_i(t) = Q_i \quad (\text{B.8})$$

então, substituindo B.7 e B.8 em B.6 e recorrendo à transformação Laplaciana, chega-se a:

$$A(t) = \frac{Q_i w}{4C_L^2 \pi} \left[ \exp\left(\frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{w}\right)^2 \operatorname{erfc}\left(\frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{w}\right) + \frac{4C_L \sqrt{t}}{w} - 1 \right] \quad (\text{B.9})$$

Definindo  $x = \frac{2C_L \sqrt{\pi t}}{w}$ , então:

$$A(t) = \frac{Q_i w}{4C_L^2 \pi} \left[ \exp(x^2) \operatorname{erfc}(x) + \frac{2}{\sqrt{\pi}} x - 1 \right] \quad (\text{B.10})$$

A Equação B.10 indica que a vazão e o tempo de injeção, ou seja, o volume injetado, estão diretamente relacionados à área da fratura ou a sua extensão. À medida que o volume injetado durante o tratamento aumenta, há um acréscimo da área da fratura criada.

UNICAMP  
BIBLIOTECA CENTRAL  
SEÇÃO CIRCULANTE