

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA E DE  
MATERIAIS**

**CÁSSIO LUÍS SCHNEIDER**

**ESTUDO EXPERIMENTAL DA PERDA DE CIRCULAÇÃO DE FLUIDOS NÃO  
NEWTONIANOS EM MEIOS POROSOS FRATURADOS**

**DISSERTAÇÃO**

**CURITIBA**

**2019**

**CÁSSIO LUÍS SCHNEIDER**

**ESTUDO EXPERIMENTAL DA PERDA DE CIRCULAÇÃO DE FLUIDOS NÃO  
NEWTONIANOS EM MEIOS POROSOS FRATURADOS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de Concentração: Engenharia Térmica.  
Orientador: Prof. Dr. Silvio L. M. Junqueira

**CURITIBA**

**2019**

---

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

---

Schneider, Cássio Luís  
Estudo experimental da perda de circulação de fluidos não  
newtonianos em meios porosos fraturados / Cássio Luís Schneider.  
-- 2019.  
1 arquivo de texto: PDF; 2,75 MB.

Disponível via World Wide Web  
Texto em português, com resumo em inglês  
Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica  
Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
Mecânica e de Materiais, Curitiba, 2019  
Bibliografia: p. 120-128

1. Engenharia mecânica - Dissertações. 2. Engenharia térmica.  
3. Mecânica dos fluidos. 4. Materiais porosos. 5. Mecânica da  
fratura. 6. Fluidos não-newtonianos. 7. Petróleo. I. Junqueira,  
Silvio Luiz de Mello, orient. II. Universidade Tecnológica  
Federal do Paraná - Programa de Pós-graduação em Engenharia  
Mecânica e de Materiais, inst. III. Título.

CDD: 620.1

---

Biblioteca Ecoville da UTFPR, Câmpus Curitiba  
Lucia Ferreira Littiere - CRB 9/1271

## TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº351

A Dissertação de Mestrado intitulada: **Estudo experimental da perda de circulação de fluidos não newtonianos em meios porosos fraturados**, defendida em sessão pública pelo Candidato **Cássio Luís Schneider**, no dia 26 de fevereiro de 2019, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia, área de concentração: Engenharia Térmica, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais – PPGEM.

### BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Silvio Luiz de Mello Junqueira - Presidente - UTFPR

Prof. Dr. Admilson Teixeira Franco - UTFPR

Prof. Dr. Marcelo Risso Errera - UFPR

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

Curitiba, \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_.

Carimbo e assinatura do Coordenador do Programa

---

Joy lies in the fight,  
in the attempt,  
in the suffering involved,  
not in the victory itself.

Mahatma Gandhi

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Celina e Claremundo, por me incentivarem em mais esta jornada e por me ensinarem que com força de vontade e humildade é possível alcançar qualquer objetivo. A minha irmã Calita por sempre me apoiar e enaltecer as minhas escolhas.

Ao professor Silvio Junqueira por ter me confiado a oportunidade de desenvolver um trabalho à nível de mestrado, pela orientação e amizade.

Ao Eng. Fernando De Lai pela participação essencial durante toda a realização deste trabalho, sem a sua percepção espacial e perfeccionismo nada disso seria possível.

Aos membros da banca avaliadora Prof. Admilson Franco e Prof. Marcelo Errera por todos os conselhos e críticas construtivas que contribuíram no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas e amigos que estiveram presentes ao longo desta caminhada, fazendo com que as dificuldades fossem vencidas de maneira muito mais agradável. Em especial a galera da marmita “top”, pelos momentos de apoio, filosofia e descontração em meio a rotina de trabalho.

A realização deste trabalho não seria possível sem o apoio técnico e operacional dos colegas de laboratório Felipe Pereira, Giovani Fritoli, Lucas “Barba” Garcia e Olivio Duque que demonstraram grande destreza no delicado manuseio dos componentes da unidade experimental utilizada. Deixo aqui o meu agradecimento.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná e todos os professores que passaram pelo meu caminho, me proporcionando um ensino de qualidade e uma formação honrosa.

A todos os membros do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN).

À Petrobras, cujo suporte financeiro viabilizou a realização desse trabalho.

## RESUMO

SCHNEIDER, Cássio Luís. **Estudo experimental da perda de circulação de fluidos não newtonianos em meios porosos fraturados**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 146 p., 2019.

Os estudos envolvendo escoamento de fluidos não newtonianos em dutos ou canais total ou parcialmente porosos têm recebido considerável atenção devido à sua grande gama de aplicações de engenharia, como perfuração, produção e recuperação de reservatórios de petróleo e gás. No processo de perfuração a perda de circulação é um dos principais fenômenos que interferem na operação do poço. A presença de fraturas, frequentes no conjunto poço-formação, somadas aos gradientes de pressão, acentua significativamente a perda de fluido. No presente trabalho, o escoamento de fluido não newtoniano em canal parcialmente poroso e fraturado é investigado, caracterizando o fenômeno de perda de circulação. Os testes apresentados foram realizados em uma unidade experimental composta por uma seção de testes retangular, que representa o conjunto poço-formação na presença de uma fratura, utilizando medidores de pressão, vazão e temperatura para monitorar o escoamento. Foram utilizadas soluções aquosas de carbopol, goma xantana, carboximetilcelulose e glicerina como fluidos de trabalho e filtros cerâmicos de espuma reticulada para representar a formação rochosa. Com objetivo de avaliar a influência da variação de parâmetros do escoamento, do fluido e do meio poroso, foram variados o número de Reynolds do escoamento, a vazão de fuga pela fratura, a viscosidade do fluido, o fluido de trabalho e a abertura de células do meio poroso. Os resultados obtidos mostram que todos os parâmetros são capazes de alterar as configurações de pressão durante a perda de circulação, exercendo uma influência direta no gradiente de pressão gerado entre o canal e a fratura.

**Palavras chave:** perda de circulação, unidade experimental, canal fraturado, meio poroso, fluidos não newtonianos.

## ABSTRACT

SCHNEIDER, Cássio Luís. **Experimental study of lost circulation of non newtonian fluids in fractured porous media**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 146 p., 2019.

Studies involving the flow of non-newtonian fluids into totally or partially porous ducts or channels have received considerable attention because of their wide range of engineering applications such as drilling, production and recovery of oil and gas reservoirs. In the drilling process the lost circulation is one of the main phenomena that interfere with the well operation. The presence of fractures, common in all well-formation, added to the pressure gradient, significantly enhances fluid loss. In the present work, the flow of non-newtonian fluid in a partially porous and fractured channel is investigated, characterizing the lost circulation phenomenon. The tests presented were performed in an experimental set-up, comprising a rectangular test section, representing a well-formation with a transverse fracture, instrumented with pressure gauges, flow and temperature monitors. Aqueous solutions of carbopol, xanthan gum, carboxymethyl cellulose and glycerin were used as working fluids and crosslinked foam ceramic filters to represent the rock formation. In order to evaluate the variation influence of parameters of the flow, fluid and porous medium, the Reynolds number of the flow, the flow rate at the fracture, the viscosity of the fluid, the working fluid and the cell opening of the porous medium were varied. The results show that all parameters are capable of altering the pressure settings during the lost circulation, exerting a direct influence on the pressure gradient generated between the channel and the fracture.

**Key words:** lost circulation, experimental set-up, fractured channel, porous media, non-newtonian fluids.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Esquema reproduzindo um reservatório de petróleo e o processo de migração. Fonte: adaptado de Diário do pré-sal (2009).....	23
Figura 1.2 – Representação da circulação do fluido de perfuração durante a operação de perfuração direta. Fonte: adaptado de Learntodrill (2018). ....	24
Figura 1.3 – Fluido de perfuração invadindo a formação rochosa através das fraturas. Fonte: adaptado de Halliburton (2013).....	25
Figura 1.4 – Janela operacional segura da ECD durante a perfuração. Adaptado de Gala e Toralde (2011). ....	26
Figura 1.5 – Representação das zonas de perda de circulação no conjunto poço-formação. Fonte: adaptado de Alsaba e Nygaard (2014).....	27
Figura 1.6 – Representação do (a) conjunto poço-formação (Adaptado de Matex, 2011); (b) abstração geométrica com a região de interesse estudada.....	30
Figura 2.1 – Comportamento da tensão em função da taxa de cisalhamento para diferentes tipos de fluidos. Fonte: adaptado de Deshpande et al. (2010). ....	35
Figura 2.2 – Tipos de poros. ....	43
Figura 3.1 - Unidade experimental: (a) esquema do circuito hidráulico e (b) projeto tridimensional destacando os principais componentes. ....	54
Figura 3.2 – Visão geral da unidade experimental de perda de circulação em canal poroso e fraturado no Laboratório de Meios Porosos (LaMP).....	56
Figura 3.3 - Tanque com misturador (a) Vista exterior; (b) Vista interior com as pás de mistura. ....	57
Figura 3.4 - Bomba helicoidal NEMO NM 021BY. ....	58
Figura 3.5 – Válvula de controle com atuador elétrico ARI-PREMIO Plus 2G.....	59
Figura 3.6 - Seção de testes: (a) corte transversal e (b) vista lateral.....	60
Figura 3.7 - Vista em corte longitudinal da seção de testes.....	61
Figura 3.8 – Componentes da seção de testes: (a) bocal de entrada; (b) extensão da fratura.....	62
Figura 3.9 – Termopar do tipo T modelo TIM11. ....	63

Figura 3.10 – Posicionamento das tomadas de pressão do transmissor diferencial RTP 420-DIF no centro do canal e ao final da fratura.....	64
Figura 3.11 – Transmissores de pressão: (a) relativa; (b) diferencial. ....	64
Figura 3.12 - medidor de vazão mássica do tipo coriolis. ....	65
Figura 3.13 – Interface de controle dos equipamentos no LabView. ....	67
Figura 3.14 - Interface de trabalho, leitura e controle de dados.....	68
Figura 3.15 – Filtros cerâmicos: (a) 10 PPI e (b) 20 PPI.....	73
Figura 3.16 – Lateral do filtro: (a) antes de usinado; (b) depois de usinado. ....	74
Figura 3.17 – Amostras porosas: (a) conectadas com silicone e (b) dispostas ao longo da seção de testes .....	75
Figura 3.18 – Equipamentos utilizados na caracterização dos fluidos: (a)Viscosímetro Fann 35A; (b)Balança. ....	79
Figura 3.19 – Diagrama operacional para realização dos testes experimentais...	83
Figura 4.1 – Condições de contorno para a geometria estudada. ....	85
Figura 4.2 – Tomadas de pressão diferencial.....	87
Figura 4.3 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de posicionamento das tomadas de pressão diferencial com água para $Q = 0,71 \text{ m}^3/\text{h}$ e $Q_v = 50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	87
Figura 4.4 – Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de velocidade de abertura da válvula de controle com água para $Q = 0,64 \text{ m}^3/\text{h}$ e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	89
Figura 4.5 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido GLI10 a $20^\circ\text{C}$ : (a) escoamento; (b) viscosidade.....	90
Figura 4.6 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP05 a $20^\circ\text{C}$ : (a) escoamento e ajuste HB ; (b) viscosidade. ....	91
Figura 4.7 - Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP10 a $20^\circ\text{C}$ : (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade. ....	91
Figura 4.8 - Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP20 a $20^\circ\text{C}$ : (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade. ....	92
Figura 4.9 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido GX10 a $20^\circ\text{C}$ : (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade. ....	92

Figura 4.10 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CMC10 a 20°C: (a) escoamento e ajuste PL; (b) viscosidade.....	93
Figura 4.11 – Vazão de retorno ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10, $Re = 200$ e $Q_v = 30\%$ .....	95
Figura 4.12 – Pressão diferencial ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10, $Re = 200$ e $Q_v = 30\%$ .....	96
Figura 4.13 – Pressões absolutas no canal ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10 e $Re = 200$ .....	97
Figura 4.14 – Gradiente de pressão no canal ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10 e $Re = 200$ .....	97
Figura 4.15 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com diferentes números de Reynolds para MP20, CBP10 e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	99
Figura 4.16 – Variação dos parâmetros medidos em função do número de Reynolds no canal para MP20, CBP10 e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.....	100
Figura 4.17 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com diferentes vazões de fuga para MP20, CBP10 e $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.....	101
Figura 4.18 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para MP20, CBP10 e $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.....	102
Figura 4.19 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com fluidos de trabalho de diferentes viscosidades para MP20, $Re = 100$ e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.....	104
Figura 4.20 - Variação dos parâmetros medidos em função da viscosidade do fluido de trabalho para MP20, $Re = 100$ e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	104
Figura 4.21 – Comparação entre as curvas de viscosidade de todos os fluidos de trabalho utilizados com viscosidade aproximada de $10 \text{ cP}$ a taxa de $1000\text{s}^{-1}$ .....	106

Figura 4.22 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando diferentes fluidos de trabalho para MP20, $Re = 200$ e $Q_v = 50\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	106
Figura 4.23 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando GX e CBP10* como fluidos de trabalho para MP20 e $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	108
Figura 4.24 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando GX e CBP10* como fluidos de trabalho para MP20 e $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	109
Figura 4.25 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP10, $Re = 100$ e $Q_v = 5, 30$ e $50\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	111
Figura 4.26 – Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP10 e $Re = 100$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	112
Figura 4.27 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP20*, $Re = 100$ e $Q_v = 5, 30$ e $50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	113
Figura 4.28 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP20 e $Re = 100$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	113
Figura 4.29 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP10, $Re = 200$ e $Q_v = 5, 30$ e $50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	115
Figura 4.30 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP10 e $Re = 200$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura. ....	116
Figura A.1 - Caracterização estática do transmissor de pressão inferior I-3.....	132
Figura A.2 - Caracterização estática do transmissor de pressão superior I-4.....	133
Figura A.3 - Caracterização estática do transmissor de pressão diferencial I-5.	134

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Classificação da perda de circulação de acordo com a severidade.	28
Tabela 2.1 – Faixas de permeabilidade [md] para formações tipicamente encontradas em perfurações de poços de petróleo. ....	44
Tabela 3.1 - Descrição dos itens do circuito experimental. ....	55
Tabela 3.2 - Características do tanque misturador BMIX 1,5 DF. ....	57
Tabela 3.3 - Características da bomba helicoidal Nemo NM 021BY. ....	58
Tabela 3.4 – Níveis de abertura da válvula de controle ARI-PREMIO Plus 2G. ....	59
Tabela 3.5 - Características do termopar TIM11. ....	63
Tabela 3.6 - Características dos transmissores de pressão. ....	64
Tabela 3.7 - Características do medidor de vazão mássica do tipo coriolis. ....	65
Tabela 3.8 - Características dos módulos de aquisição de dados da National Instruments. ....	67
Tabela 3.9 – Parâmetros para cálculo da incerteza do número de Reynolds. ....	70
Tabela 3.10 – Incerteza de medição dos transmissores de pressão. ....	71
Tabela 3.11 – Volume medido das amostras porosas. ....	75
Tabela 3.12 – Porosidade das amostras. ....	76
Tabela 3.13 - Valores das constantes do viscosímetro. ....	78
Tabela 3.14 – Soluções utilizadas durante os testes experimentais caracterizadas a 20°C. ....	79
Tabela 3.15 – Parâmetros do teste considerado padrão. ....	81
Tabela 3.16 - Sequência dos testes com seus respectivos parâmetros ....	82
Tabela 4.1 – Organização dos resultados apresentados. ....	86
Tabela 4.2 – Constantes obtidas para os ajustes HB e PL realizados a partir dos dados experimentais. ....	93
Tabela 4.3 – Parâmetros constantes para todos os testes experimentais. ....	94
Tabela 4.4 – Parâmetros variados para os testes de perda de circulação. ....	98
Tabela 4.5 – Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do Re com MP20, CBP10 e $Q_v = 30\%$ ....	100

Tabela 4.6 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação da $Q_v$ com MP20, CBP10 e $Re = 200$ . .....	102
Tabela 4.7 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação da viscosidade do fluido de trabalho para MP20, $Re = 100$ e $Q_v = 30\%$ . .....	104
Tabela 4.8 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20, $Re = 200$ e $Q_v = 50\%$ . .....	107
Tabela 4.9 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20 e $Re = 200$ . .....	108
Tabela 4.10 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20 e $Q_v = 30\%$ . .....	109
Tabela 4.11 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP10 e $Re = 100$ . .....	111
Tabela 4.12 - Valores iniciais e finais de vazão no canal e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP20 e $Re = 100$ . .....	113
Tabela 4.13 - Valores iniciais e finais de vazão no canal e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP10 e $Re = 200$ . .....	115
Tabela A.1 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão relativa inferior I-3. ....	131
Tabela A.2 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão relativa superior I-4. ....	133
Tabela A.3 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão diferencial I-5. ....	134
Tabela A.4 – Resultados dos testes de medição de vazão. ....	136
Tabela B.1 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP10. ....	137
Tabela B.2 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP20. ....	138
Tabela B.3 – Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP05. ....	138
Tabela B.4 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP20*. ....	139
Tabela B.5 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP10*. ....	139
Tabela B.6 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CMC10. ....	140

Tabela B.7 - Resultados dos testes reológicos para a solução GX10. ....	140
Tabela B.8 - Resultados dos testes reológicos para a solução GLI10.....	140
Tabela B.9 – Resultados das medições de massa específica de todos os fluidos de trabalho. ....	141

## LISTA DE ABREVIATURAS E ACRÔNIMOS

CBP	Carbopol
CMC	Carboximetilcelulose
CERNN	Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos
ECD	Densidade de circulação equivalente
FNG	Fluido Newtoniano Generalizado
GX	Goma xantana
GLI	Glicerina
HB	Herschel-Bulkley
LaMP	Laboratório de Meios Porosos
LCM	Lost Circulation Materials
PL	Lei de Potência
MP	Meio poroso
NPT	Nonproductive Time
OBF	Oil Based Fluid
POP	Procedimento Operacional Padrão
PVC	Policloreto de polivinila
SBF	Synthetic Based Fluid
TSM	Método por Série de Taylor
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
WBF	Water Based Fluid

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Letras latinas

A	Área de seção transversal	[m <sup>2</sup> ]
$C_f$	Fator de atrito	[-]
$C_{f,PL}$	Fator de atrito fluido lei de potência	[-]
D	Diâmetro	[m]
$D_h$	Diâmetro hidráulico	[m]
dp/dx	Gradiente de pressão na direção x	[Pa/m]
$e_{FR}$	Espessura da fratura	[m]
$e_{gp}$	Espessura da garganta de poro	[m]
g	Aceleração da gravidade	[m/s <sup>2</sup> ]
h	Altura da coluna d'água	[m]
$h_{CH}$	Dimensão do espaço anular do poço	[m]
$h_{FR}$	Comprimento da fratura	[m]
i	Corrente elétrica	[mA]
$i_{RES}$	Incerteza de uma medição qualquer	[-]
k	Índice de consistência	[Pa.s <sup>n</sup> ]
$k_1$	Constante 1 do viscosímetro Fann 35 A	[dina.cm/ <sup>o</sup> ]
$k_2$	Constante 2 do viscosímetro Fann 35 A	[1/cm <sup>3</sup> ]
$k_3$	Constante 3 do viscosímetro Fann 35 A	[1/s.rpm]
$k_{mod}$	Índice de consistência modificado	[Pa.s <sup>n</sup> ]
K	Permeabilidade	[cm <sup>2</sup> ]
L	Comprimento do canal	[m]
$L_{des}$	Comprimento de desenvolvimento	[m]
$L_{FR}$	Comprimento da fratura	[m]
$l_{DW}$	Comprimento da seção de testes a jusante da fratura	[m]
$l_{UP}$	Comprimento da seção de testes a montante da fratura	[m]
m	Gradiente local da tensão pela taxa de cisalhamento	[-]
$m_{liq}$	Massa de líquido	[g]
$\dot{m}_{man}$	Vazão mássica	[g/s]
$m_{s+r}$	Massa do recipiente preenchido com a solução	[g]

$m_r$	Massa do recipiente	[g]
MW	Massa específica do fluido de perfuração	[lb/gal]
$n$	Índice de lei de potência	[-]
$N$	Rotação	[rpm]
$p$	Pressão	[Pa]
$p_{dif}$	Pressão diferencial na fratura	[kPa]
$p_{dif,med}$	Pressão diferencial média na fratura	[kPa]
$p_f$	Pressão diferencial final	[kPa]
$p_i$	Pressão diferencial inicial	[kPa]
$p_{inf}$	Pressão medida pelo transmissor inferior	[kPa]
$p_{sup}$	Pressão medida pelo transmissor superior	[kPa]
$P$	Perímetro	[m]
P1, P2, P3, P4	Posições das tomadas de pressão diferencial	[-]
$P_a$	Queda de pressão no espaço anular	[psi]
$P_m$	Perímetro molhado	[m]
$\Delta p$	Diferença de pressão	[Pa]
$Q$	Vazão	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_{cor}$	Vazão medida pelo coriolis	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_f$	Vazão de retorno final	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_{man}$	Vazão medida manualmente	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_{med}$	Vazão média	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_i$	Vazão de retorno inicial	[m <sup>3</sup> /h]
$Q_v$	Vazão de fuga de fluido pela fratura	[%]
$R^2$	Coefficiente de Regressão linear	[-]
$Re$	Número de Reynolds	[-]
$Re_{D_h}$	Número de Reynolds em função do diâmetro hidráulico	[-]
$Re_{pL}$	Número de Reynolds fluido lei de potência	[-]
$Re_{HB}$	Número de Reynolds fluido Hershel-Bulkley	[-]
RES	Resultado de uma medição qualquer	[-]
rpm1, rpm2, rpm3	Níveis de abertura da válvula de controle	[-]
$t$	Tempo de duração dos testes experimentais	[s]
$t_a$	Tempo de abertura da fratura	[s]
$t_{medido}$	Tempo de coleta medido	[s]
$T$	Temperatura do ambiente	[°C]
TVD	Profundidade vertical do poço	[pés]

$u_D$	Velocidade de Darcy	[m/s]
$\bar{u}$	Velocidade média do escoamento	[m/s]
$\bar{u}_{pl}$	Velocidade média fluido lei de potência	[m/s]
$var \%_{COR}$	Varição das medições do coriolis	[%]
$var \%_{vazão}$	Varição das medições manuais de vazão	[%]
$V_a$	Volume de sólido	[m <sup>3</sup> ]
$V_s$	Volume de fluido	[cm <sup>3</sup> ]
$V_p$	Volume total de poros	[m <sup>3</sup> ]
$V_t$	Volume total do meio poroso	[m <sup>3</sup> ]
$Z_{CH}$	Profundidade do canal	[m]

### Letras Gregas

$\dot{\gamma}_{\alpha,\beta}$	Componente do tensor taxa de cisalhamento	[s <sup>-1</sup> ]
$\delta A$	Incerteza de medição da área de seção transversal	[m <sup>2</sup> ]
$\delta P_m$	Incerteza de medição do perímetro molhado	[m]
$\delta Q$	Incerteza de medição da vazão	[m <sup>3</sup> /h]
$\delta Re$	Incerteza de medição do número de Reynolds	[-]
$\delta\mu$	Incerteza de medição da viscosidade	[Pa.s]
$\eta$	Viscosidade aparente	[Pa.s]
$\theta$	Ângulo de deflexão	[°]
$\theta_{med}$	Ângulo de deflexão médio	[°]
$\mu$	Viscosidade dinâmica	[Pa.s]
$\mu_0$	Viscosidade plástica	[Pa.s]]
$\mu_s$	Viscosidade da solução	[cP]
$\rho$	Massa específica	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\rho_{água}$	Massa específica da água	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\rho_s$	Massa específica da solução	[g/cm <sup>3</sup> ]
$\sigma$	Desvio padrão	[-]
$\tau_{\alpha,\beta}$	Componente do tensor tensão	[Pa]
$\tau_0$	Tensão limite de escoamento	[Pa]
$\phi$	Fração volumétrica de poros - Porosidade	[-]
$\phi_{med}$	Porosidade média	[-]

## Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>22</b>
1.1	Caracterização do problema.....	29
1.2	Objetivos.....	31
1.3	Organização do trabalho .....	31
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>33</b>
2.1	Fluidos não newtonianos .....	33
2.1.1	Fator de atrito e número de Reynolds .....	37
2.1.2	Escoamento de fluidos não newtonianos .....	39
2.2	Meios porosos .....	42
2.2.1	Escoamento em meios porosos.....	44
2.3	Estudos sobre perda de circulação.....	47
2.4	Síntese do Capítulo 2 .....	51
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS.....</b>	<b>53</b>
3.1	Unidade experimental.....	53
3.2	Descrição dos componentes .....	56
3.2.1	Sistema hidráulico.....	57
3.2.2	Características da seção de testes.....	59
3.2.3	Sistema de medição.....	63
3.2.4	Sistema de controle e aquisição de dados .....	65
3.3	Verificação da unidade experimental.....	68
3.3.1	Incertezas de medição .....	69
3.3.2	Caracterização dos transmissores de pressão.....	71
3.3.3	Verificação da calibração do medidor de vazão mássico .....	72
3.4	Meio poroso.....	73
3.4.1	Porosidade das amostras .....	75
3.5	Elaboração dos fluidos de trabalho.....	76
3.6	Procedimentos experimentais.....	80
3.7	Síntese do Capítulo 3 .....	83

<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>85</b>
4.1	Testes preliminares .....	86
4.1.1	Posicionamento das tomadas de pressão diferencial .....	86
4.1.2	Velocidade de abertura da válvula de controle.....	88
4.2	Reologia dos fluidos de trabalho.....	89
4.3	Perda de circulação .....	93
4.3.1	Efeito da variação do número de Reynolds no canal .....	98
4.3.2	Efeito da variação da vazão de fuga.....	100
4.3.3	Efeito da variação da viscosidade do fluido.....	102
4.3.4	Efeito da variação do fluido de trabalho.....	105
4.3.5	Efeito da variação da abertura de células do meio poroso.....	110
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>117</b>
5.1	Sugestões para trabalhos futuros .....	119
	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>121</b>
	<b>APÊNDICE A. VERIFICAÇÃO DA UNIDADE EXPERIMENTAL .....</b>	<b>129</b>
A.1.	Cálculo das incertezas de medição.....	129
A.2.	Caracterização dos transmissores de pressão.....	131
A.3.	Verificação da calibração do medidor de vazão .....	135
	<b>APÊNDICE B. ELABORAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE TRABALHO</b>	<b>137</b>
	<b>ANEXO A. CURVA CARACTERÍSTICA DA BOMBA HELICOIDAL .....</b>	<b>142</b>
	<b>ANEXO B. PROCEDIMENTO PARA INICIAR O FUNCIONAMENTO DA UNIDADE EXPERIMENTAL .....</b>	<b>144</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, os estudos envolvendo escoamento de fluidos não newtonianos tem recebido considerável atenção devido a sua grande aplicação na indústria, e.g., engenharia de alimentos, produção de petróleo, engenharia de energia e processos químicos, como processamento de plásticos e torres de destilação (Mahmoud, 2011). Em muitos casos o escoamento ocorre em dutos ou canais total ou parcialmente preenchidos com material poroso, e.g., escoamento de águas subterrâneas, filtração, processos cerâmicos, sistemas geotérmicos, trocadores de calor e muitas outras aplicações de engenharia, como perfuração, produção e recuperação de reservatórios (Nebballi e Bouhadef, 2011).

Em reservatórios de petróleo o óleo e o gás natural são originalmente produzidos por rochas geradoras e posteriormente migram, principalmente por efeitos de capilaridade e forças de empuxo, para rochas reservatório que são rochas com vazios no seu interior (porosas), como pode ser visualizado na Figura 1.1 (Cordazzo, 2006). A extração dos constituintes das rochas reservatório engloba diferentes processos, dentre os quais se destaca, para este estudo, a perfuração.

A perfuração de poços de petróleo pode ser realizada através do método rotativo que consiste no movimento de rotação de uma broca que comprime a formação rochosa ocasionando o seu esmerilhamento e gerando uma grande quantidade de cascalhos. Os cascalhos são continuamente removidos utilizando-se fluidos de perfuração (Bourgoyne Jr et al., 1991).

O termo fluido de perfuração se refere à mistura de sólidos, líquidos, e, por vezes, gases, que escoam continuamente durante a perfuração a fim de garantir o sucesso da operação com o menor custo geral possível. Do ponto de vista químico podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado dos componentes (Growcock e Harvey, 2005).

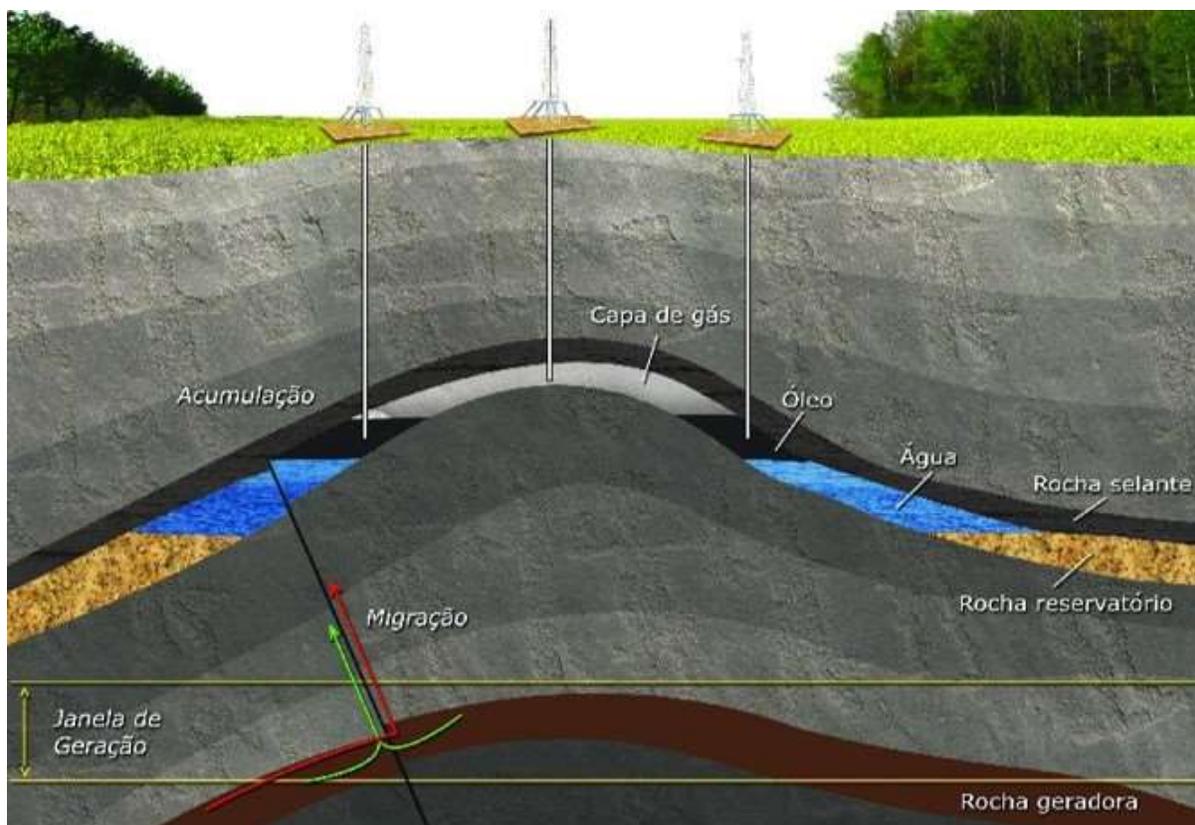


Figura 1.1 – Esquema reproduzindo um reservatório de petróleo e o processo de migração. Fonte: adaptado de Diário do pré-sal (2009).

De acordo com Azar e Samuel (2007) e Growcock e Harvey (2005) as principais funções que o fluido de perfuração deve exercer durante a perfuração são:

- manter os cascalhos em suspensão, removendo-os do fundo do poço e do espaço anular;
- estabilizar as paredes do poço controlando a pressão da formação rochosa;
- resfriar e lubrificar o conjunto da coluna de perfuração;
- transmitir energia hidráulica para a broca;
- selar formações permeáveis;
- auxiliar na prevenção da corrosão da coluna de perfuração e de outros equipamentos de superfície;
- evitar danos à formação produtora;
- garantir segurança operacional e proteção ao meio ambiente.

Desta forma, para exercer todas as funções necessárias, a viscosidade dos fluidos de perfuração varia com a taxa de cisalhamento e por esta razão são classificados como não newtonianos (Bourgoyne Jr et al., 1991). Os fluidos de perfuração devem apresentar comportamento pseudoplástico, resultando em menores pressões de bombeio e maximizando o carreamento de cascalhos (Souza et al., 2015).

A Figura 1.2 mostra o processo de perfuração direta, no qual o fluido é injetado para o interior da coluna de perfuração e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna (Azar e Samuel, 2007).

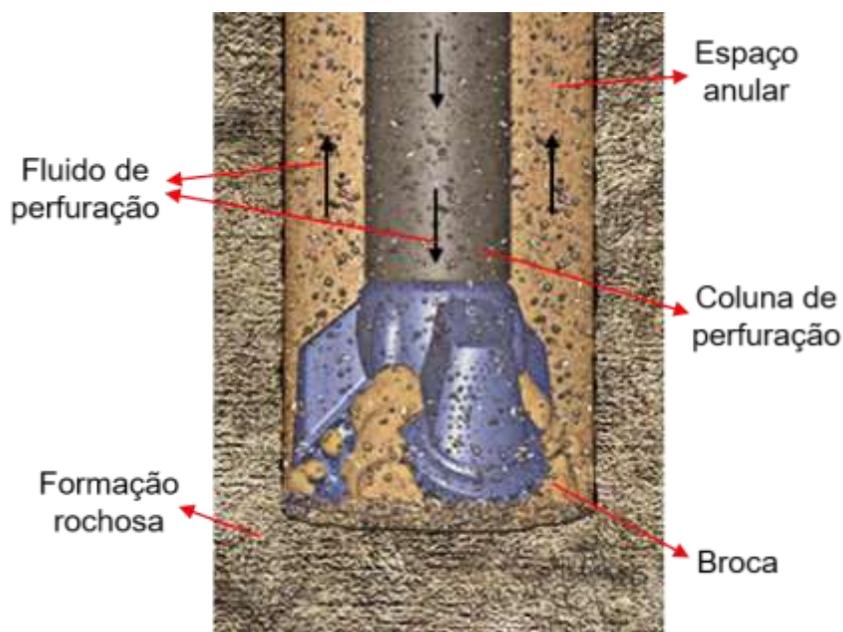


Figura 1.2 – Representação da circulação do fluido de perfuração durante a operação de perfuração direta. Fonte: adaptado de Learntodrill (2018).

Durante a perfuração, dois fenômenos podem vir a ocorrer de acordo com as configurações de pressão no poço. Caso a pressão no poço seja menor que a pressão de poro, observada na formação, um fenômeno que consiste na entrada de fluido em direção ao poço acontece, denominado de *kick*. Entretanto, se a pressão no poço for maior do que a pressão de poro ocorre a fuga de fluido de perfuração para a formação rochosa através dos poros ou de fissuras no conjunto poço-formação, fenômeno denominado de perda de circulação (Almagro et al., 2014; Gray e Darley, 1980), o que pode ser observado na Figura 1.3.

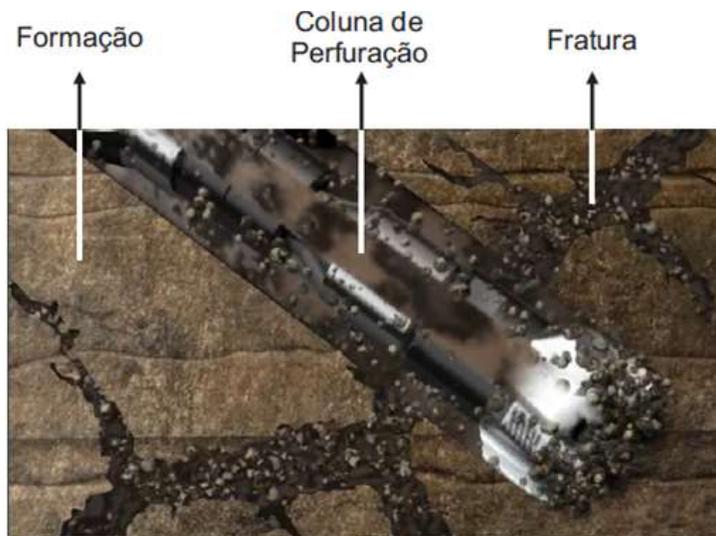


Figura 1.3 – Fluido de perfuração invadindo a formação rochosa através das fraturas. Fonte: adaptado de Halliburton (2013).

Visando evitar a ocorrência de *kicks* é realizada a perfuração do tipo *overbalanced*, na qual a pressão dentro do poço é maior do que a do meio sendo perfurado. Esta condição favorece a perda de circulação durante o processo de construção do poço (Calçada et al., 2015).

A densidade do fluido de perfuração é a principal fonte de pressão hidrostática no poço. A contribuição do fluido para a pressão quando circula pelo poço pode ser expressa em termos da densidade de circulação equivalente (*equivalent circulating density* – ECD), que auxilia na criação de uma pressão hidrostática no poço maior do que a pressão de poro da formação (Cook et al., 2012). O ECD em libras por galão pode ser obtido pela Eq.(1.1):

$$ECD = \frac{P_A}{0,052 \text{ TVD}} + MW \quad (1.1)$$

sendo  $P_A$  a queda de pressão no espaço anular medida em psi, TVD a profundidade vertical do poço medida em pés e MW a massa específica do fluido de perfuração medida em libras por galão.

A ECD do fluido utilizada no processo de perfuração deve estar inserida dentro de uma janela operacional segura. Conforme pode ser observado, de forma esquemática,

na Figura 1.4, a ECD deve ser mantida entre a pressão de poro da formação e a pressão que inicia a formação de fraturas na rocha. Logo, o cálculo da ECD é muito importante para o controle da composição do fluido.

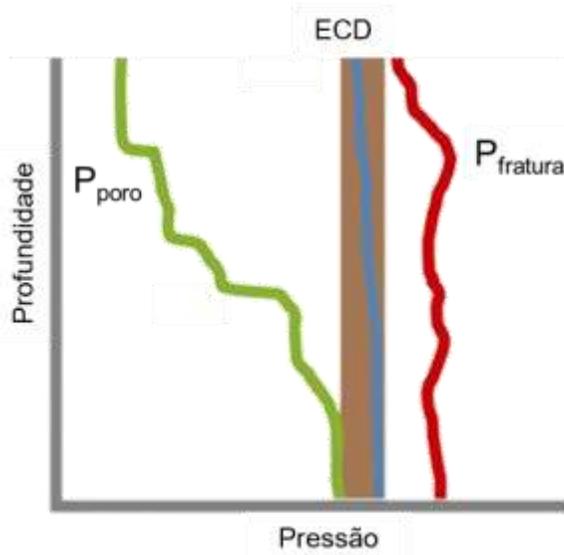


Figura 1.4 – Janela operacional segura da ECD durante a perfuração. Adaptado de Gala e Toralde (2011).

As áreas ou regiões da formação para as quais o fluido de perfuração escoar são denominadas zonas de fuga e contribuem significativamente para o tempo não produtivo (*Nonproductive Time* - NPT) do processo de perfuração (Cook et al., 2012).

Devido ao NPT gerado por perdas de circulação de fluidos, os operadores usualmente adicionam de 10% a 20% aos orçamentos de perfuração, uma vez que o fluido que escoar incontrolavelmente para a formação afeta negativamente o potencial de produção (Almagro et al., 2014).

As zonas de perda de circulação podem ser classificadas em formações naturalmente fraturadas, formações cavernosas, formações de alta permeabilidade ou fraturas induzidas devido ao processo de perfuração (Almagro et al., 2014; Calçada et al., 2015), como pode ser visualizado na Figura 1.5.

As fraturas podem aparecer de duas formas diferentes no processo de perfuração, estando presentes na formação ou sendo causadas devido ao excesso de pressão gerado na interação da coluna de perfuração com a formação. As fraturas ocasionadas

pelo processo de perfuração tendem a se propagar facilmente porque a pressão requerida para expandir uma fratura é menor do que a requerida para formá-la (Almagro et al., 2014; Cook et al., 2012).

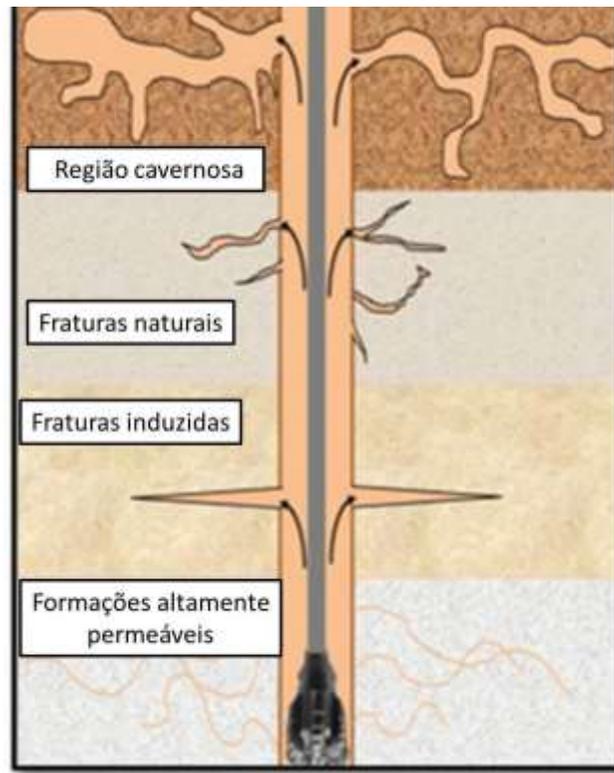


Figura 1.5 – Representação das zonas de perda de circulação no conjunto poço-formação. Fonte: adaptado de Alsaba e Nygaard (2014).

Para operar com segurança em intervalos instáveis, de baixa pressão ou fraturados naturalmente é preciso identificá-los e priorizar a perfuração dentro destes intervalos. A perfuração pode prosseguir enquanto a taxa de perda de fluido de perfuração é pequena e o retorno de parte do fluido é mantido. Entretanto, quando as perdas são muito grandes ou não existe retorno de fluido de perfuração à superfície, existe uma parada total do processo (Wang, 2007).

A perda de circulação pode ser classificada de acordo com a severidade ou taxa em que ocorre conforme a composição do fluido de perfuração, os quais podem ser a base de água (*water based fluid* – WBF) ou a base de óleo (*oil based fluid* – OBF),

também chamado fluido de base sintética (*synthetic based fluid* – SBF) (Kumar e Savari, 2011; Nayberg, 1987), como apresenta a Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Classificação da perda de circulação de acordo com a severidade.

Fluido	Perda	Vazão (bbl/h)	Cenários
<b>WBF</b>	Pequena (infiltração)	<25	Qualquer tipo de formação
	Parcial	25-100	Fraturas naturais ou induzidas
	Severa	100-500	Fraturas, falhas, regiões cavernosas e regiões de alta permeabilidade
	Total	Impossível manter o poço cheio	Fraturas, falhas e regiões cavernosas
<b>OBF, SBF</b>	Pequena (infiltração)	<10	Qualquer tipo de formação
	Parcial	10-30	Fraturas naturais ou induzidas
	Severa	>30	Fraturas, falhas, regiões cavernosas e regiões de alta permeabilidade
	Total	Impossível manter o poço cheio	Fraturas, falhas e regiões cavernosas

Fonte: adaptado de Andrade e Moura (2012) e Oliveira e Souza (2013).

A Tabela 1.1 relaciona a intensidade da perda de circulação com a vazão em que ocorre de acordo com cada fluido e também indica os tipos de formação mais propensos a ocorrer cada tipo de perda. O presente estudo é restringido a problemas de perda de circulação em formações porosas fraturadas que apresentam o fenômeno de invasão para perdas parciais e severas.

Os métodos existentes para conter a perda de circulação são classificados em corretivos e preventivos. Nos métodos corretivos a perda de circulação está acontecendo e aditivos, como materiais de perda de circulação (*Lost Circulation Materials* - LCM's), são adicionados ao fluido de perfuração para controlar a perda (Suyan et al., 2007).

Os métodos preventivos incluem medidas como materiais de fortalecimento de poço, seleção do fluido de perfuração e melhores práticas de perfuração, a fim de evitar a ocorrência de perda de circulação, o que nem sempre é possível. O objetivo de tratamentos de fortalecimento do poço é aumentar a tensão circunferencial e assim, aumentar a capacidade do poço de suportar pressões (Kumar e Savari, 2011).

A experiência industrial tem mostrado que é melhor prevenir o fenômeno da perda de circulação do que tentar corrigi-lo, quando acontece durante o processo de perfuração. Entretanto, em alguns casos a prevenção não é possível, de forma que uma técnica corretiva deve ser utilizada (Cook et al., 2012).

Conforme evidenciado, os fluidos de perfuração são muito importantes durante as operações de perfuração, pois além de desempenhar uma série de funções essenciais representam uma das principais variáveis no fenômeno de perda de circulação.

Dentro deste contexto, ressalta-se a importância do estudo de escoamentos em meios porosos fraturados tendo em vista os diferentes problemas inerentes na engenharia de petróleo com a perda de circulação. Neste trabalho, a proposta central do estudo é investigar o processo de perda de fluido em um canal parcialmente poroso e fraturado, utilizando-se fluidos não newtonianos, visando analisar a influência de diferentes parâmetros no diferencial de pressão gerado ao longo da fratura.

## **1.1 Caracterização do problema**

Conforme exposto, a perda de circulação é um problema que pode influenciar significativamente o processo de perfuração, alterando o planejamento da operação e resultando em efetivas perdas financeiras.

As operações na indústria de óleo e gás possuem uma complexidade elevada de parâmetros associados a geometria e condições de operação. Para que seja possível analisar o problema da perda de circulação algumas simplificações e considerações serão realizadas.

A geometria do problema engloba o conjunto poço-formação, como pode ser visualizado na Figura 1.6 (a), na qual o poço é considerado vertical com uma fratura discreta (descontinuidade) em um plano horizontal. Desta forma, o poço atravessa o plano de fratura de forma perpendicular.

Considerando que o principal objetivo deste estudo é investigar a perda de fluido no espaço anular, outra simplificação é feita em relação à região do escoamento, que é desconsiderado no interior da coluna de perfuração. De modo que a região de interesse

compreende o espaço anular e a formação fraturada, onde o fluido de perfuração escoascendentemente interagindo com a formação porosa e a fratura.

A Figura 1.6 (b) apresenta as simplificações consideradas, sendo que a linha tracejada delimita a região de interesse para o presente estudo. A largura do canal,  $h_{CH}$  [mm], representa a dimensão do espaço anular do poço, a região da fratura é representada por uma espessura,  $e_{FR}$  [mm], e um comprimento,  $h_{FR}$  [m]. O comprimento da região a montante da fratura é denominado  $l_{UP}$  [m], e a jusante  $l_{DW}$  [m].

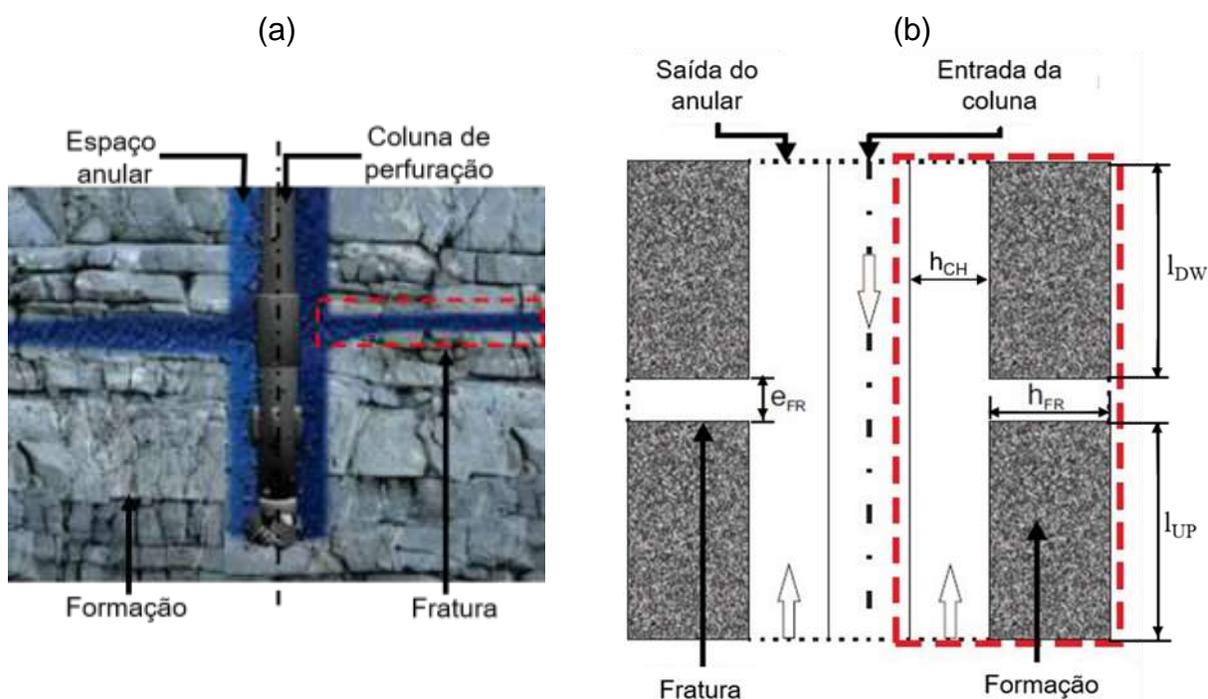


Figura 1.6 – Representação do (a) conjunto poço-formação (Adaptado de Matex, 2011); (b) abstração geométrica com a região de interesse estudada.

Tendo em vista a complexidade do escoamento em meios porosos, observa-se o desafio frente ao objetivo de estudá-los experimentalmente, principalmente devido à utilização de fluidos não newtonianos. Dentro deste contexto, no presente trabalho investiga-se a perda de circulação de fluido tanto pela fratura quanto pela formação rochosa considerada porosa.

## 1.2 Objetivos

Neste trabalho a proposta central é investigar, de forma experimental, o escoamento de fluido não newtoniano em canal parcialmente poroso e fraturado, caracterizando o fenômeno de perda de circulação.

Para tanto, será utilizado a unidade experimental de perda de circulação, desenvolvida no Laboratório de Meios Porosos (LaMP) do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN) da UTFPR. O circuito hidráulico do aparato será readaptado para a utilização de fluidos não newtonianos, assim como a seção de testes será projetada e instrumentada com a presença de uma matriz porosa.

O fenômeno de perda de circulação é caracterizado pelo monitoramento da vazão de fuga de fluido pela fratura, do gradiente de pressão gerado entre o canal e a fratura, assim como do gradiente de pressão ao longo do canal. São analisados os efeitos da variação de parâmetros do escoamento (número de Reynolds no canal e vazão de fuga de fluido através da fratura), do fluido (viscosidade e tipo de fluido) e do meio poroso (espessura da garganta de poros). Para isto, são utilizadas soluções aquosas de carbopol, carboximetilcelulose, goma xantana e glicerina como fluidos de trabalho e filtros cerâmicos de espuma reticulada para representar a formação rochosa porosa.

## 1.3 Organização do trabalho

O conteúdo deste trabalho está dividido em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório, que apresenta o contexto e os objetivos para o estudo do escoamento de fluidos não newtonianos em um canal poroso e fraturado.

Com base na formulação proposta, o Capítulo 2 apresenta uma fundamentação teórica expondo algumas definições sobre fluidos não newtonianos e meios porosos, englobando uma revisão da literatura com os principais trabalhos relacionados com o problema investigado para a melhor compreensão e desenvolvimento do presente estudo.

No Capítulo 3 é descrita a unidade experimental, detalhando seus sistemas e componentes. Além disso, é descrita a preparação dos fluidos de trabalho e das

amostras porosas utilizadas, explanando também os procedimentos experimentais executados.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões dos experimentos propostos, desde testes preliminares realizados para otimizar o funcionamento da unidade experimental, assim como os ensaios desenvolvidos para avaliação do comportamento reológico das soluções utilizadas como fluidos de trabalho e os testes que tem como objetivo caracterizar a perda de circulação.

Finalmente, o Capítulo 5 mostra as considerações finais do trabalho, indicando as conclusões obtidas através da análise dos resultados dos testes experimentais. Na sequência são apresentadas as referências bibliográficas consultadas na elaboração do presente documento.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo são apresentados conceitos importantes referentes a mecânica dos fluidos e meios porosos, como a distinção entre fluidos newtonianos e não newtonianos, modelos de fluidos não newtonianos e propriedades dos meios porosos. Estes conceitos contribuem para a compreensão e o desenvolvimento do presente trabalho.

Na sequência, para cada subseção, é apresentada uma revisão da literatura englobando o escoamento de fluidos não newtonianos e fenômenos de transporte em meios porosos, a fim de expor uma visão geral dos trabalhos realizados e destacar metodologias e resultados que colaboram com o presente estudo.

Finalmente, são abordados trabalhos referentes a perda de circulação, com a finalidade de contextualizar o conhecimento desenvolvido até então sobre este importante fenômeno da indústria de petróleo.

### 2.1 Fluidos não newtonianos

Fluidos que obedecem à lei da viscosidade de Newton (e.g. água, ar e glicerina) são chamados de fluidos newtonianos e são representados pela seguinte equação constitutiva (Bird et al., 1987):

$$\tau_{\alpha,\beta} = \mu \dot{\gamma}_{\alpha,\beta} \quad (2.1)$$

sendo  $\tau_{\alpha,\beta}$  [Pa] e  $\dot{\gamma}_{\alpha,\beta}$  [ $s^{-1}$ ], respectivamente, as componentes dos tensores tensão e taxa de deformação, com  $\alpha$  representando a direção normal ao plano de tensão (ou deformação) e  $\beta$  a direção da força que promove a tensão (ou deformação), e  $\mu$  [Pa.s] a viscosidade dinâmica. Pode-se observar na Eq.(2.1) que a tensão é proporcional à taxa de cisalhamento para fluidos newtonianos.

A viscosidade dinâmica é uma propriedade do fluido que é função da pressão e temperatura (Bird et al., 1987). Para vários outros fluidos, no entanto, a viscosidade varia com a taxa de cisalhamento, i.e., não seguem o comportamento newtoniano. Estes

fluidos são denominados de não newtonianos e alguns exemplos incluem alimentos como ketchup e maionese, fluidos poliméricos e fluidos de perfuração (Di Giuseppe et al., 2015).

De acordo com Chhabra e Richardson (1999), os fluidos não newtonianos podem ser divididos em três grupos:

- fluidos independentes do tempo: num dado ponto e instante de tempo a taxa de cisalhamento depende exclusivamente da tensão de cisalhamento;
- fluidos dependentes do tempo: a relação entre tensão e taxa de cisalhamento depende do histórico de cisalhamento do fluido (fluidos tixotrópicos e reopéticos);
- fluidos viscoelásticos: materiais que exibem comportamento simultâneo de um sólido elástico e um fluido puramente viscoso.

Os fluidos independentes do tempo, que serão analisados no presente estudo, podem ser identificados como puramente viscosos (pseudoplásticos ou dilatantes) ou viscoplásticos (Irgens, 2014). Para estes fluidos a relação entre a tensão e a taxa de deformação é análoga a de fluidos newtonianos e uma modificação na lei da viscosidade de Newton foi proposta para incluir a influência da taxa de cisalhamento no valor da viscosidade. Esta modificação representa um fluido newtoniano generalizado (FNG), cuja equação constitutiva é definida por (Bird et al., 1987):

$$\tau_{\alpha,\beta} = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma}_{\alpha,\beta} \quad (2.2)$$

sendo  $\eta(\dot{\gamma})$  a viscosidade aparente do fluido, função da magnitude do tensor taxa de deformação. Para fluidos newtonianos,  $\eta(\dot{\gamma}) = \mu$ .

Para fluidos pseudoplásticos, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação, e.g., ketchup, sangue, creme dental e fluidos de perfuração. Enquanto que para os fluidos dilatantes, a viscosidade aumenta com a taxa de cisalhamento, e.g., soluções de açúcar e de amido de milho (Chhabra e Richardson, 1999).

Os materiais viscoplásticos são os que apresentam uma tensão limite de escoamento ( $\tau_0$ ). Se submetidos a uma tensão inferior a  $\tau_0$ , o material se comporta

como um sólido, mas a partir do momento em que a tensão  $\tau_0$  é superada, passa a escoar como um fluido (Balmforth et al., 2014).

O comportamento da tensão em função da taxa de cisalhamento de fluidos newtonianos, pseudoplásticos, dilatantes e viscoplásticos podem ser visualizados na Figura 2.1.

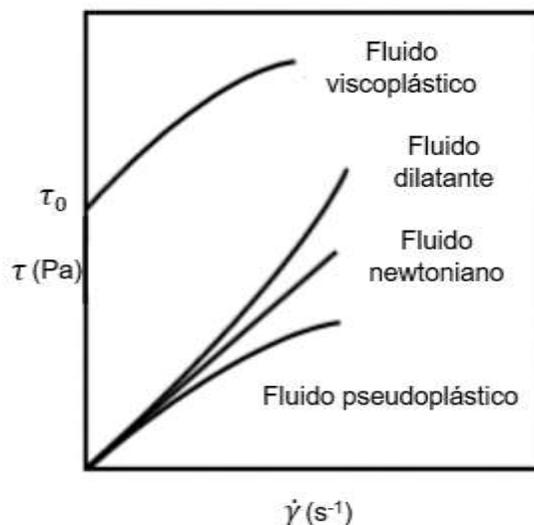


Figura 2.1 – Comportamento da tensão em função da taxa de cisalhamento para diferentes tipos de fluidos. Fonte: adaptado de Deshpande et al. (2010).

Existem na literatura diversos modelos matemáticos para a representação tanto de fluidos puramente viscosos (Lei de Potência, Carreau, Cross e Ellis) quanto fluidos viscoplásticos (Bingham, Herschel-Bulkley e Casson) (Bird et al., 1987; Chhabra e Richardson, 1999). Neste trabalho são considerados apenas os modelos de Lei de Potência e de Herschel-Bulkley, apresentados em detalhes na sequência.

O modelo Lei de Potência (PL) é um dos mais utilizadas para representar um FNG, sendo amplamente utilizado na representação de fluidos pseudoplásticos em aplicações industriais. É um modelo simples, com dois parâmetros, cuja viscosidade aparente é representada por:

$$\eta(\dot{\gamma}) = k|\dot{\gamma}|^{n-1} \quad (2.3)$$

sendo  $k$  o índice de consistência do fluido e  $n$  o índice de lei de potência.

Fluidos newtonianos são representados por  $n=1$ , de forma que  $\eta = k = \mu$ . Para fluidos pseudoplásticos  $n < 1$  e para os fluidos dilatantes  $n > 1$  (Bird et al., 1987).

Chhabra e Richardson (2008) apresentam valores típicos para o índice de lei de potência para diversos fluidos, e.g., poliestireno e ketchup ( $n = 0,25$ ), creme dental e filtro solar ( $n = 0,28$ ), polipropileno ( $n = 0,40$ ), maionese ( $n = 0,60$ ) e nylon ( $n = 0,65$ ).

Neste trabalho é utilizada uma solução aquosa de carboximetilcelulose (CMC), que pode retratar vários tipos de fluidos não newtonianos usados em muitos processos industriais devido à sua característica pseudoplástica e é representada pelo modelo PL (Benchabane e Bekkour, 2008; Ferraz, 2014; Li et al., 2012).

O modelo de Bingham é considerado a alternativa mais simples para representar fluidos viscoplásticos, também definido por dois parâmetros. Neste caso, a viscosidade aparente é representada por (Bird et al., 1987):

$$\begin{aligned} \eta(\dot{\gamma}) &\rightarrow \infty \text{ se } |\tau| \leq |\tau_0| \\ \eta(\dot{\gamma}) &= \mu_0 + \frac{\tau_0}{|\dot{\gamma}|} \text{ se } |\tau| > |\tau_0| \end{aligned} \quad (2.4)$$

onde  $\mu_0$  representa a viscosidade plástica do fluido e  $\tau_0$  a tensão limite de escoamento acima da qual o material começa a escoar.

O modelo de Herschel-Bulkley (HB) é uma variação do modelo de Bingham, o qual inclui uma viscosidade dependente da taxa de cisalhamento na forma de um fluido Lei de Potência (Balmforth et al., 2014). O modelo HB possui três parâmetros e surge da combinação entre os dois modelos anteriores (Lei de potência e Bingham), representando fluidos pseudoplásticos ou dilatantes que apresentam tensão limite de escoamento. A viscosidade aparente pode ser representada pela Eq.(2.5) (Macosko, 1996).

$$\begin{aligned} \eta(\dot{\gamma}) &\rightarrow \infty \text{ se } |\tau| \leq |\tau_0| \\ \eta(\dot{\gamma}) &= k |\dot{\gamma}|^{n-1} + \frac{\tau_0}{|\dot{\gamma}|} \text{ se } |\tau| > |\tau_0| \end{aligned} \quad (2.5)$$

Na indústria, dois importantes fluidos representados pelo modelo HB são o carbopol (CBP) e a goma xantana (GX). O carbopol é um polímero de alto peso molecular, que é muito utilizado como espessante, agente de suspensão e estabilizador em uma grande variedade de produtos cosméticos e farmacêuticos (Di Giuseppe et al., 2015). A goma xantana é um polissacarídeo obtido pela fermentação de uma bactéria, sendo um aditivo natural muito utilizado na indústria farmacêutica e na gastronomia. (Ferraz, 2014; Pereira et al., 2007). A capacidade de estabilizar emulsões e reduzir a dispersão, a pouca susceptibilidade a variações de temperatura e o comportamento pseudoplástico tornam a GX um aditivo eficaz para os fluidos de perfuração (Kumar et al., 2016). Soluções de CBP e de GX são utilizadas no desenvolvimento deste trabalho.

### 2.1.1 Fator de atrito e número de Reynolds

As análises realizadas neste trabalho são baseadas no efeito da presença do meio poroso e dos diversos parâmetros associados ao escoamento, levando em consideração o número de Reynolds na região livre do canal para fluidos representados através do modelo Lei de Potência (CMC) e do modelo de Herschel-Bulkley (CBP e GX).

Metzner e Reed (1955) obtiveram uma expressão para o número de Reynolds generalizado, derivado de sua relação com o fator de atrito de Fanning, esta relação é apresentada pela Eq.(2.6).

$$C_f = \frac{16}{Re} \quad (2.6)$$

O fator de atrito ( $C_f$ ) pode ser visto como uma medida da perda de energia do escoamento causada pelo atrito entre o fluido e as superfícies sólidas do canal, de modo que quanto maior o fator de atrito do escoamento maior é a resistência enfrentada pelo fluido. Segundo Bird *et al.* (2002), o fator de atrito para o escoamento entre placas planas e paralelas, é definido como:

$$C_f = \frac{\left(-\frac{\Delta p}{L}\right) \frac{D_h}{4}}{\frac{1}{2} \rho \bar{u}^2} \quad (2.7)$$

sendo  $\bar{u}$  a velocidade média do escoamento na região livre e  $D_h = 4A/P$  o diâmetro hidráulico do canal, com  $A$  e  $P$  representando, respectivamente, a área e o perímetro da seção transversal.

Para o caso de um fluido de lei de potência, considerando a expressão do gradiente de pressão em função da velocidade média para o escoamento entre placas planas e paralelas (Bird et al., 2002):

$$\left(-\frac{\Delta p}{L}\right) = \frac{4k\bar{u}_{pl}^n}{D_h^{n+1}} \left(8 + \frac{4}{n}\right)^n \quad (2.8)$$

substituindo a expressão do gradiente de pressão na definição do fator de atrito, obtém-se, para um fluido lei de potência:

$$C_{f,PL} = \frac{16}{\left[ \frac{\rho \bar{u}_{pl}^{2-n} D_h^n}{k \left(8 + \frac{4}{n}\right)^n} \right]} \quad (2.9)$$

sendo que o denominador da Eq. (2.9) representa o número de Reynolds para o escoamento de fluido de lei de potência entre placas planas e paralelas,  $Re_{PL}$  (Metzner e Reed, 1955):

$$Re_{PL} = \frac{\rho \bar{u}_{pl}^{2-n} D_h^n}{k_{mod}} \quad (2.10)$$

sendo  $k_{\text{mod}}$  o índice de consistência modificado, dado por:

$$k_{\text{mod}} = k \left[ \frac{1}{12} \left( 8 + \frac{4}{n} \right)^n \right] \quad (2.11)$$

Empregando o mesmo procedimento, como realizado por Madlener et al (2009), para um fluido representado pelo modelo de Herschel-Bulkley, obtém-se a seguinte relação para o número de Reynolds:

$$\text{Re}_{\text{HB}} = \frac{\rho \bar{u}_{\text{pl}}^{2-n} D_h^n}{\left( \frac{\tau_0}{8} \right) \left( \frac{D_h}{u} \right)^n + k \left( \frac{3m+1}{4m} \right)^n 8^{n-1}} \quad (2.12)$$

sendo  $m$  o gradiente local da tensão pela taxa de cisalhamento dado por (Madlener et al., 2009):

$$m = \left( \frac{nk \left( \frac{8\bar{u}}{D_h} \right)^n}{\tau_0 + k \left( \frac{8\bar{u}}{D_h} \right)^n} \right) \quad (2.13)$$

As equações obtidas para o número de Reynolds para o escoamento de um fluido lei de potência, Eq.(2.10), e de um fluido de Herschel-Bulkley, Eq.(2.12), são utilizadas para caracterizar o escoamento dos fluidos com comportamento não newtoniano utilizados durante os testes experimentais do presente trabalho.

### 2.1.2 Escoamento de fluidos não newtonianos

Nesta seção são apresentados estudos envolvendo fluidos não newtonianos, com o intuito de discorrer sobre as características reológicas e do escoamento deste tipo de

fluido, identificando metodologias de preparo e manuseio de soluções não newtonianas em estudos experimentais.

Com o objetivo de desenvolver um método de caracterizar o escoamento aplicável a todos os fluidos, tanto newtonianos quanto não newtonianos, Metzner e Reed (1955) obtiveram uma expressão para um número de Reynolds generalizado, derivado de sua relação com o fator de atrito, o qual é dependente de fatores reológicos do fluido, sendo válido para fluidos não newtonianos descritos pelo modelo Lei de potência. Diversos autores como Wahba (2013) e Thompson e Soares (2016) utilizam a expressão obtida por Metzner e Reed (1955) em seus trabalhos.

Melton e Saunders (1956), empregando a correlação fator de atrito - número de Reynolds, como sugerido por Metzner e Reed (1955), apresentam um método geral de análise do escoamento de fluidos não newtonianos, avaliando fluidos típicos empregados na indústria de petróleo. Os autores destacam a importância do número de Reynolds generalizado, que possibilita que a análise das medidas das propriedades reológicas de fluidos não newtonianos sejam obtidas com base em uma mesma escala, tanto para fluidos não newtonianos, como para fluidos newtonianos.

Houwen e Geehan (1986), com o objetivo de encontrar um modelo dependente da pressão e temperatura, com uma ampla aplicabilidade e que possibilitasse interpretação física dos fenômenos reológicos, analisaram experimentalmente diferentes formulações de fluidos de perfuração. Os parâmetros reológicos foram calculados para os modelos Bingham, Herschel-Bulkley e Casson, sendo que o modelo Herschel-Bulkley teve bons ajustes aos dados experimentais.

Considerando fluidos com característica de viscosidade mais complexa, que não pode ser descrita pelo modelo Lei de potência, Madlener et al. (2009), utilizando a mesma metodologia de Metzner e Reed (1955), definiram uma expressão para o número de Reynolds generalizado para o modelo Herschel-Bulkley e apresentaram resultados experimentais para validação.

Com o objetivo de aprofundar a compreensão do deslocamento de fluidos com tensão limite de escoamento em tubulações, Taghavi et al. (2012) utilizaram soluções de carbopol como fluido não newtoniano. Os autores ressaltaram que a reologia do carbopol é controlada pela concentração e pelo pH da solução, uma vez misturado com água, o

carbopol proporciona uma solução ácida sem tensão limite de escoamento. A tensão limite de escoamento é desenvolvida em pH intermediário através da neutralização com um agente de base. A solução neutralizada é transparente e tem a mesma massa específica que a água para baixas concentrações de carbopol.

Diversos autores como Piau (2007), Poumaere et al. (2014) e Di Giuseppe et al. (2015) estudaram o comportamento reológico e as características do escoamento de soluções de carbopol. Segundos os estudos realizados, o comportamento não newtoniano do carbopol é bem descrito pelo modelo de Herschel-Bulkley e as amostras exibem propriedades de um material viscoplástico, ou seja, apresentam uma tensão limite de escoamento.

Muller e Davidson (1994) e Benchabane e Bekkour (2008) realizaram estudos reológicos em soluções de carboximetilcelulose (CMC) utilizando metodologias e equipamentos distintos e ambos concluíram que o modelo Lei de potência fornece um ótimo ajuste para os dados experimentais deste polímero.

Com o objetivo de investigar a influência da adição de CMC e carbopol no comportamento reológico de formulações de fluidos de perfuração, Kelessidis et al. (2011) acrescentaram soluções dos polímeros a dispersões de bentonita sódica e determinaram o modo de adsorção destes polímeros nas partículas de bentonita. Os autores utilizaram o modelo Herschel-Bulkley para as soluções de carbopol e o modelo Lei de potência para as soluções de CMC. A tensão limite de escoamento e o índice de consistência do fluido aumentaram com o aumento da concentração de carbopol. Para as dispersões de bentonita-CMC, o índice de consistência diminuiu e, em seguida, aumentou com a concentração de polímero.

Whitcomb et al. (1977) e Pereira et al. (2007) analisaram experimentalmente o comportamento de soluções com diferentes concentrações de goma xantana (GX), identificando uma concentração crítica acima da qual existe uma tensão limite de escoamento. Os modelos Lei de potência e Herschel-Bulkley foram utilizados para ajustar os dados reométricos obtidos, sendo que o modelo HB representou melhor os valores para uma faixa maior de concentração de GX.

Ferraz (2014) utilizou soluções de CMC e goma xantana em água, a fim de avaliar o efeito do tamanho das partículas sólidas na filtração estática em fluidos newtonianos e

não newtonianos e o efeito da concentração do agente viscosificante (CMC e GX). O estudo fornece informações sobre o preparo das soluções com os fluidos não newtonianos e do ajuste dos dados reométricos utilizando os modelos Lei de potência (CMC) e Herschel-Bulkley (GX). Ainda segundo o autor os fluidos preparados com CMC precisaram de uma maior tensão de cisalhamento para escoar, devido a sua alta viscosidade, quando comparado com as soluções de GX.

## 2.2 Meios porosos

Tendo em vista que o petróleo e o gás natural são extraídos de formações rochosas com vazios no seu interior (porosas), o estudo da perda de circulação é abordado de forma mais abrangente com o uso de materiais porosos para representar a formação.

Um meio poroso consiste de uma matriz sólida, rígida ou pouco deformável, com a presença de vazios ou poros interconectados que permitem o escoamento de um ou mais fluidos em seu interior (Nield e Bejan, 2006).

Como pode ser visualizado na Figura 2.2, poros interconectados são poros unidos a mais de um poro. Os poros podem ser também cegos (unidos a outro único poro) ou isolados (sem conexão a nenhum outro poro). A distribuição dos poros em um meio poroso natural é bastante irregular quanto a forma e tamanho (Kaviany, 1995; Muskat, 1946).

As gargantas de poro representam constrições da estrutura porosa que impõem resistência significativa ao escoamento. No arranjo apresentado na Figura 2.2, a espessura da garganta de poro ( $e_{gp}$ ) é definida como a distância entre as paredes de um único poro. O número, tamanho e distribuição das gargantas de poro controlam muitas das características de resistividade e pressão capilar da rocha. A espessura da garganta de poro é um fator limitante ao escoamento de fluidos através do meio poroso (Nordga, 2005).

A porosidade,  $\phi$ , é uma medida da fração volumétrica de poros em um meio poroso e pode ser obtida através da relação (Nield e Bejan, 2006):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.14)$$

sendo  $V_p$  o volume total de poros e  $V_t$  o volume total do meio poroso.

As características de um meio poroso, como morfologia, textura, volume, diâmetro hidráulico e área superficial dos poros, resultam em uma determinada resistência ao escoamento dos fluidos (Civan, 2011). A permeabilidade,  $K$ , é uma medida da capacidade do meio poroso em permitir o escoamento de um fluido (Friedman, 1976). A definição de permeabilidade, em mili Darcy [md], é obtida pela equação de Hazen-Darcy.

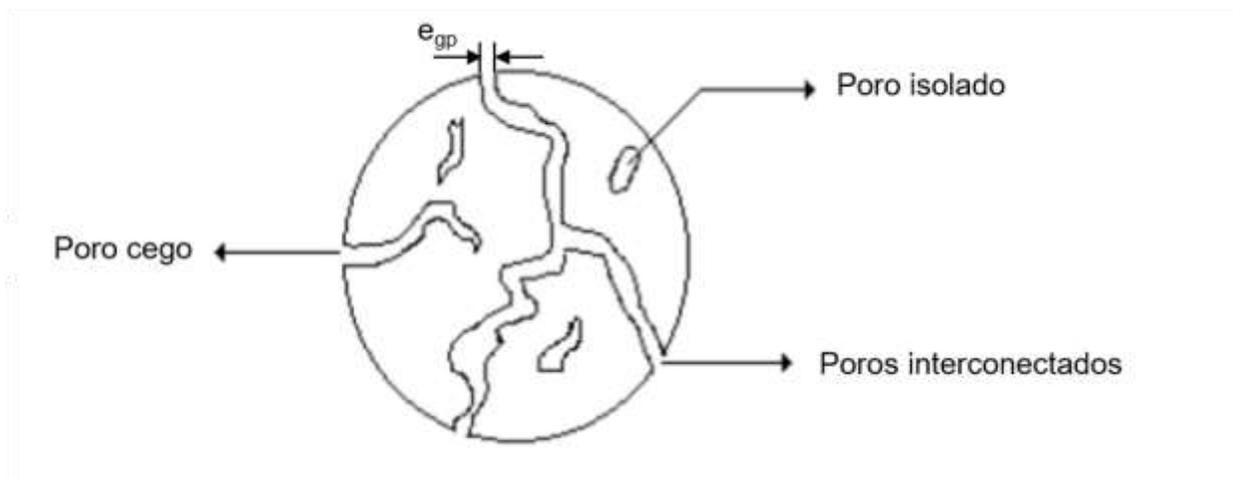


Figura 2.2 – Tipos de poros.

A equação de Hazen-Darcy expressa a relação entre a velocidade média do escoamento ( $u_D$ ) e o gradiente de pressão, para uma direção do meio poroso, e é definida pela Eq. (2.15) (Lage, 1997):

$$u_D = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.15)$$

sendo  $dp/dx$  o gradiente de pressão na direção do escoamento.

As faixas de permeabilidade para formações tipicamente encontradas em operações de perfuração de poços de petróleo são apresentadas na Tabela 2.1

Tabela 2.1 – Faixas de permeabilidade [md] para formações tipicamente encontradas em perfurações de poços de petróleo.

Cascalho		Cascalho e areia		Areia fina, silite, loesse								
				Turfa		Folhetos de argila		Argila				
Reservatórios altamente fraturados				Rochas reservatório			Arenito jovem		Calcário e dolomita jovem		Granito jovem	
10 <sup>8</sup>	10 <sup>7</sup>	10 <sup>6</sup>	10 <sup>5</sup>	10 <sup>4</sup>	10 <sup>3</sup>	10 <sup>2</sup>	10	1	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-4</sup>

Fonte: adaptado de Bear (1972) e Poletto (2017).

### 2.2.1 Escoamento em meios porosos

Nesta seção são apresentados trabalhos envolvendo meios porosos, introduzindo estudos que tratam da representação de formações rochosas através de materiais poros e investigam as iterações entre fluido e meio poroso.

Considerando o escoamento de Poiseuille (i.e., escoamento promovido por um gradiente de pressão) entre duas placas planas e com um material poroso entre elas, estabelecendo duas regiões distintas, uma livre (superior) e outra porosa (inferior), Beavers e Joseph (1967) investigaram o problema de forma analítica e experimental. Os resultados experimentais obtidos para dois tipos de fluido (água e óleo) e cinco amostras de meio poroso (foametal e aloxite), mostraram que a vazão mássica na região livre era superior ao caso em que o material poroso é impermeável (escoamento entre placas planas e paralelas), de modo que os autores inferiram a existência de uma velocidade de deslizamento sobre a superfície do material poroso.

Utilizando o mesmo aparato experimental de Beavers e Joseph (1967), Beavers et al. (1970) avaliaram o fator de atrito,  $C_f$ , do escoamento na região livre do canal. Os autores identificaram que o produto  $C_f Re$  (número de Poiseuille) diminui na presença da interface fluido-porosa, sendo  $Re$  o número de Reynolds baseado na velocidade média do escoamento e na altura da região livre. Desta forma, conclui-se que a presença da

parede porosa resulta no aumento da vazão mássica e na diminuição do fator de atrito, sendo este efeito tanto maior quanto maior for a permeabilidade do meio poroso.

Vafai e Kim (1990) adicionaram os efeitos associados ao arrasto de forma da matriz sólida do meio poroso na modelagem do escoamento na região porosa. Os autores constataram que a distribuição de vazão mássica entre as regiões livre e porosa depende do número de Darcy (permeabilidade adimensional) e do parâmetro inercial relacionado ao escoamento. Existe um aumento da vazão mássica através da região livre com a redução do número de Darcy ou com o aumento do parâmetro inercial, sendo que em ambos os casos a resistência do meio poroso ao escoamento aumenta e o fluido escoar preferencialmente pela região livre.

Chen et al. (2009) simularam o escoamento de fluido de lei de potência em um canal bidimensional parcialmente preenchido por um meio poroso. Os autores verificaram que, para um gradiente de pressão constante, a velocidade do escoamento na interface fluido-porosa aumenta quanto maior o índice de lei de potência e menor a fração volumétrica de fase sólida no meio poroso.

Analisando numericamente o escoamento de um fluido de Herschel-Bulkey em canal parcialmente poroso, Cloete (2013) avaliou a influência da tensão limite de escoamento. O autor observou que quanto maior esta propriedade menor é a velocidade do escoamento na interface fluido-porosa.

Meira (2016) estudou numericamente o escoamento de fluidos de lei de potência e de Bingham utilizando o método lattice Boltzmann, considerando o escoamento entre placas planas e paralelas entre as quais se faz presente um material poroso localizado na parte inferior do canal. O autor constatou que o fator de atrito na região livre do canal diminui em relação ao caso do escoamento entre placas planas e paralelas com o aumento da porosidade e do número de Bingham (tensão limite de escoamento adimensional) e com as reduções do número de Reynolds e índice de lei de potência.

Considerando a variação do índice de lei de potência para uma vazão mássica total constante através do canal, Silva et al. (2016) analisaram numericamente o escoamento entre placas planas e paralelas sobre as quais existe um meio poroso, de forma que a região livre se encontra na região central do canal. Os autores observaram que à medida que o índice de lei de potência aumenta, resultando em um aumento na viscosidade

aparente, a velocidade do escoamento na interface fluido-porosa aumenta. Para um número de Reynolds constante, o aumento da porosidade resulta em um decréscimo da perda de pressão e conseqüente diminuição da velocidade dentro do meio poroso.

Considerando estudos experimentais envolvendo o escoamento de fluidos não newtonianos através de meios porosos, Dauben (1966) analisou os parâmetros físicos envolvidos no escoamento com vazão lenta de soluções de polímero de alto peso molecular através de meios porosos. As soluções poliméricas foram caracterizadas pela medida da viscosidade e das tensões normais como função das taxas de cisalhamento. A matriz porosa consistia de uma célula de aço inoxidável, embalada com contas de vidro e os fluidos utilizados foram soluções aquosas de óxido de polietileno. O autor observou, sob certas condições, uma alta resistência ao escoamento em função da vazão, do tamanho do poro, e do peso molecular e concentração do polímero.

Al-Faris (1984) investigou analítica e experimentalmente o escoamento de fluidos não newtonianos com tensão limite de escoamento em meios porosos com objetivo de determinar o comportamento do escoamento de um fluido de Herschel-Bulkley. Óleos parafínicos com uma vasta faixa de tensões limite de escoamento foram produzidos para os testes experimentais e partículas de areia foram empacotadas para representar um meio poroso.

Apresentando uma metodologia para a obtenção de dados e avaliação experimental da invasão de fluidos em rochas reservatório, Moreno et al, (2007) analisaram o escoamento de soluções poliméricas através de um meio poroso. Foram utilizadas amostras consolidadas de arenito Botucatu como meio poroso e óleo mineral, óleo de motor e soluções poliméricas de goma xantana como fluidos. Os resultados comprovaram a possibilidade de o método avaliar a influência relativa de vários fenômenos, tais como adsorção, difusão, convecção e filtração.

Xin et al. (2017) investigaram experimental e numericamente as características não newtonianas do escoamento de óleo pesado em meios porosos. Testes experimentais foram conduzidos para estudar o efeito da variação da viscosidade, permeabilidade e mobilidade no escoamento de óleo pesado. Um simulador foi desenvolvido com base nas investigações experimentais. O gradiente de pressão e a vazão correspondente foram registrados para cada vazão quando a diferença de pressão foi estabilizada e a

vazão da amostra de óleo pesado foi a mesma na entrada e na saída de uma célula de teste (*core holder*). Os autores concluíram que o escoamento de óleo pesado seguiu o comportamento de um escoamento não newtoniano.

Diversos autores como Ernst e Hook (1969), Vaussard et al. (1986) e Martins (2013) avaliaram experimentalmente a invasão de fluido em substrato poroso durante o processo de filtração, porém existe uma escassez de estudos experimentais que considerem a perda de circulação por fratura utilizando materiais porosos para representar a formação rochosa.

### **2.3 Estudos sobre perda de circulação**

Considerando o fenômeno de perda de circulação de fluidos em processos de perfuração, Howard e Scott (1951) apresentam a definição de perda de circulação e os tipos de formação onde ocorre, apresentando características que permitem o reconhecimento de cada tipo de formação. O trabalho também apresenta as condições do poço para o fraturamento e as causas da utilização de fluido de perfuração com pressão excessiva durante a perfuração. Como forma de prevenção da perda de circulação para fraturas, os autores concluíram, através de testes de laboratório, que materiais de perda de circulação granulares são os mais efetivos para controlar a perda de fluido de perfuração para fraturas.

Martins (2004) apresentou um estudo numérico e experimental relacionado ao fenômeno de perda de circulação através de reservatórios porosos consolidados, sem a presença de fraturas. Diferentes parâmetros foram analisados enquanto que o controle da perda de fluido foi feito utilizando diferentes soluções poliméricas que apresentam uma certa resistência quando escoadas através do meio poroso.

Kumar e Savari (2011) apresentam conceitos de perda de circulação e suas zonas de ocorrência, abordando mecanismos de controle do fenômeno. Apresentam também um estudo experimental das propriedades de partículas de diferentes materiais utilizadas para controlar a perda de circulação através de fraturas. A partir do estudo concluiu-se que partículas de maior razão de aspecto, maior resiliência e maior resistência ao

esmagamento possuem melhor desempenho no selamento das fraturas para o controle da perda de circulação.

Fundamentos de perda de circulação e conceitos de programa de gestão do fenômeno são apresentados por Cook et al. (2012). Também são apresentados o conceito de densidade de circulação equivalente e a faixa segura para se perfurar um poço, além de conceitos de materiais para o fortalecimento do poço e formação de torta.

Datwani (2012) discute o fenômeno da perda de circulação, descrevendo a sua natureza, as condições que levam às perdas e os seus efeitos indesejáveis. São apresentados e comparados vários modelos existentes para determinar o tamanho de fraturas naturais e induzidas, a fim de selecionar o melhor modelo para implementação em campo, visando a determinação do tamanho correto dos materiais utilizados para selar as fraturas.

A classificação dos tipos de perda de circulação conforme sua intensidade e os tipos de tratamentos utilizando a adição de material particulado fibroso no fluido de perfuração, de acordo com os tipos de fraturas encontrados são apresentados por Almagro et al. (2014). O estudo relata diversas operações de controle da perda de circulação bem-sucedidas realizadas em poços de petróleo e gás ao redor do mundo.

Calçada et al. (2015) desenvolveram um aparato experimental para simular o escoamento de fluido com material particulado de diferentes formas e tamanhos para preenchimento de fraturas com espessuras distintas. No estudo são variados o fluido e as partículas utilizadas, a fim de comparar o desempenho das diferentes misturas para atenuar a perda de fluido através das fraturas. Os autores concluíram que através do aparato desenvolvido pode-se analisar a eficiência de cada solução utilizada no selamento das fraturas.

Para melhor simular as condições reais de poços durante a perda de circulação, Feng (2016) desenvolveu um modelo de elementos finitos integrados que permite simular a circulação do poço e a perda de fluido ao mesmo tempo. O modelo acopla a circulação de fluido de perfuração, a infiltração de fluido na parede do poço, a propagação da fratura durante a perda de circulação, o escoamento de fluidos pela fratura e pelos poros e a deformação da rocha durante o processo de perda de circulação. Os resultados das simulações mostram que a massa específica e a viscosidade do fluido de perfuração, a

taxa de bombeamento e a remoção de cascalhos do espaço anular influenciam na pressão do poço e na magnitude da perda de fluido.

Analisando os relatórios diários de perfuração, geologia e estimativa de fluido de perfuração de um poço real dividido em várias áreas de estudo, Nasiri e Jafari (2016) determinaram os motivos e as áreas principais da perda de fluido a fim de fornecer soluções para evitá-la. O objetivo do estudo foi controlar a perda de circulação e prover os melhores parâmetros de perfuração, visando aumentar a velocidade de perfuração, selecionar o melhor fluido de perfuração e reduzir custos. As principais conclusões obtidas foram que o método ideal para o controle de perda de fluido é a aplicação de parâmetros controlados durante a perfuração, como o peso exercido na broca, a velocidade de perfuração e também que existe uma relação inversa entre o grau de perda e a pressão de fratura, se a pressão na fratura for baixa, o grau de perda será alto.

Feng e Gray (2017) resumiram e organizaram estudos fundamentais sobre perda de circulação e fortalecimento de poços, revisando estudos experimentais e de modelagem matemática publicados nos últimos 30 anos. A aplicabilidade e as limitações dos trabalhos publicados são comparadas e criticadas, a fim de esclarecer os desafios e incertezas encontrados e apontar lacunas para pesquisas futuras nesta área. Segundo os autores existem poucos estudos experimentais sobre perda de circulação e fortalecimento de poços e a maioria dos estudos existentes não foi capaz de investigar a propagação e a consolidação de fraturas. Os autores apontam também que todos os estudos experimentais estão limitados a poços verticais e que a pressão do poço é a única medida durante os experimentos com os quais basear a eficácia do LCM, sendo que o comportamento real (transporte, agregação e consolidação) do LCM não pode ser observado.

Diversos estudos na área de perda de circulação e escoamento particulado vem sendo desenvolvidos no Laboratório de Meios Porosos (LaMP), do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN), da UTFPR. Na sequência serão apresentados sucintamente alguns destes trabalhos já realizados, a fim de mostrar a evolução dos estudos que contribuem com o desenvolvimento do presente trabalho.

Dias (2010) estudou diferentes parâmetros geométricos de um canal parcialmente poroso contendo uma fratura discreta para abordar numericamente, o fenômeno da

invasão considerando aspectos dinâmicos do escoamento e do meio poroso, caracterizando a fuga preferencial do escoamento pela fratura.

Igualmente para um canal parcialmente poroso e fraturado, Andreatta et al. (2012) abordaram o problema de invasão, avaliando numericamente a influência dos parâmetros geométricos da fratura, considerando também o número de fraturas no canal e a distância entre elas, no comportamento do escoamento.

De Lai (2013) analisou numericamente, usando uma abordagem Lagrangiana-Euleriana e o Método dos Elementos Discretos, o escoamento particulado para o preenchimento de um canal com uma fratura retangular, impermeável em seu comprimento, a fim de observar o empacotamento de partículas ao final da fratura. O autor avaliou, para um mesmo padrão de injeção de partículas, a influência da concentração de material particulado na vazão de fuga da fratura, que se manifesta apenas no final da fratura.

Stahlke e Fritoli (2014) realizaram a concepção, construção, e instrumentação de uma unidade experimental capaz de permitir o estudo de escoamentos de diferentes sistemas particulados em seção transversal retangular. Os autores, analisaram o número de Reynolds e a perda de carga na seção de testes utilizando água como fluido de trabalho e apresentaram ensaios de calibração estática dos instrumentos de medição.

Para escoamento particulado aplicado ao preenchimento de uma fratura retangular e não permeável, Barbosa et al. (2016) analisaram numericamente parâmetros como o comprimento da fratura, parâmetros do escoamento como número de Reynolds e viscosidade dinâmica do fluido, além de parâmetros das partículas, diâmetro e razão entre massa específica da partícula e do fluido, e o número de partículas injetadas, a fim de caracterizar a influência dessas variáveis na formação do leito de partículas. Os autores observaram esta influência através do comprimento e posicionamento do leito e pelo preenchimento vertical da fratura.

Obrzut (2015) e Schneider (2016), utilizando um aparato experimental, estudaram a formação de leito de partículas no interior da fratura para controle do fenômeno de perda de circulação. Os autores analisaram a influência de parâmetros geométricos da fratura (espessura), parâmetros do regime de escoamento (número de Reynolds e vazão de fuga inicial pela fratura) e parâmetros de injeção de material particulado (concentração

e massa específica) na formação do leito ao longo da fratura utilizando misturas de água e glicerina (newtoniano) como fluido de trabalho. Assim como em Barbosa et al. (2016), a influência dos parâmetros foi verificada através do comprimento e posicionamento do leito e pelo preenchimento vertical da fratura.

## 2.4 Síntese do Capítulo 2

Neste capítulo foram apresentados conceitos e definições sobre fluidos não newtonianos e meios porosos. No caso dos fluidos não newtonianos, destaca-se a apresentação dos modelos de lei de potência e Herschel-Bulkley, além da determinação do número de Reynolds para escoamentos de fluidos não newtonianos, de forma que o produto  $C_f Re$  seja uma constante, independentemente do modelo de fluido. Com relação aos meios porosos, apresentou-se as definições de porosidade e permeabilidade.

Foram apresentados também alguns dos principais trabalhos numéricos e experimentais encontrados na literatura cujas análises englobam o escoamento de fluidos não newtonianos, o escoamento de soluções através de meios porosos e a perda de circulação.

De modo geral, as análises estão relacionadas à investigação dos principais parâmetros que influenciam na perda de circulação, ao comportamento reológico e de escoamento de soluções não newtonianas e às consequências de se adicionar um material poroso a um escoamento. Os principais parâmetros que afetam o escoamento estão relacionados à porosidade do meio poroso, à inércia do escoamento e ao comportamento não newtoniano dos fluidos.

Como a proposta deste trabalho é analisar a perda de circulação de fluido não newtoniano em um canal poroso e fraturado, considerando o escoamento de fluidos descritos pelo modelo de Lei de potência e de Herschel-Bulkley, pode-se destacar alguns diferenciais em relação a trabalhos anteriores, tanto pela utilização de fluidos não newtonianos para representar o fluido de perfuração como, principalmente, na representação da formação rochosa como um meio poroso.

Neste trabalho, o meio poroso é representado por filtros cerâmicos de diferentes porosidades, de forma que, além da influência dos parâmetros do regime de escoamento e da composição do fluido, a influência das propriedades permo-porosas também é avaliada durante a perda de circulação devido à fratura.

### **3 MATERIAIS E MÉTODOS**

Neste capítulo é apresentada detalhadamente a unidade experimental utilizada para realização dos testes de escoamento em um canal poroso e fraturado.

São apresentados o circuito hidráulico com todos os componentes e as características de cada um e também o projeto e desenvolvimento da seção de testes, de acordo com as considerações e simplificações feitas, além da instrumentação da seção. O software utilizado para monitorar os testes e o sistema de aquisição e controle de dados, que realiza obtenção dos resultados das grandezas medidas, também são apresentados.

Além disso, é descrito o processo de preparação das amostras porosas adaptando-se matrizes porosas de material cerâmico de diferentes aberturas de células à geometria da seção de testes para representar a formação rochosa.

Com relação aos fluidos empregados, é abordada a caracterização das composições das soluções aquosas de glicerina, carbopol, carboximetilcelulose e goma xantana que serão utilizadas nos testes experimentais, assim como a metodologia empregada para realizá-los.

#### **3.1 Unidade experimental**

O projeto inicial da unidade experimental foi desenvolvido por Stahlke e Fritoli (2014) para o estudo do escoamento fluido sólido em um canal ascendente sem a presença de fratura e posteriormente readaptado e melhorado por Obrzut (2015) e Schneider (2016) para permitir o estudo do tamponamento de fraturas com material particulado utilizando fluidos newtonianos.

Neste estudo, uma nova concepção da unidade experimental foi projetada com o objetivo de representar o fenômeno de perda de circulação em um canal parcialmente poroso e fraturado, a fim de analisar o efeito da formação rochosa durante o processo, permitindo a utilização de fluidos não newtonianos e um melhor monitoramento de variáveis como vazão, pressão e temperatura durante a realização dos testes experimentais.

A unidade experimental é composta por uma seção de testes (E-3), uma bomba helicoidal (E-2) para proporcionar o escoamento, um tanque com misturador acoplado (E-1) para homogeneizar as soluções aquosas, um medidor de vazão mássica (I-1), dois transmissores de pressão absoluta (I-3 e I-4) e um diferencial (I-5), um termopar (I-2) e uma válvula com atuador elétrico (V-2) para controlar a vazão de fuga de fluido pela fratura, além de válvulas simples e tubulações.

A Figura 3.1 (a) apresenta o esquema do circuito hidráulico da unidade experimental, cujos componentes estão descritos na Tabela 3.1, e a Figura 3.1 (b) o projeto tridimensional. A Figura 3.2 apresenta uma visão geral de todo aparato experimental instalado nas dependências do Laboratório de Meios Porosos (LaMP), do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN), da UTFPR.

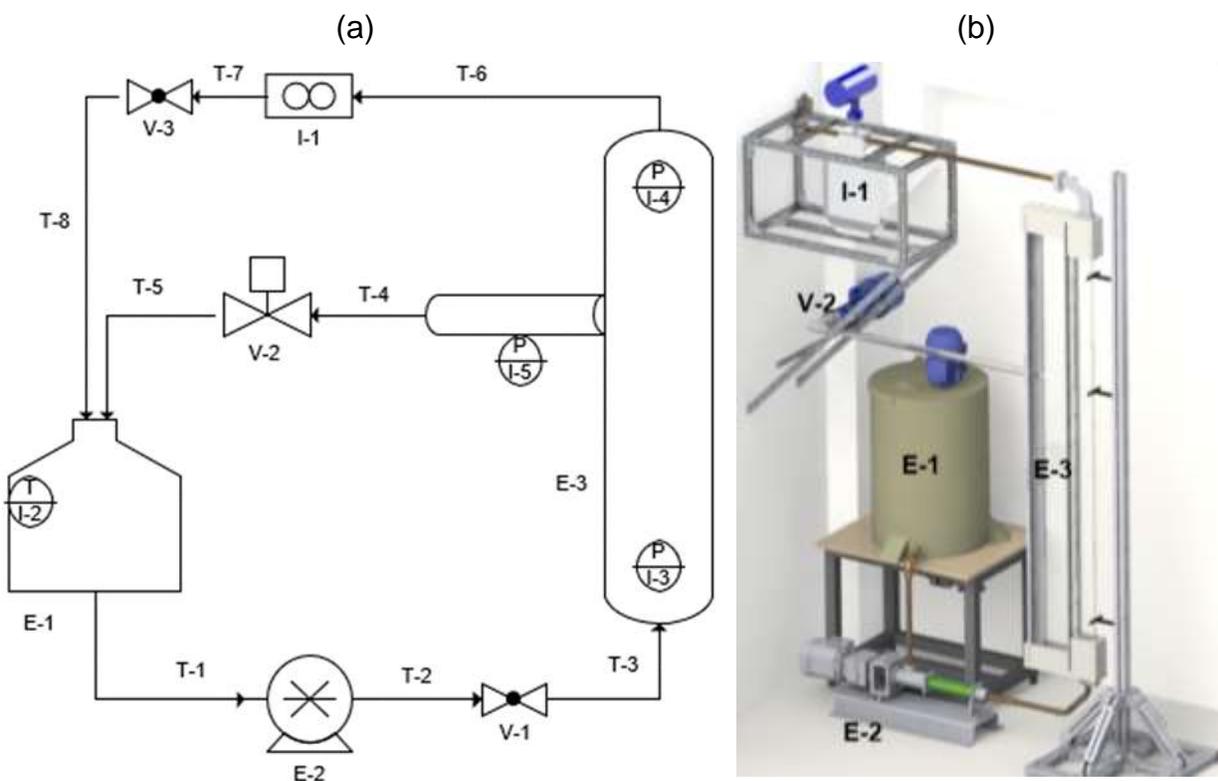


Figura 3.1 - Unidade experimental: (a) esquema do circuito hidráulico e (b) projeto tridimensional destacando os principais componentes.

Tabela 3.1 - Descrição dos itens do circuito experimental.

<b>Sigla</b>	<b>Descrição</b>
E-1	Tanque misturador
E-2	Bomba helicoidal
E-3	Seção de testes
I-1	Medidor de vazão mássica
I-2	Termopar
I-3	Transmissor de pressão relativa inferior
I-4	Transmissor de pressão relativa superior
I-5	Transmissor de pressão diferencial
T-1	Tubulação de sucção
T-2	Tubulação de recalque
T-3	Tubulação de entrada na seção de testes
T-4	Tubulação de saída da fratura
T-5	Mangueira de retorno da fratura
T-6	Tubulação de saída da seção de testes
T-7	Tubulação de saída do medidor de vazão
T-8	Mangueira de retorno da seção de testes
V-1	Válvula de limpeza da tubulação
V-2	Válvula de controle de vazão de fuga na fratura
V-3	Válvula para calibração do medidor de vazão

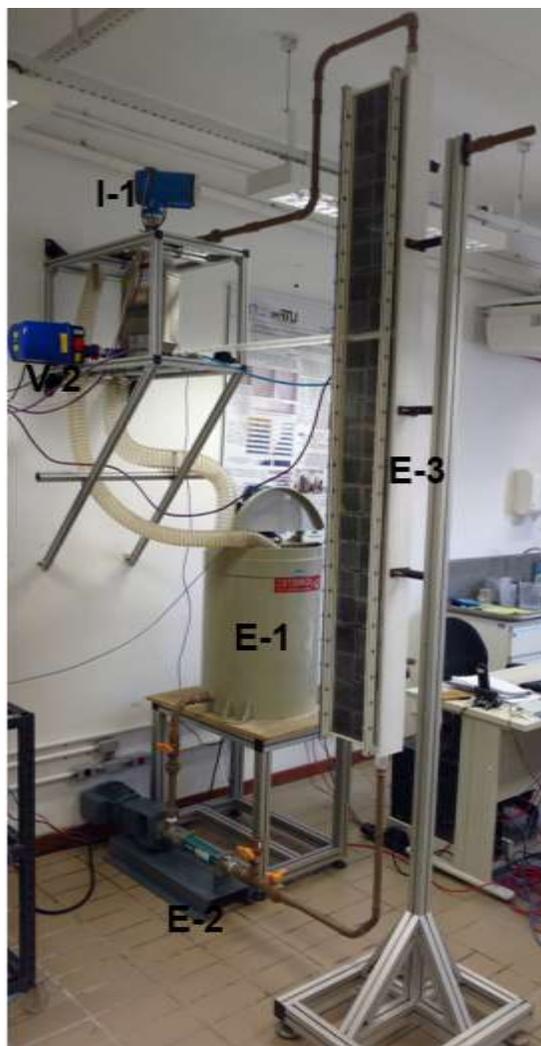


Figura 3.2 – Visão geral da unidade experimental de perda de circulação em canal poroso e fraturado no Laboratório de Meios Porosos (LaMP).

### 3.2 Descrição dos componentes

Nesta seção são descritos com detalhes todos os equipamentos e as faixas de operação escolhidas. A descrição foi dividida em sistemas, onde cada um engloba uma função principal. O sistema hidráulico é responsável pelo armazenamento e bombeamento do fluido de trabalho, o sistema de medição contempla os instrumentos utilizados na medição das variáveis do problema e o sistema de aquisição de dados e controle é responsável pelo controle dos equipamentos e pela aquisição dos sinais de temperatura, vazão e pressão medidos.

### 3.2.1 Sistema hidráulico

O sistema hidráulico consiste em um tanque com misturador (E-1) modelo BMIX 1,5 DF (Bombetec, 2015), Figura 3.3, que é utilizado para homogeneizar as soluções aquosas empregadas nos testes. A Tabela 3.2 apresenta as principais características do tanque. O controle da rotação do motor das pás do misturador é feito através de um inversor de frequência acionado remotamente.

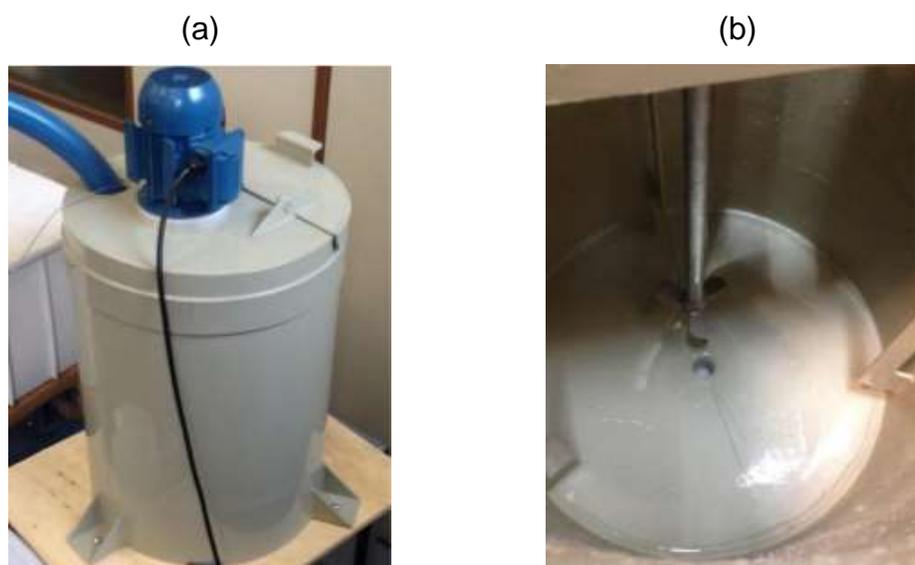


Figura 3.3 - Tanque com misturador (a) Vista exterior; (b) Vista interior com as pás de mistura.

Tabela 3.2 - Características do tanque misturador BMIX 1,5 DF.

<b>Capacidade</b>	100 l
<b>Potência</b>	0,33CV
<b>Rotação máxima</b>	1750 rpm

Uma bomba helicoidal (E-2) modelo Nemo NM 021BY (Netsch, 2006), que pode ser visualizada na Figura 3.4, proporciona o escoamento ao longo de todo o circuito. Esta bomba de deslocamento positivo foi selecionada por ser adequada para trabalho com fluidos de alta viscosidade e pelo fato de proporcionar vazão aproximadamente constante em um intervalo de pressão de operação de 0 a 2 bar. A bomba possui um inversor de frequência acoplado ao motor, a fim de se ajustar a vazão desejada remotamente. As

principais características da bomba são apresentadas na Tabela 3.3. A curva característica da bomba é apresentada no Anexo A.



Figura 3.4 - Bomba helicoidal NEMO NM 021BY.

Tabela 3.3 - Características da bomba helicoidal Nemo NM 021BY.

<b>Faixa de vazão</b>	90 a 730 l/h
<b>Pressão manométrica</b>	2,0 bar
<b>Rotação</b>	46 a 278 rpm

Logo após a bomba se encontra a seção de testes (E-3), que representa a simplificação do espaço anular de um poço conforme apresentado na Seção 1.1, considerando um canal poroso na presença de uma fratura discreta. A seção possui uma das faces confeccionada em acrílico para permitir a visualização do escoamento ao longo do canal e do substrato poroso que representa a formação rochosa. A seção de testes será melhor detalhada na Seção 3.2.2 e a confecção e acoplamento do meio poroso na Seção 3.4.

Para controlar a vazão de fuga de fluido pela fratura, parâmetro muito importante neste estudo, a unidade experimental possui uma válvula globo com atuador elétrico modelo ARI-PREMIO Plus 2G (Ari-Armaturen, 2016), Figura 3.5, posicionada ao final da fratura. É possível controlar remotamente a porcentagem de abertura da válvula e, conseqüentemente, a fração de fluido do escoamento inicial pelo canal que escoar pela fratura. A válvula possui três diferentes velocidades de abertura conforme apresenta a Tabela 3.4. Uma análise, apresentada na Seção 4.1.2, foi realizada para determinar a velocidade utilizada nos testes experimentais.



Figura 3.5 – Válvula de controle com atuador elétrico ARI-PREMIO Plus 2G.

Tabela 3.4 – Níveis de abertura da válvula de controle ARI-PREMIO Plus 2G.

<b>Nível de abertura</b>	<b>Velocidade de abertura [mm/s]</b>
Rpm 1	0,38
Rpm 2	0,47
Rpm 3	1,00

As tubulações do aparato experimental são fabricadas em PVC, sendo a de sucção de 32 mm de diâmetro e as demais de 25 mm de diâmetro. Nas saídas da seção de testes, ao final do canal e da fratura, o fluido é redirecionado ao tanque através de duas mangueiras fabricadas em poliuretano, sendo a de retorno da fratura (T-5) de 2 ½” e a de retorno da seção de testes (T-8) de 3”, completando o sistema hidráulico.

### 3.2.2 Características da seção de testes

A geometria da seção de testes da unidade experimental foi desenvolvida conforme as simplificações apresentadas na Seção 1.1. Despreza-se o escoamento pelo interior da coluna de perfuração, levando em consideração para o estudo apenas o escoamento ascendente pelo canal que representa o espaço anular. A formação rochosa é

representada por um material poroso e o poço é considerado simétrico, com uma fratura discreta disposta transversalmente em relação ao canal.

A seção de testes foi dimensionada e projetada conforme pode ser visualizado na Figura 3.6, que apresenta um corte na região da fratura na vista lateral da seção de testes para destacar o início da descontinuidade no canal.

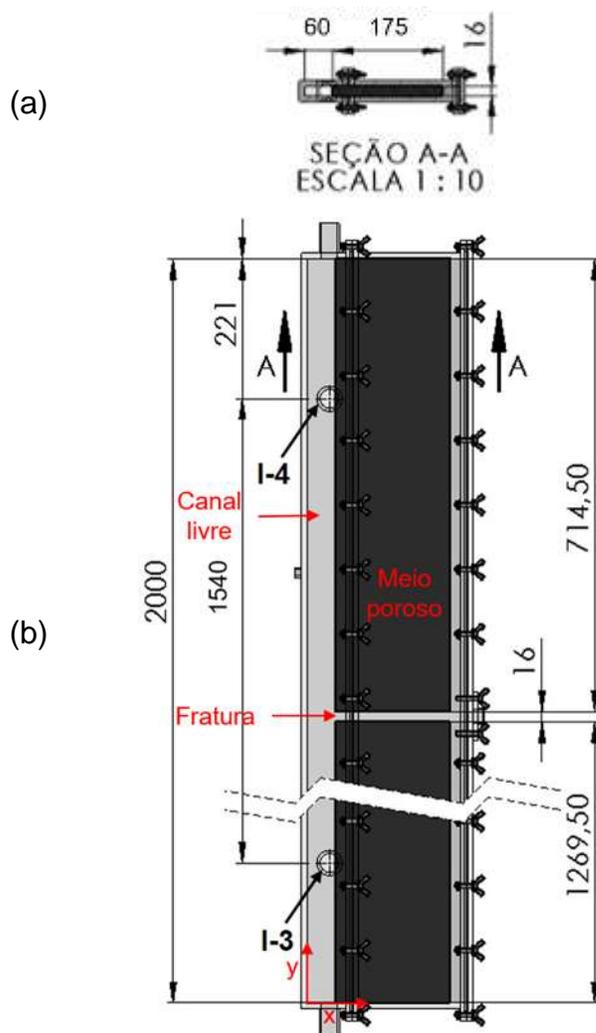


Figura 3.6 - Seção de testes: (a) corte transversal e (b) vista lateral.

A largura do canal representa a dimensão da região anular, para uma abertura do poço com diâmetro externo e interno, respectivamente, de 8,5 e 5 polegadas, com base nas dimensões de um poço para uma determinada etapa do processo de perfuração (Calçada et al., 2015; De Lai, 2013).

A Figura 3.7 representa o corte longitudinal da seção de testes, destacando a região (1) como o canal para o escoamento do fluido, a região (2) como a formação rochosa (material poroso), a região (3) como o início da descontinuidade no conjunto poço formação (fratura), o componente (4) como o flange de conexão da fratura com o canal, e o componente (5) o prolongamento da fratura, que atua como caminho preferencial para o fluido.

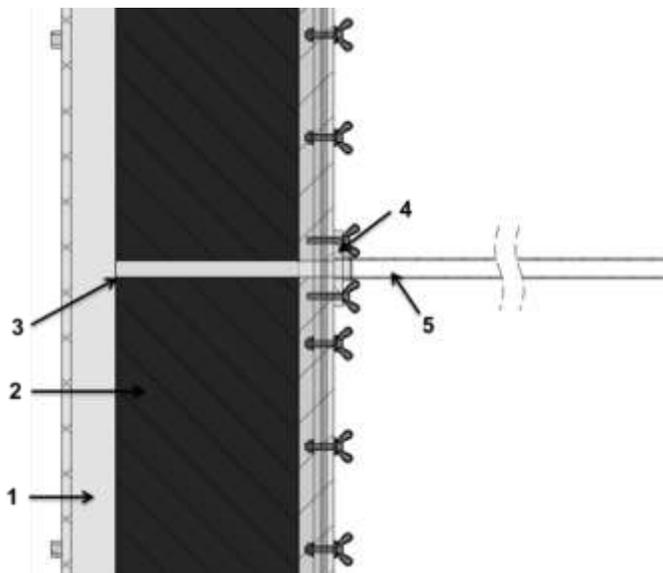


Figura 3.7 - Vista em corte longitudinal da seção de testes.

A solução chega até a seção de testes por uma tubulação de PVC de 25 mm conectada à seção, que possui seção transversal de 60 x 16 mm, através de um bocal de entrada que pode ser visualizado na Figura 3.8 (a). O bocal permite a mudança de seção transversal da tubulação para a seção transversal retangular do canal.

Após atingir o canal a solução chega até o ponto que contém uma descontinuidade, a fratura que está localizada em  $y=1,27\text{m}$ , a partir da entrada do canal. O comprimento de desenvolvimento para escoamento laminar em dutos, considerando fluidos newtonianos, é calculado a partir da Eq.(3.1) (White, 1991), na qual  $C_1 = 0,5$ ,  $C_2 = 0,05$  e  $L_{des}$  corresponde ao comprimento de desenvolvimento. Para o canal da seção de testes o diâmetro hidráulico é de 23,6 mm e, considerando um número de Reynolds máximo de 500 o valor calculado para o comprimento de desenvolvimento para escoamento laminar,

é de 0,6m, de forma que o escoamento está completamente desenvolvido ao atingir a fratura para os parâmetros utilizados nos testes.

$$\frac{L_{des}}{D_h} = C_1 + C_2 \text{Re}_{D_h} \quad (3.1)$$

A fratura é prolongada através de um canal retangular de 16 x 16 mm e 1 m de comprimento, Figura 3.8 (b), que é confeccionado em acrílico, permitindo a visualização do escoamento.

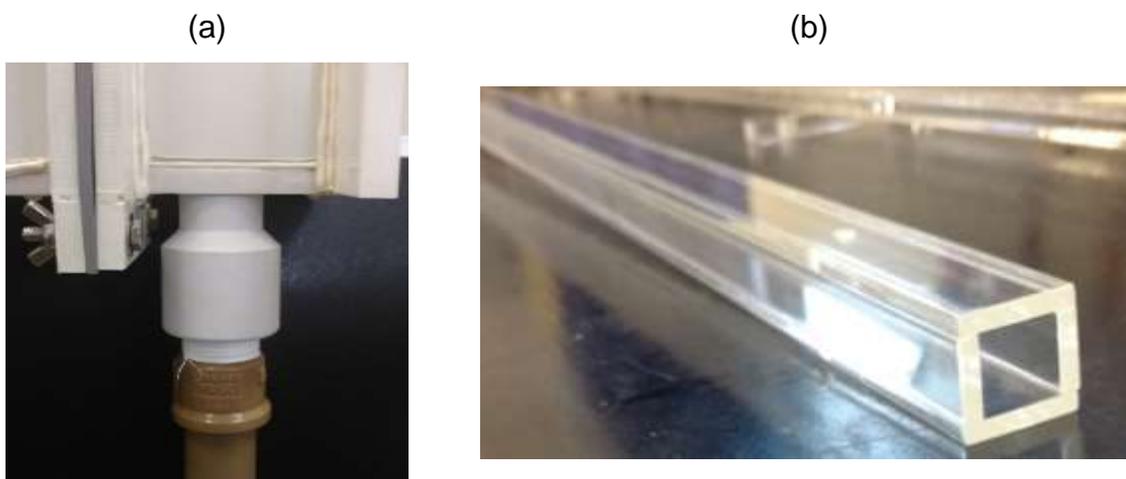


Figura 3.8 – Componentes da seção de testes: (a) bocal de entrada; (b) extensão da fratura.

A espessura da fratura é baseada nas medidas das fraturas encontradas no processo de perfuração (entre 2 e 45 mm) (Almagro et al., 2014; Calçada et al., 2015) e o comprimento foi determinado com o objetivo de permitir a análise da perda de carga e, futuramente, a formação de leito ao se adicionar material particulado à solução.

A fração da solução que não escoar pela fratura segue no canal até chegar ao bocal de saída da seção de testes, que permite a mudança de seção transversal novamente para uma tubulação.

Como condições de contorno consideram-se as pressões na saída do canal e na saída da fratura iguais à pressão atmosférica e a vazão mássica constante na saída da bomba durante a realização de todos os testes.

### 3.2.3 Sistema de medição

O sistema de medição é composto por um termopar, um medidor de vazão mássica, dois transmissores de pressão relativa e um transmissor de pressão diferencial.

No interior do tanque que armazena os fluidos de trabalho está inserido um termopar (I-2) tipo T, modelo TIM11, que pode ser visualizado na Figura 3.9, usado para medir a temperatura da solução no momento do teste devido à sensibilidade das propriedades reológicas dos fluidos utilizados. O tipo T é indicado para operar em atmosferas inertes, oxidantes ou redutoras com uma boa precisão (Sense Sensors & Instruments, 2015). A

Tabela 3.5 apresenta as principais características do termopar utilizado.



Figura 3.9 – Termopar do tipo T modelo TIM11.

Tabela 3.5 - Características do termopar TIM11.

<b>Faixa de operação</b>	-40 a 200 °C
<b>Precisão</b>	±1°C
<b>Tempo de resposta</b>	0,3 s

Na seção de testes estão acoplados dois transmissores de pressão relativa (I-3 e I-4) modelo S-11 (Wika, 2012), e um transmissor de pressão diferencial (I-5) modelo RTP 420-DIF (Rücken, 2014). Os transmissores de pressão relativa estão posicionados um próximo à entrada da seção e o outro próximo à saída, acima da fratura, com o objetivo de medir as pressões locais e avaliar a perda de carga ao longo do canal. O transmissor de pressão diferencial possui duas tomadas de pressão, sendo uma no centro do canal

e a outra ao final da fratura, como pode ser visualizado na Figura 3.10, a fim de determinar o diferencial de pressão gerado na fratura com a variação dos parâmetros avaliados neste estudo. O melhor posicionamento das tomadas de pressão foi determinado após a realização de testes preliminares apresentados na Seção 4.1.1.

Os transmissores de pressão podem ser visualizados na Figura 3.11. A Tabela 3.6 apresenta as principais características dos transmissores de pressão utilizados.

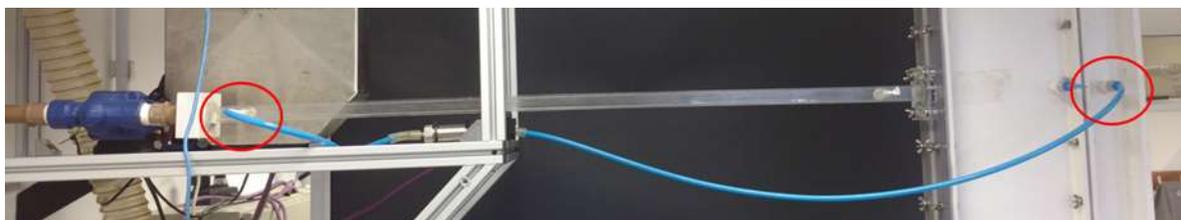


Figura 3.10 – Posicionamento das tomadas de pressão do transmissor diferencial RTP 420-DIF no centro do canal e ao final da fratura.

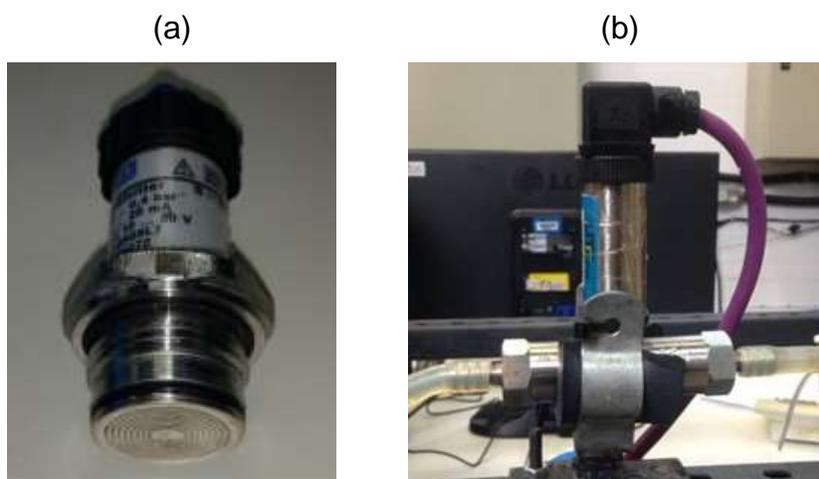


Figura 3.11 – Transmissores de pressão: (a) relativa; (b) diferencial.

Tabela 3.6 - Características dos transmissores de pressão.

Dados	Relativo inferior (I-3)	Relativo superior (I-4)	Diferencial (I-5)
<b>Marca</b>	Wika	Wika	Rücken
<b>Modelo</b>	S11-04	S11-025	RTP 420-DIF
<b>Faixa de operação</b>	0-0,40 bar	0-0,25 bar	0-0,10 bar
<b>Precisão</b>	0,5%	0,5%	0,2%

Ao sair da seção de testes, a solução passa por um medidor de vazão mássica do tipo coriolis (I-1) modelo RHM-15 (Metroval, 2007), Figura 3.12, que possibilita a medição

da vazão mássica em tempo real. O posicionamento do medidor de vazão permite que a vazão inicial do escoamento, com a fratura fechada, seja medida e posteriormente, com a fratura aberta, seja possível determinar a fração de fluido que escoo pela fratura. A Tabela 3.7 apresenta algumas características do medidor de vazão mássica do tipo coriolis.



Figura 3.12 - medidor de vazão mássica do tipo coriolis.

Tabela 3.7 - Características do medidor de vazão mássica do tipo coriolis.

$\phi$ nominal	1"
Sinal de saída	4 a 20 mA
Faixa de medição	4 a 200 kg/min
Pressão admissível	300 bar
Precisão	$\pm 0,15\%$

### 3.2.4 Sistema de controle e aquisição de dados

O acionamento e controle dos inversores de frequência que controlam a bomba e o agitador presente no tanque é realizado utilizando a interface serial RS485. Em uma interface serial, os bits de dados são enviados sequencialmente através de um canal de

comunicação ou barramento. O protocolo utilizado para efetuar a comunicação é o Modbus-RTU.

Para disponibilizar uma interface serial para os inversores de frequência é utilizada uma placa para comunicação RS485, modelo D501 (Contemp, 2015), que converte os dados para USB, permitindo a conexão de até 32 dispositivos no mesmo segmento.

Com os dados sendo convertidos para USB é possível receber e enviar sinais pela interface serial através do programa LabVIEW (LabView, 2016). A Figura 3.13 mostra a interface de controle que permite alterar a velocidade de rotação dos motores da bomba e do agitador, assim como inverter o sentido de rotação da bomba.

Da mesma forma são transmitidos os dados obtidos pelo medidor de vazão mássico coriolis, que também possui uma porta de comunicação serial RS485. Estes dados são gravados e exportados para uma planilha do Microsoft Excel.

A aquisição dos sinais provenientes dos transmissores de pressão e do termopar, bem como o acionamento da válvula de controle é realizada por uma placa da National Instruments (National Instruments, 2012). O sistema é composto por um chassi e três módulos, sendo dois de entrada e um de saída de dados. Os módulos são responsáveis por adquirir ou enviar o sinal proveniente dos equipamentos, enquanto o chassi tem como funções abrigar os módulos e fazer a transmissão de sinais para o computador, através de um cabo USB. O chassi utilizado é o modelo cDAQ – 9174, com capacidade para quatro módulos. As características dos módulos utilizados são apresentadas na Tabela 3.8

Os dados obtidos são analisados pelos programas LabVIEW e Microsoft Excel. Utilizando uma interface virtual programada, o LabVIEW adquire os sinais de corrente dos equipamentos e, a partir das curvas estáticas de calibração obtidas via ensaios, converte em valores de pressão e temperatura. São monitorados os parâmetros de entrada e saída de cada equipamento, a perda de carga na seção de testes e os limites operacionais de trabalho. A exportação de dados para as planilhas do Excel é configurável, destacando-se a possibilidade de ajustar a frequência de gravação e de obter uma média dos valores medidos em um determinado espaço de tempo.

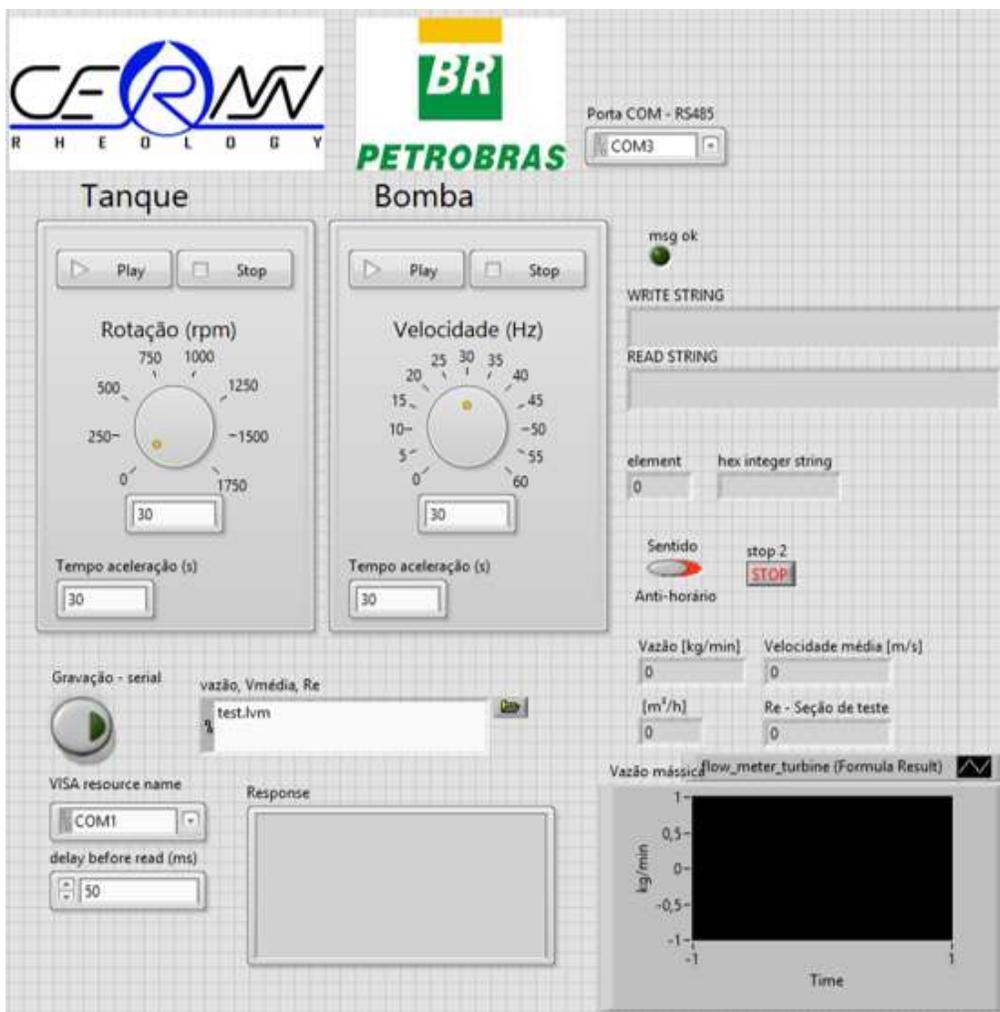


Figura 3.13 – Interface de controle dos equipamentos no LabView.

Tabela 3.8 - Características dos módulos de aquisição de dados da National Instruments.

Dados	NI 9219	NI 9211	NI 9265
<b>Tipo de sinal</b>	Entrada	Entrada	Saída
<b>Sensores suportados</b>	Entrada analógica para tensão, corrente, temperatura e deformação	Termopares	Atuadores industriais acionados por corrente
<b>Quantidade de canais</b>	4	4	4
<b>Velocidade de aquisição</b>	100S/s/canal	14S/s	100kS/s/canal

A Figura 3.14 apresenta a interface de leitura de dados e controle que permite monitorar em tempo real os valores de pressão relativa na entrada e saída da seção de

teste, a pressão diferencial na fratura e a temperatura do fluido, assim como controlar a posição da válvula de controle.

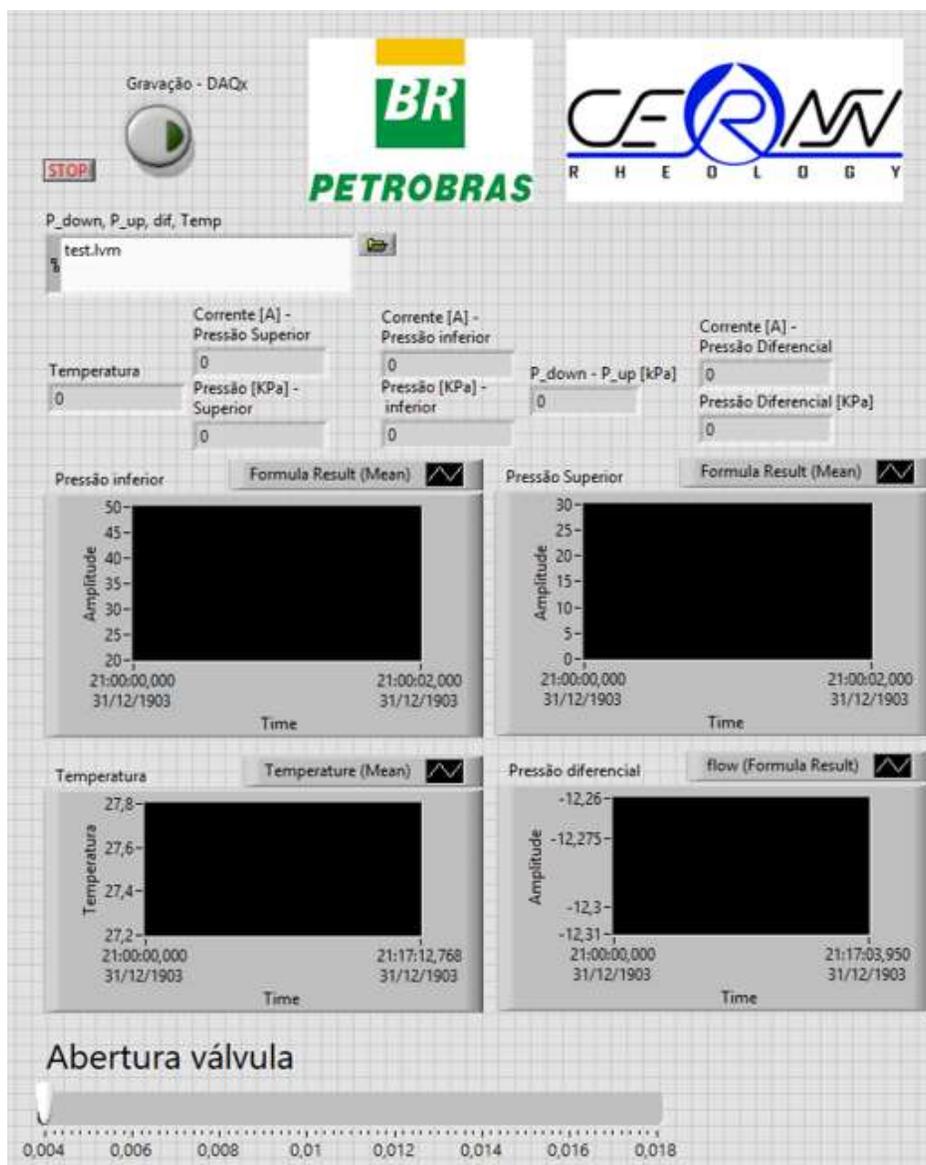


Figura 3.14 - Interface de trabalho, leitura e controle de dados.

### 3.3 Verificação da unidade experimental

A verificação da unidade experimental é uma etapa essencial antes da realização de quaisquer testes para garantir o bom funcionamento dos equipamentos e a coerência

dos resultados obtidos. Nesta seção são apresentados os procedimentos de verificação realizados que incluem o cálculo das principais incertezas de medição, a caracterização dos transmissores de pressão e a verificação da calibração do medidor de vazão mássica do tipo coriolis.

### 3.3.1 Incertezas de medição

As incertezas de medição da unidade experimental foram calculadas através do Método por Série de Taylor (TSM), conforme procedimento descrito no Apêndice A.1.

A principal incerteza avaliada foi a do número de Reynolds do escoamento no canal da seção de testes com base nas medições de vazão em um teste de circulação de água em vazão máxima.

O número de Reynolds para o escoamento de um fluido newtoniano é obtido através da Eq. (Fox et al., 2010).

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi\mu D} \quad (3.2)$$

sendo  $Q$  a vazão medida pelo medidor de vazão coriolis,  $\mu$  a viscosidade do fluido (água), que possui valores tabelados em função da temperatura e  $D$  o diâmetro da tubulação. Para escoamentos confinados em tubulações de seção de geometria não circular, o diâmetro é representado pelo conceito de diâmetro hidráulico  $D_H$ , definido por:

$$D_h = \frac{4A}{P_m} \quad (3.3)$$

sendo  $A$  a área de seção transversal e  $P_m$  o perímetro molhado (comprimento de parede em contato com fluido escoando).

Portanto, pode-se afirmar que:

$$\text{Re} = f(Q, \mu, A, P_m) \quad (3.4)$$

Utilizando o TSM, tem-se que a incerteza relativa do número de Reynolds é dada por:

$$\frac{\delta \text{Re}}{\text{Re}} = \sqrt{\left(\frac{\delta Q}{Q}\right)^2 + \left(\frac{\delta P_m}{P_m}\right)^2 + \left(-\frac{\delta \mu}{\mu}\right)^2 + \left(-\frac{\delta A}{A}\right)^2} \quad (3.5)$$

sendo que  $\delta Q$ ,  $\delta P_m$ ,  $\delta \mu$  e  $\delta A$  representam a incerteza da vazão, do perímetro molhado, da viscosidade e da área da seção transversal, respectivamente.

A Tabela 3.9 apresenta os valores dos parâmetros medidos e de suas respectivas incertezas. O valor da incerteza  $\delta Q$  é a incerteza de medição do medidor de vazão mássica coriolis de 0,15 % da faixa de medição de 12 m<sup>3</sup>/h, enquanto que  $\delta P_m$  e  $\delta A$  foram obtidos levando em consideração medições realizadas utilizando-se um paquímetro com incerteza de 0,025 mm.

Substituindo-se os valores da Tabela 3.9 na Eq.(3.5), encontra-se o valor de 6,2% para a incerteza relativa  $\delta \text{Re}/\text{Re}$ .

As outras incertezas de medição que devem ser consideradas durante a realização dos testes experimentais são referentes aos transmissores de pressão e são obtidas através da incerteza de cada transmissor para sua faixa de medição. As incertezas dos transmissores de pressão são listadas na Tabela 3.10.

Tabela 3.9 – Parâmetros para cálculo da incerteza do número de Reynolds.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor numérico</b>
Q [m <sup>3</sup> /h]	12
$\delta Q$ [m <sup>3</sup> /h]	0,018
P <sub>m</sub> [mm]	122
$\delta P_m$ [mm]	6,1
$\mu$ [Pa.s]	10 <sup>-3</sup>
$\delta \mu$ [Pa.s]	10 <sup>-5</sup>
A [mm <sup>2</sup> ]	720
$\delta A$ [mm <sup>2</sup> ]	25,2
Re	108641,3

Tabela 3.10 – Incerteza de medição dos transmissores de pressão.

Transmissor de pressão	Incerteza de medição [bar]
I-3	0,02
I-4	0,0125
I-5	0,002

### 3.3.2 Caracterização dos transmissores de pressão

A caracterização dos transmissores de pressão utilizados é realizada conforme o método de calibração estática, com o objetivo de obter a relação entre corrente elétrica e pressão para a leitura dos dados medidos. Inicialmente, adiciona-se uma coluna d'água no interior do canal e mede-se a altura da coluna para calcular a pressão, relacionando-se a altura de coluna d'água medida com a pressão correspondente a partir da Eq.(3.6) na qual  $\rho$  representa a massa específica da água,  $g$  a aceleração da gravidade e  $h$  a altura de coluna d'água medida.

$$p = \rho_{\text{água}}gh \quad (3.6)$$

Com o auxílio da interface do programa desenvolvido no LabView, para cada coluna d'água, são coletados os dados de corrente, oriundos dos transmissores de pressão, obtidos durante 60 segundos, a uma taxa de 200 amostras por segundo. Então, calcula-se a média dos valores de corrente elétrica e associa-se com a coluna d'água medida e a pressão correspondente calculada.

A partir destes dados, plota-se um gráfico de dispersão relacionando a corrente elétrica medida com a pressão devido à coluna d'água correspondente. A curva de ajuste de regressão linear resulta em uma equação com um coeficiente de regressão linear ( $R^2$ ). A equação representa a função que relaciona a corrente elétrica medida em mA com a pressão em kPa.

O coeficiente de regressão linear é um parâmetro que varia entre 0 e 1 e mede o quanto um modelo estatístico, utilizado para representar os resultados de experimentos, se ajusta à amostra de dados coletada. Quanto maior o valor de  $R^2$  de um modelo de

regressão linear simples, maior a quantidade da variável dependente consegue ser explicada pela regressão (Doebelin, 1989).

Os resultados obtidos durante a caracterização dos transmissores I-3, I-4 e I-5 são apresentados no Apêndice A.2. A calibração estática de todos os transmissores de pressão resultou em valores altos de coeficiente de regressão linear, logo as equações obtidas representam bem os dados coletados. Assim sendo, as equações foram implementadas no arquivo programado em LabVIEW para o controle do restante dos testes experimentais.

### **3.3.3 Verificação da calibração do medidor de vazão mássico**

O medidor de vazão mássica coriolis possui um sistema eletrônico de calibração a partir de um procedimento, apresentado pelo fornecedor, que consiste em fechar a válvula para calibração do medidor de vazão (V-3) e preencher o medidor com o fluido a ser utilizado, sem escoamento, e assim, o próprio medidor obtém as propriedades necessárias para funcionar com eficácia. Este procedimento deve ser realizado cada vez que o fluido de trabalho for substituído.

Para verificar se o equipamento está calibrado e operando corretamente, um procedimento que consiste na comparação das vazões mostradas pelo medidor de vazão com medições manuais de vazão foi realizado. Primeiramente, a tubulação é aberta na saída após o medidor de vazão. Então, a bomba é ligada para que água escoe pelo circuito, mantendo-se a válvula ao final da fratura fechada, de modo que toda água escoe pelo medidor de vazão até um balde de capacidade de 8 L. O escoamento é mantido por um determinado período de tempo, enquanto a vazão é medida pelo medidor do tipo coriolis.

O tempo de preenchimento é dividido pela massa de água no balde, resultando na vazão manual. Por fim, a vazão manual foi comparada com a vazão do medidor de vazão, resultando em um máximo desvio percentual absoluto de 5%, indicando um bom funcionamento do equipamento. Todos os resultados obtidos para a verificação do medidor de vazão são apresentados no Apêndice A.3.

### 3.4 Meio poroso

Como a formação em que é realizada a perfuração é constituída, essencialmente, de rochas com vazios no seu interior (porosas), optou-se por representar a formação com um material poroso, a fim de compreender melhor o fenômeno da perda de circulação.

No presente estudo a formação rochosa é representada através de filtros cerâmicos de espuma reticulada, normalmente utilizados com a finalidade de filtrar impurezas durante a fundição de metais ferrosos e não ferrosos. Os filtros são fabricados a partir de espumas de poliuretano com estrutura reticular e posterior adição de materiais químicos e refratários à base de carbetos de silício.

São utilizados filtros com duas medidas diferentes de abertura de células, 10 e 20 PPI (poros por polegada linear), Figura 3.15, representando duas formações com gargantas de poro de dimensões distintas.

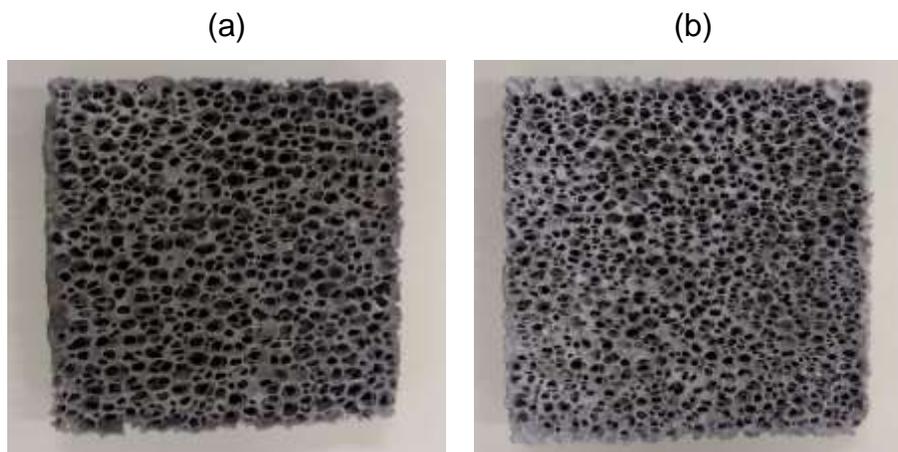


Figura 3.15 – Filtros cerâmicos: (a) 10 PPI e (b) 20 PPI.

Os filtros adquiridos possuem formato quadrangular com 100 mm de lado e uma espessura de, aproximadamente, 16 mm para serem inseridos no canal da seção de testes. Entretanto, devido ao processo de fabricação dos filtros, existe um resíduo nas laterais que impede a passagem de fluidos, fazendo com que seja necessária a usinagem das bordas ao longo de todo o filtro.

A usinagem foi realizada utilizando-se um moto esmeril de bancada de 0,5 HP e 6” com um rebolo diamantado, próprio para usinagem de materiais cerâmicos, para que não ocorra o esmigalhamento dos filtros pois, trata-se de um material frágil. A lateral de um filtro, antes e depois do processo de usinagem pode ser visualizada nas Figuras 3.16 (a) e 3.16 (b), respectivamente.

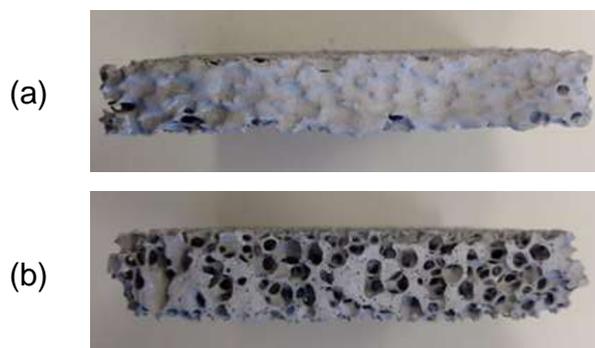


Figura 3.16 – Lateral do filtro: (a) antes de usinado; (b) depois de usinado.

Após a usinagem, as amostras devem manter o formato quadrangular, mas agora com 87 mm de lado, de forma que são necessárias duas colunas com 22 filtros para preencher o canal com material poroso, resultando em um total de 44 filtros de cada medida de abertura de células.

As amostras porosas foram conectadas de 4 em 4 utilizando-se silicone, como pode ser visualizado na Figura 3.17 (a). Uma camada de silicone também foi adicionada na parte externa dos filtros, que fica em contato com as paredes de acrílico, para impedir a ocorrência de escoamentos secundários, fazendo com que o fluido escoe essencialmente através do meio poroso.

A Figura 3.17 (b) mostra a seção de testes já preenchida com material poroso para representar a formação rochosa, destacando a região (1) como o canal livre para o escoamento do fluido, a região (2) como a formação rochosa (material poroso), e a região (3) como o início da descontinuidade no conjunto poço formação (fratura).

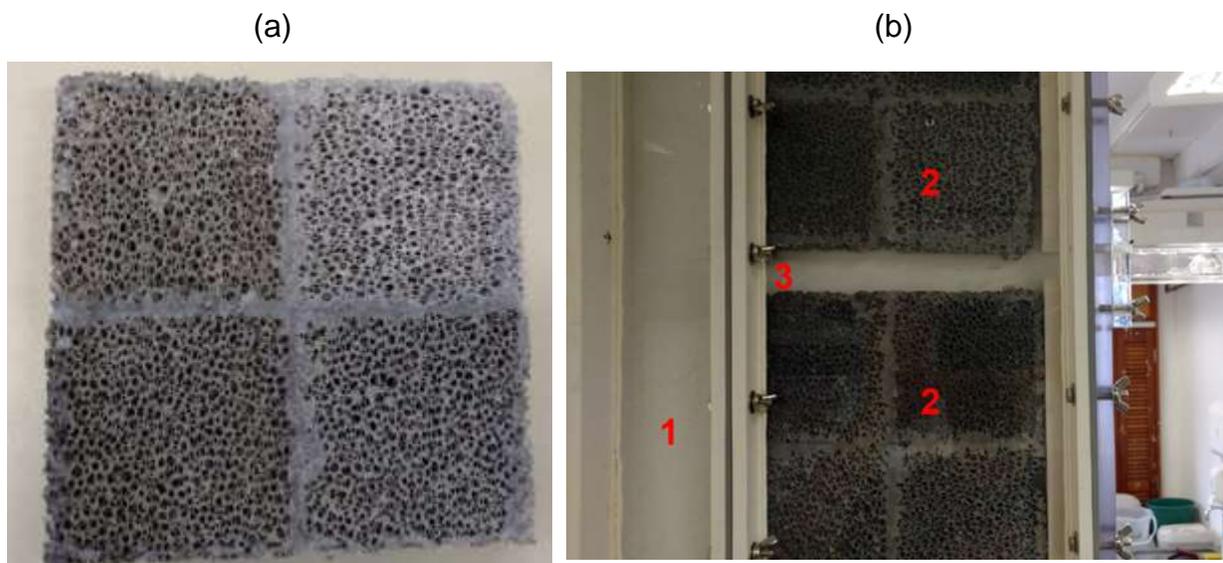


Figura 3.17 – Amostras porosas: (a) conectadas com silicone e (b) dispostas ao longo da seção de testes

### 3.4.1 Porosidade das amostras

Para determinar a porosidade aproximada das duas configurações dos filtros cerâmicos foi utilizado o método de deslocamento de volume ao serem inseridas em água. Foram avaliadas três amostras de cada filtro (MP10 e MP20).

Inicialmente, com o auxílio de um paquímetro, foram mensurados os volumes totais ( $V_t$ ) das amostras, conforme apresenta a Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Volume medido das amostras porosas.

Meio poroso	Abertura de células	Volume total ( $V_t$ ) [ml]		
MP10	10 PPI	157,89	155,01	153,26
MP20	20 PPI	165,41	158,03	165,88

Cada amostra porosa foi inserida em um recipiente volumétrico com 900ml de água, afim de se determinar o volume de água deslocado, ou seja, o volume de sólido ( $V_s$ ) das amostras. Subtraindo-se o volume de sólido do volume total obteve-se o volume de poros ( $V_p$ ) e calculou-se a porosidade através da Eq.(2.14).

A Tabela 3.12 apresenta os valores de porosidade obtidos para cada uma das amostras analisadas. Com os resultados obtidos foi determinada uma porosidade média ( $\phi_{med}$ ) para cada configuração de filtro, sendo 0,79 para as amostras de MP10 e 0,75 para as de MP20. Desta forma, pode-se concluir que os meios porosos utilizados possuem porosidades semelhantes.

Tabela 3.12 – Porosidade das amostras.

Meio poroso	Porosidade ( $\phi$ )			Porosidade média ( $\phi_{med}$ )
MP10	0,79	0,77	0,80	0,79
MP20	0,76	0,74	0,74	0,75

### 3.5 Elaboração dos fluidos de trabalho

Foram utilizados oito fluidos diferentes ao longo deste trabalho, soluções aquosas de carbopol (CBP), carboximetilcelulose (CMC), goma xantana (GX) e glicerina (GL), sendo que o fluido considerado padrão foi uma solução aquosa de carbopol com viscosidade dinâmica em torno de 10 cP para uma taxa de cisalhamento de aproximadamente  $1000 \text{ s}^{-1}$ . Esta taxa foi adotada como referência para a preparação de todos os fluidos de trabalho.

Para avaliar a influência da viscosidade foram comparados os resultados obtidos para três soluções aquosas de carbopol com faixas de viscosidades diferentes (~5, 10 e 20 cP) para uma mesma taxa de cisalhamento. Para estudar a influência do tipo de fluido foram utilizados, além do carbopol, soluções aquosas de CMC e GX (comportamento não newtoniano) e uma solução aquosa de glicerina (comportamento newtoniano) todas com a mesma faixa de viscosidade (~10 cP) para taxa de cisalhamento de  $1000 \text{ s}^{-1}$ .

Como observado durante a revisão da literatura, a elaboração de uma solução estável de carbopol a partir da diluição do polímero no estado sólido em água é bastante complexa e demorada, levando em consideração a quantidade necessária para o emprego na unidade experimental, de aproximadamente 50 L. Por esta razão, optou-se por utilizar gel clínico da empresa RMC, que é empregado na realização de ultrassons na área médica. Este fluido é composto de polímero carboxivinílico (carbopol),

imidazolidil, ureia, metil parabeno, 2 amino, 2 metil, 1 propanol e água deionizada., podendo ser adquirido em quantidades de 5 kg. Como o gel clínico é produzido em escala industrial, existe boa consistência entre os lotes, resultando em um fluido de trabalho mais estável e com processo de elaboração menos trabalhoso. O gel clínico possui viscosidade elevada, de forma que é necessário dissolvê-lo em água para obter as faixas de viscosidades desejadas.

As soluções aquosas de CMC e GX foram preparadas adicionando-se o pó destes aditivos poliméricos a um determinado volume de água a fim de atingir a faixa de viscosidade desejada.

Com o objetivo de comparar os resultados obtidos para os fluidos não newtonianos com um fluido de comportamento newtoniano foi utilizada uma solução aquosa de glicerina bidestilada (GLI).

Para determinar a viscosidade correta das soluções preparadas, a curva de escoamento para todos os fluidos formulados foi obtida no mesmo dia em que os testes foram realizados, a fim de amenizar os efeitos da variação de temperatura e de uma possível degradação destes fluidos.

A obtenção da curva de escoamento consiste em utilizar um viscosímetro rotacional Fann 35A (Fann, 2015), Figura 3.18 (a), a fim de cisalhar as amostras, com uma rotação pré-definida, e mensurar o ângulo de deflexão provocado. Repete-se este procedimento para todas as rotações permitidas pelo equipamento (3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm). Com os valores de rotação e os respectivos ângulos de deflexão é possível determinar as tensões correspondentes Eq. (3.7) e as taxas de cisalhamento, Eq. (3.8):

$$\tau = \frac{k_1 k_2 \theta}{10} \quad (3.7)$$

$$\dot{\gamma} = k_3 N \quad (3.8)$$

sendo que  $\tau$  representa a tensão [Pa],  $\theta$  o ângulo de deflexão [°],  $N$  a rotação imposta [rpm],  $\dot{\gamma}$  a taxa de cisalhamento [ $s^{-1}$ ] e  $k_1$ ,  $k_2$  e  $k_3$  constantes do equipamento,

apresentadas na Tabela 3.13. Com os valores de tensão e taxa de cisalhamento é possível obter a viscosidade através da Eq.(2.1).

Tabela 3.13 - Valores das constantes do viscosímetro.

$K_1$ [dina.cm/°]	300
$K_2$ [1/cm <sup>3</sup> ]	0,01323
$K_3$ [1/s.rpm]	1,7023

Este procedimento foi realizado mantendo-se a temperatura do ambiente constante a aproximadamente 20°C, através do ar condicionado presente no laboratório, e medindo-se a temperatura do fluido no tanque ao longo dos testes, devido à influência da temperatura nas propriedades dos fluidos. Todas as medições foram realizadas em triplicata. As curvas de escoamento obtidas são apresentadas na Seção 4.2.

Com os fluidos já preparados outra propriedade importante obtida é a massa específica, principalmente para inserir no cálculo do número de Reynolds do escoamento de cada fluido. A massa específica foi determinada com o auxílio de uma balança com precisão de 1 centésimo de grama (0,01 g) e um recipiente com volume fixo. As massas do recipiente vazio e preenchido com a solução foram medidas e a sua densidade obtida através da Eq.(3.9). A balança utilizada pode ser visualizada na Figura 3.18 (b).

$$\rho_s = \frac{m_{s+r} - m_r}{V_s} \quad (3.9)$$

sendo  $\rho_s$  a massa específica da solução,  $m_{s+r}$  o valor indicado pela balança com o recipiente preenchido,  $m_r$  a massa do recipiente e  $V_s$  o volume da amostra.

O processo de elaboração dos fluidos e os resultados obtidos para os testes reológicos e para as medições de massa específica, todos realizados em triplicata, são apresentados no Apêndice B.

A Tabela 3.14 apresenta todos os fluidos preparados para os testes experimentais, sendo que a nomenclatura é composta pelas siglas que representam as substâncias adicionados a água e pelos números da viscosidade aproximada da solução para taxa de cisalhamento de 1000 s<sup>-1</sup>. Os fluidos CBP10\* e CBP20\* são novas

formulações dos fluidos CBP10 e CBP20, respectivamente, realizados em momentos diferentes, de forma que podem apresentar diferenças no comportamento, apesar de semelhantes.

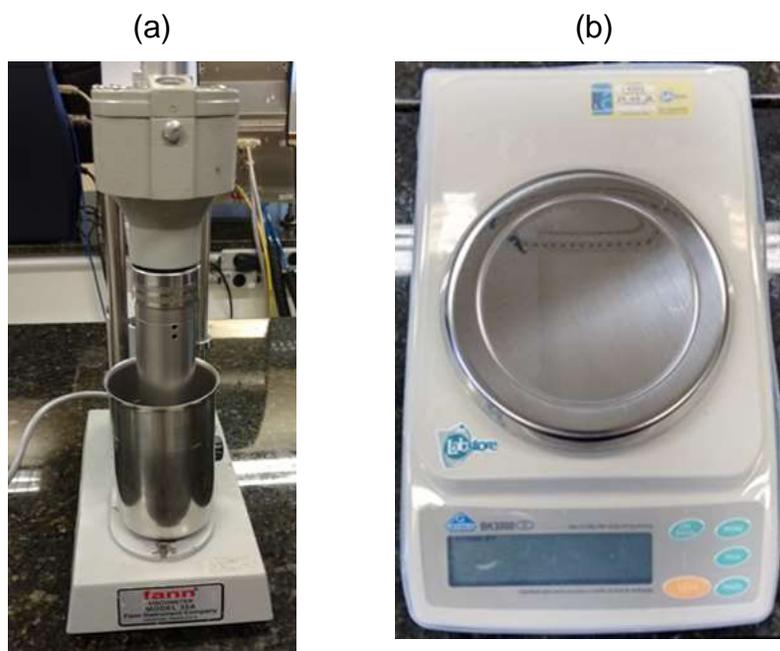


Figura 3.18 – Equipamentos utilizados na caracterização dos fluidos: (a)Viscosímetro Fann 35A; (b)Balança.

Tabela 3.14 – Soluções utilizadas durante os testes experimentais caracterizadas a 20°C.

Fluido	Mistura	Concentração da substância adicionada à água	$\rho_s$ [kg/m <sup>3</sup> ]	$\mu_s$ (1000 s <sup>-1</sup> ) [cP]
CBP05	Água - gel comercial	10 %	1019,6	6,02
CBP10 (padrão)	Água - gel comercial	15 %	1020	10,88
CBP10* (padrão)	Água - gel comercial	15%	1020	10,88
CBP20	Água - gel comercial	20 %	1020,2	19,82
CBP20*	Água - gel comercial	20%	1020,2	19,62
CMC10	Água - CMC	0,002 g/cm <sup>3</sup>	1022	10,69
GX10	Água - goma xantana	0,003 g/cm <sup>3</sup>	1020,6	10,69
GL10	Água - glicerina	60 %	1178	10,30

### 3.6 Procedimentos experimentais

Para realizar os testes experimentais a unidade experimental é iniciada conforme o Procedimento Operacional Padrão (POP) CERNN-LAMP-POP001, apresentado no Anexo A. O tanque com misturador é mantido ligado por 1 hora para homogeneização da solução e então a bomba é acionada remotamente, através do software LabVIEW, para dar início ao escoamento por todo o circuito experimental, mantendo-se a válvula na saída da fratura fechada.

A vazão é ajustada até se obter o número de Reynolds desejado, através do acompanhamento em tempo real pelo *LabVIEW*. As expressões para o número de Reynolds de fluidos representados pelo modelo Lei de potência e Herschel-Bulkley, apresentadas na Seção 2.1.1, foram programadas de forma que, conforme a massa específica e os parâmetros reológicos da solução analisada, (i.e., o índice de consistência, o índice de lei de potência do fluido e a tensão limite de escoamento, para o caso das soluções de CBP e GX.), forem adicionados ao programa, o cálculo do número de Reynolds se torna função apenas da velocidade do escoamento na seção de testes.

Com a vazão do escoamento definida, o monitoramento e a gravação dos parâmetros medidos são iniciados e, após decorridos 30 segundos, a válvula de controle na saída da fratura é acionada, permitindo a fuga de fluido na vazão determinada previamente.

Conforme o escoamento pela fratura é iniciado a vazão medida na saída da seção e a variação de pressão ao longo da fratura se altera e, com o passar do tempo, existe uma estabilização destas variáveis. A partir deste instante final do teste, i.e., quando não existe mais variação de vazão e de pressão na fratura, as medições são interrompidas e o teste é finalizado.

Foram variados cinco parâmetros diferentes: o número de Reynolds ( $Re$ ) do escoamento no canal, a vazão de fuga de fluido pela fratura ( $Q_v$ ), a viscosidade do fluido ( $\eta$ ) para uma mesma taxa de cisalhamento, o fluido de trabalho e a medida de abertura de células (espessura da garganta de poro) do meio poroso (MP).

Para analisar a influência de cada um parâmetro variado, todos os outros foram mantidos constantes, desta forma uma configuração foi definida como padrão para a realização das demais variações. Esta combinação é apresentada pela Tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Parâmetros do teste considerado padrão.

<b>Número de Reynolds no canal</b>	Re	200
<b>Vazão de fuga pela fratura</b>	$Q_v$	30%
<b>Viscosidade aproximada do fluido (1000s<sup>-1</sup>)</b>	$\eta$	10 cP
<b>Fluido</b>	-	CBP10
<b>Meio poroso</b>	MP	20

Partindo-se da configuração definida como padrão, o número de Reynolds foi analisado para outros quatro valores: 100, 150, 250 e 300 e a vazão de fuga de fluido pela fratura para cinco porcentagens diferentes, resultando em 9 testes distintos.

O próximo parâmetro analisado foi a viscosidade do fluido, de modo que foram realizados testes com outras duas formulações da solução de gel comercial em água (carbopol), com faixas de viscosidade aproximada de 5 e 20 cP para uma taxa de cisalhamento de 1000 s<sup>-1</sup>.

Terminados os testes com a solução aquosa de carbopol foi necessário realizar um procedimento para limpeza da seção de testes e principalmente do meio poroso. Este procedimento consistiu em escoar água por todo o sistema a uma vazão elevada durante aproximadamente 3 horas, a fim de evitar a mistura de fluidos diferentes durante a realização dos testes.

Após a limpeza foram realizados outros testes com soluções aquosas de CMC, GX e glicerina com novo procedimento de limpeza entre cada um, com o objetivo de avaliar a influência do tipo de fluido nas variáveis resposta.

Finalmente, o material poroso foi substituído e mais uma medida de abertura de células foi avaliada utilizando-se os fluidos CBP10\* e CBP20\* para diferentes vazões de fuga e números de Reynolds, analisando assim a influência da garganta de poro durante a perda de fluido pela fratura.

A Tabela 3.16 apresenta todas as configurações avaliadas com os respectivos parâmetros adotados em cada uma. Todos os testes foram realizados em triplicata, com

objetivo de garantir uma melhor repetibilidade nos resultados obtidos, resultando em um total de 96 testes experimentais.

Tabela 3.16 - Sequência dos testes com seus respectivos parâmetros

<b>Teste</b>	<b>MP [PPI]</b>	<b>Fluido</b>	<b>Re</b>	<b>Q<sub>v</sub> (%)</b>
1	20	CBP10	200	5
2	20	CBP10	200	25
3	20	CBP10	200	30
4	20	CBP10	200	35
5	20	CBP10	200	50
6	20	CBP10	100	30
7	20	CBP10	150	30
8	20	CBP10	250	30
9	20	CBP10	300	30
10	20	CBP05	100	30
11	20	CBP20	100	30
12	20	CBP10*	100	5
13	20	CBP10*	100	30
14	20	CBP10*	100	50
15	20	CBP10*	200	5
16	20	CBP10*	200	30
17	20	CBP10*	200	50
18	20	CMC10	200	50
19	20	GX10	200	5
20	20	GX10	100	30
21	20	GX10	200	30
22	20	GX10	200	50
23	20	GLI10	200	50
24	10	CBP10*	100	5
25	10	CBP10*	100	37
26	10	CBP10*	100	50
27	10	CBP10*	200	5
28	10	CBP10*	200	30
29	10	CBP10*	200	50
30	10	CBP20*	100	5
31	10	CBP20*	100	30
32	10	CBP20*	100	50

O procedimento para realização dos testes experimentais foi resumido em forma de diagrama operacional e pode ser visualizado na Figura 3.19.

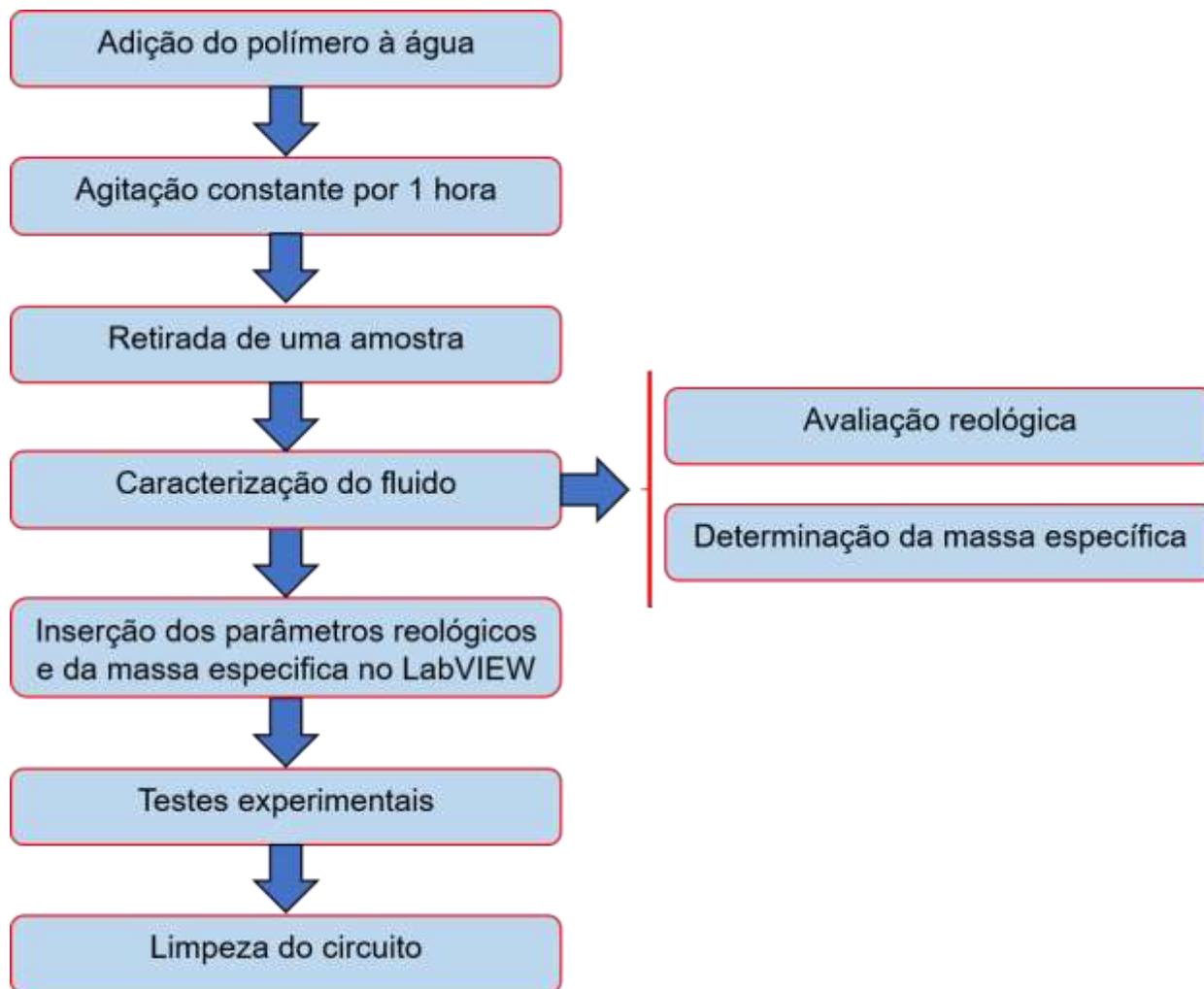


Figura 3.19 – Diagrama operacional para realização dos testes experimentais.

### 3.7 Síntese do Capítulo 3

Neste capítulo foram apresentados o aparato experimental desenvolvido para realização dos testes experimentais, assim como a razão da escolha e as principais características de cada equipamento e do sistema de aquisição de dados.

Também foram apresentados procedimentos de verificação realizados para garantir o bom funcionamento da unidade experimental, incluindo o cálculo das principais incertezas de medição, a caracterização dos transmissores de pressão e a verificação da calibração do medidor de vazão mássica.

A preparação e o acoplamento das amostras porosas inseridas na seção de testes para representar a formação rochosa foram apresentados, assim como a laboração e caracterização das soluções aquosas que foram utilizadas como fluidos de trabalho para a realização dos testes experimentais.

A metodologia de execução dos testes foi descrita detalhadamente, desde a preparação dos fluidos de trabalho até o processo de limpeza da unidade experimental para a troca do fluido analisado.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões dos experimentos propostos, partindo-se dos testes preliminares realizados para definir o posicionamento das tomadas de pressão diferencial e a velocidade de abertura da válvula de controle, assim como os ensaios desenvolvidos para avaliação do comportamento reológico das soluções utilizadas como fluidos de trabalho nos testes de caracterização da perda de circulação.

A Figura 4.1 apresenta a geometria com as condições de contorno do problema estudado. Para caracterizar a perda de circulação em canal parcialmente poroso e fraturado foram variados o número de Reynolds ( $Re$ ) do escoamento no canal, a vazão inicial de fuga de fluido pela fratura ( $Q_v$ ), o fluido de trabalho, a viscosidade do fluido ( $\eta$ ) e a abertura de células do meio poroso (MP). A Tabela 4.1 apresenta a sequência organizacional deste capítulo.

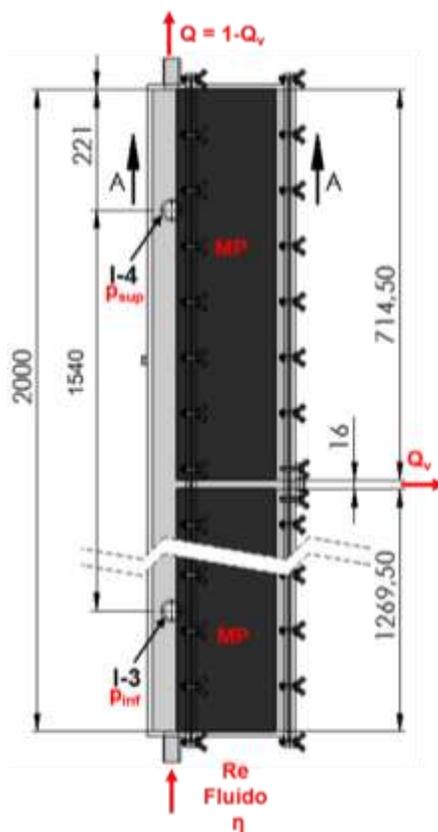


Figura 4.1 – Condições de contorno para a geometria estudada.

Tabela 4.1 – Organização dos resultados apresentados.

<b>Seção</b>	<b>Resultado</b>
4.1	Testes preliminares
4.1.1	Posicionamento das tomadas de pressão diferencial
4.1.2	Velocidade de abertura da válvula de controle
4.2	Reologia dos fluidos de trabalho
4.3	Perda de circulação
4.3.1	Efeito da variação do número de Reynolds no canal
4.3.2	Efeito da variação da vazão de fuga
4.3.3	Efeito da variação da viscosidade do fluido
4.3.4	Efeito da variação do fluido de trabalho
4.3.5	Efeito da variação da abertura de células do meio poroso

## **4.1 Testes preliminares**

Antes de iniciar os testes variando os parâmetros do objetivo do estudo, foram realizados testes preliminares com o intuito de definir o melhor aproveitamento das tomadas de pressão diferencial e da velocidade de abertura da válvula de controle na análise das variáveis respostas do problema, i.e., o diferencial de pressão na fratura e a vazão de retorno do canal ao longo do tempo.

### **4.1.1 Posicionamento das tomadas de pressão diferencial**

Para avaliar o posicionamento das tomadas de pressão diferencial foram realizados testes com a tomada localizada na entrada da fratura em três posições diferentes, sendo uma no centro do canal vertical (P1), uma na interface entre a matriz porosa e o canal (P2) e outra no início da extensão da fratura, após o meio poroso (P3). A tomada de pressão ao final da fratura foi mantida sempre na mesma posição (P4), como pode ser observado na Figura 4.2.

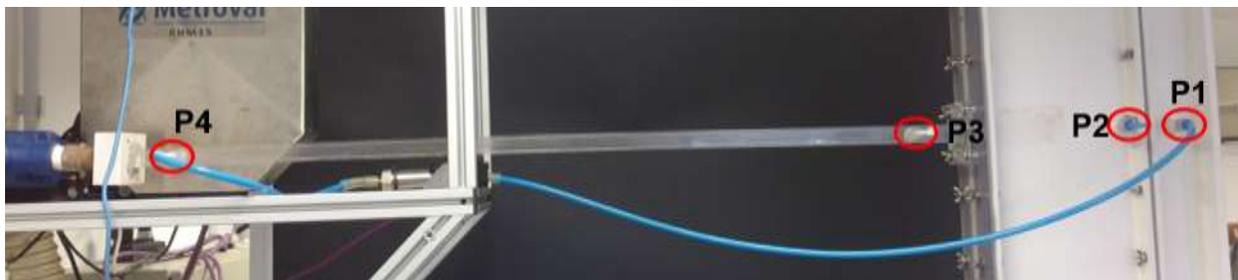


Figura 4.2 – Tomadas de pressão diferencial.

A Figura 4.3 (a) apresenta os resultados obtidos para a vazão de retorno do canal ao longo do tempo para os testes nas três posições diferentes. Estes testes foram realizados com a mesma vazão inicial no canal ( $0,71 \text{ m}^3/\text{h}$ ) e mesma vazão de fuga de fluido pela fratura (50%) utilizando-se água como fluido de trabalho.

Os resultados correspondentes para a pressão diferencial entre as tomadas de pressão podem ser observados na Figura 4.3 (b). Pode-se notar que independentemente da posição da tomada na entrada da fratura, as curvas apresentam o mesmo comportamento, exibindo um aumento no momento em que a válvula é aberta e atingindo um patamar a partir do qual se mantem constantes. A diferença entre as posições é a amplitude deste patamar, sendo que quanto maior a distância entre as tomadas de pressão maior o diferencial de pressão.

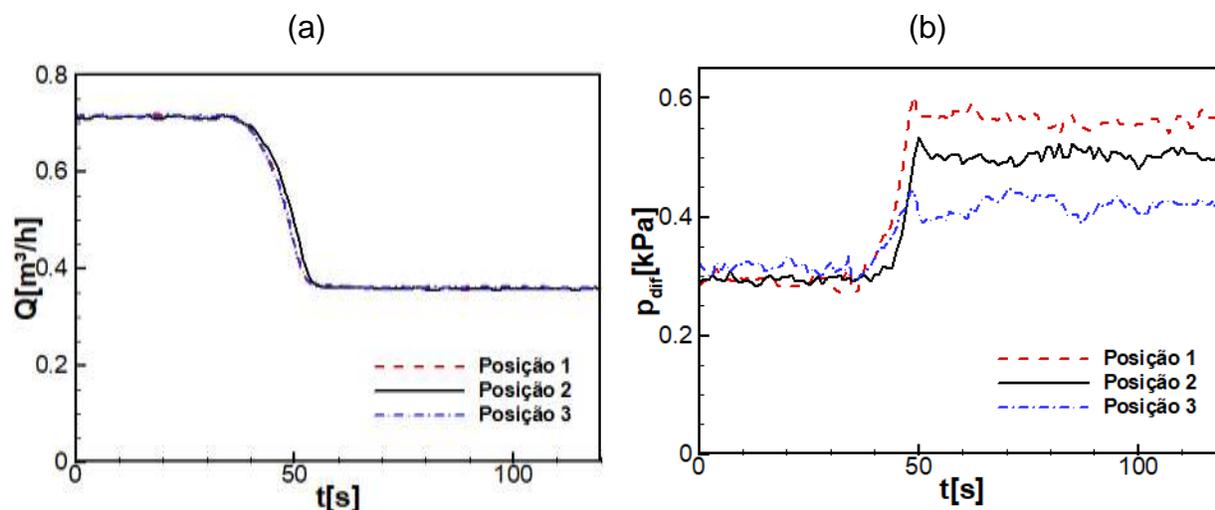


Figura 4.3 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de posicionamento das tomadas de pressão diferencial com água para  $Q = 0,71 \text{ m}^3/\text{h}$  e  $Q_v = 50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

Com base nestes resultados, optou-se por utilizar a tomada de pressão no centro do canal vertical (P1), pois apresenta um maior diferencial de pressão, o que pode proporcionar uma melhor visualização dos resultados para os testes realizados com baixos números de Reynolds e baixas vazões de fuga pela fratura que apresentam menores oscilações na pressão ao longo do tempo.

#### **4.1.2 Velocidade de abertura da válvula de controle**

Conforme apresentado na Seção 3.2.1, a válvula de controle que determina a quantidade de fluido que escoar pela fratura durante os testes de perda de circulação possui três diferentes velocidades de abertura. Para analisar a influência da velocidade de abertura foram realizados testes com a mesma vazão inicial no canal (0,64 m<sup>3</sup>/h) e mesma vazão de fuga de fluido pela fratura (30%) utilizando-se água como fluido de trabalho para os três níveis de abertura (rpm1, rpm2 e rpm3).

A Figura 4.4 (a) mostra os resultados obtidos para a medição da vazão ao longo de cada um dos testes, enquanto que a Figura 4.4 (b) apresenta os correspondentes resultados para o diferencial de pressão ao longo da fratura (P1-P4). Pode-se observar que as curvas de vazão apresentam o mesmo comportamento, partindo de um patamar constante e, após a abertura da fratura, atingindo um novo patamar constante. A diferença entre as curvas é o tempo decorrido entre estes patamares, resultado da diferença da velocidade com que a válvula é aberta. A mesma conclusão pode ser obtida através das curvas de pressão diferencial.

Com base nestes resultados optou-se por utilizar a válvula de controle no nível de abertura mais rápido, rpm3, pois os mesmos resultados podem ser obtidos para um menor período de tempo, permitindo a realização de testes mais curtos.

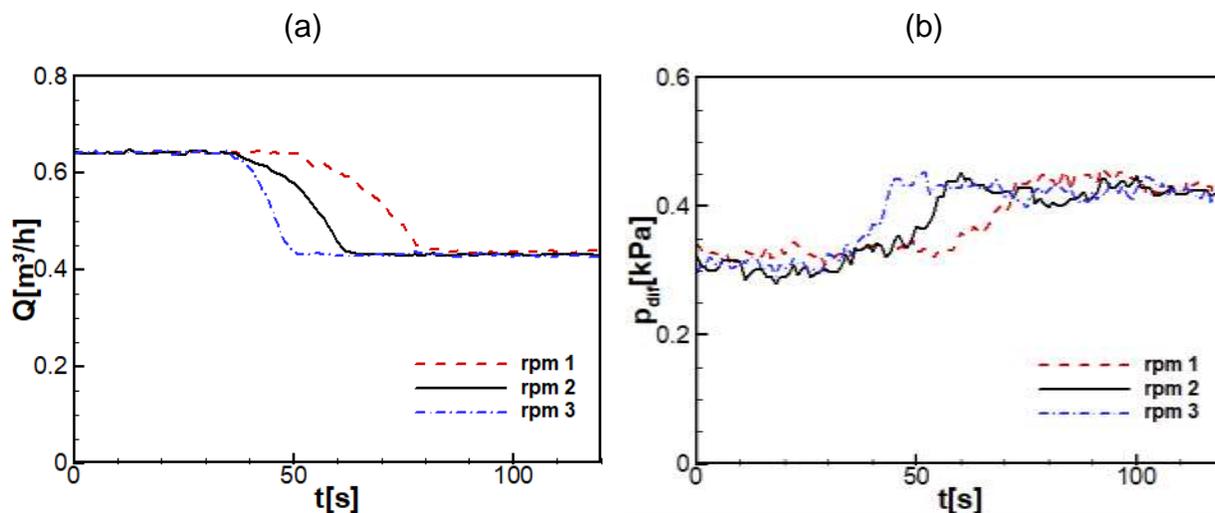


Figura 4.4 – Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de velocidade de abertura da válvula de controle com água para  $Q = 0,64 \text{ m}^3/\text{h}$  e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

## 4.2 Reologia dos fluidos de trabalho

De acordo com a metodologia descrita na Seção 3.5, utilizou-se o viscosímetro Fann 35A em 6 velocidades para obter-se as curvas de escoamento e viscosidade de cada fluido de trabalho na temperatura aproximada de  $20^\circ\text{C}$ . Os valores do ângulo de deflexão foram lidos em triplicata, para cada uma das velocidades impostas pelo equipamento. A partir dos dados, foram plotados os gráficos de tensão versus taxa de cisalhamento e viscosidade versus taxa de cisalhamento.

A Figura 4.5 (a) apresenta a curva de escoamento obtida para a solução aquosa de glicerina (GLI10). Como trata-se de um fluido newtoniano a curva deveria apresentar comportamento linear, de forma que a viscosidade apresente valor constante. Entretanto, para as duas primeiras velocidades impostas pelo viscosímetro a linearidade não foi observada, evidenciando uma incoerência nestas medições. Logo, estes pontos foram desconsiderados na determinação da viscosidade da solução. A Figura 4.5 (b) apresenta a curva de viscosidade para o fluido GLI10 com os pontos considerados. A viscosidade média obtida foi de 10,30 cP.

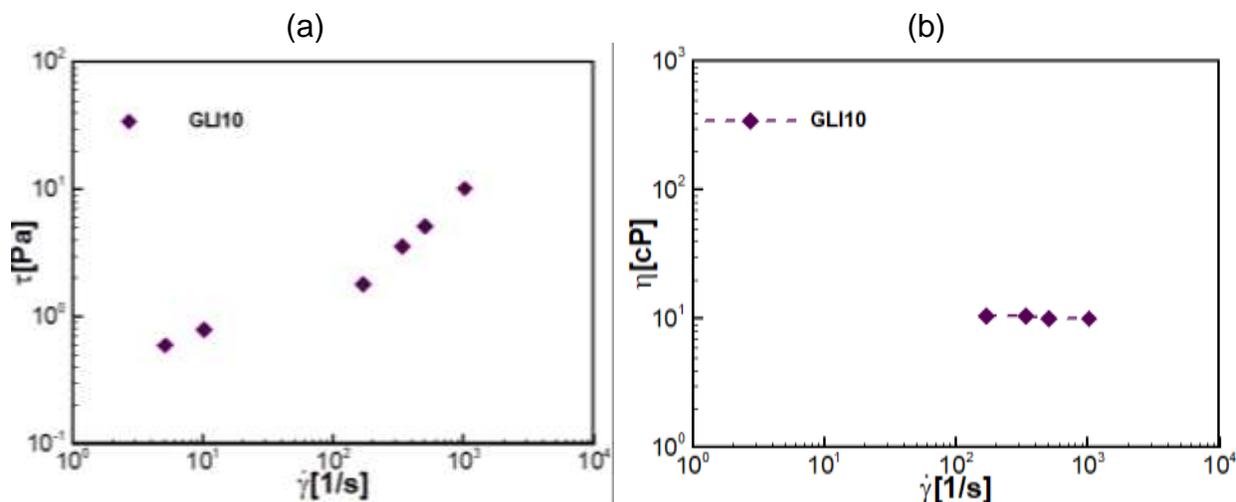


Figura 4.5 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido GLI10 a 20°C: (a) escoamento; (b) viscosidade.

Os dados obtidos para a curva de escoamento dos fluidos não newtonianos foram ajustados aos modelos Herschel-Bulkley (carbopol e goma xantana) e Lei de potência (CMC), conforme observado na revisão da literatura apresentada na Seção 2.1, utilizando-se o software LAB Fit, versão 7.2.

A Figura 4.6 apresenta as curvas de escoamento e viscosidade para a solução aquosa de carbopol CBP05, enquanto que as Figuras 4.7 e 4.8 apresentam as curvas para as duas formulações realizadas em momentos distintos para as soluções aquosas de carbopol CBP10 e CBP20, respectivamente. Pode-se observar nas equações obtidas com o ajuste para o modelo HB que quanto maior a concentração de gel clínico, maiores os valores da tensão limite de escoamento,  $\tau_0$ , do índice de consistência do fluido,  $k$ , e também dos valores de viscosidade resultantes.

Considerando a taxa de cisalhamento mais alta, aproximadamente  $1000 \text{ s}^{-1}$ , as viscosidades obtidas para cada um dos fluidos de trabalho foi 6,02 cP para o fluido CBP05, Figura 4.6 (b), 10,88 cP para os fluidos CBP10 e CBP10\*, Figura 4.7 (b), 19,82 cP para o fluido CBP20 e 19,62 cP para o fluido CBP20\*, Figura 4.8 (b).

As duas formulações de carbopol com viscosidade aproximada de 10 cP resultaram em equações com coeficientes diferentes, mesmo possuindo a mesma viscosidade na taxa de referência, evidenciando a dificuldade de obter soluções exatamente iguais em momentos distintos. Entretanto estas soluções não foram comparadas entre si, com o

objetivo de não comprometer os resultados obtidos para análise da influência dos demais parâmetros.

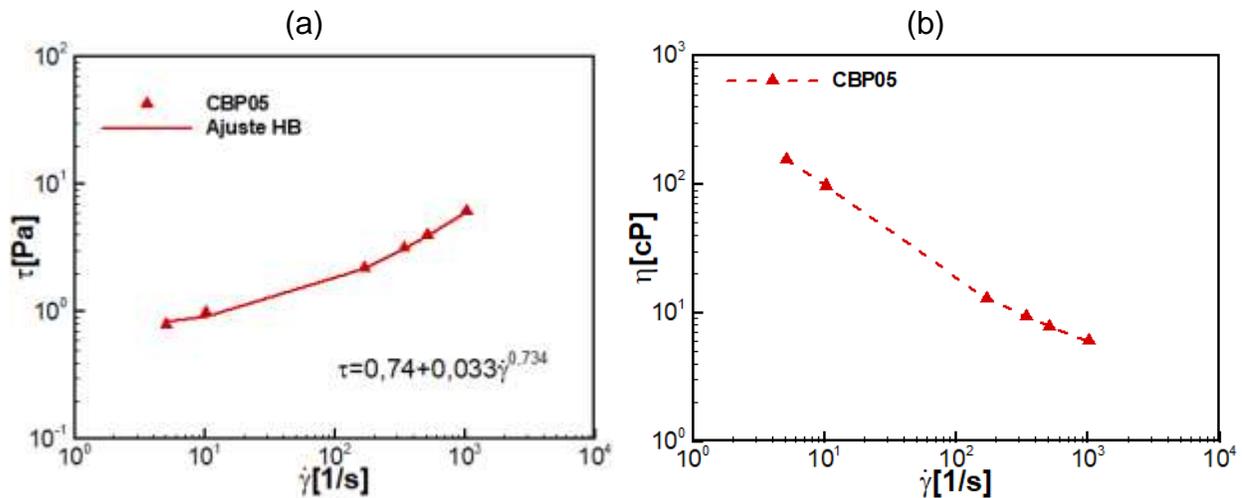


Figura 4.6 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP05 a 20°C: (a) escoamento e ajuste HB ; (b) viscosidade.

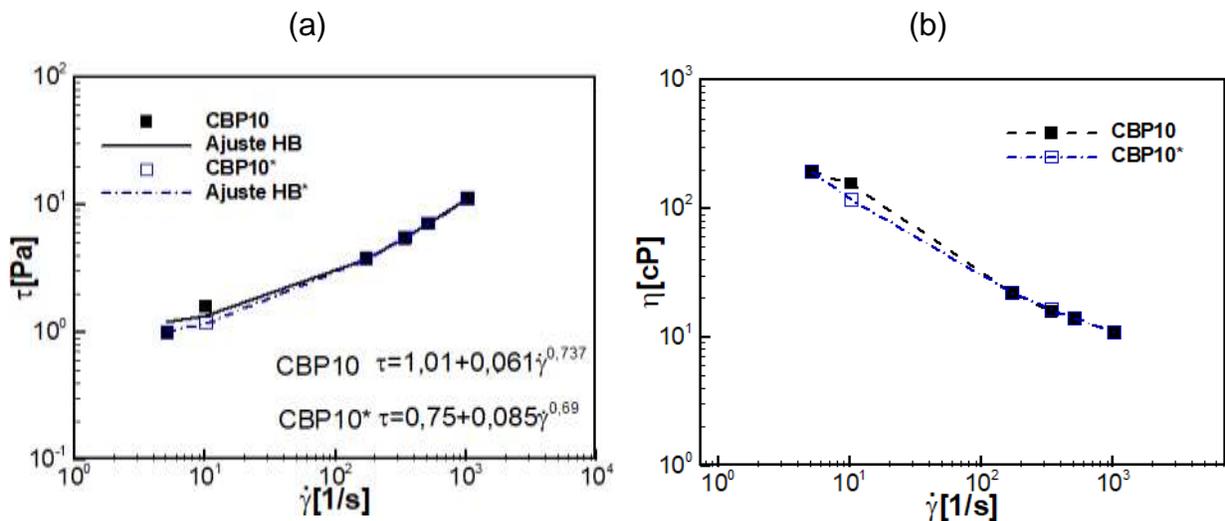


Figura 4.7 - Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP10 a 20°C: (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade.

A Figura 4.9 apresenta as curvas de escoamento e viscosidade para a solução aquosa de goma xantana (GX10) e o ajuste com o modelo HB. Pode-se observar pela equação resultante do ajuste que, apesar da viscosidade para a taxa de cisalhamento de  $1000 \text{ s}^{-1}$  ter um valor semelhante ao fluido CBP10, 10,69 cP, o fluido GX10 apresenta uma tensão limite de escoamento quase três vezes maior, 2,69 Pa.

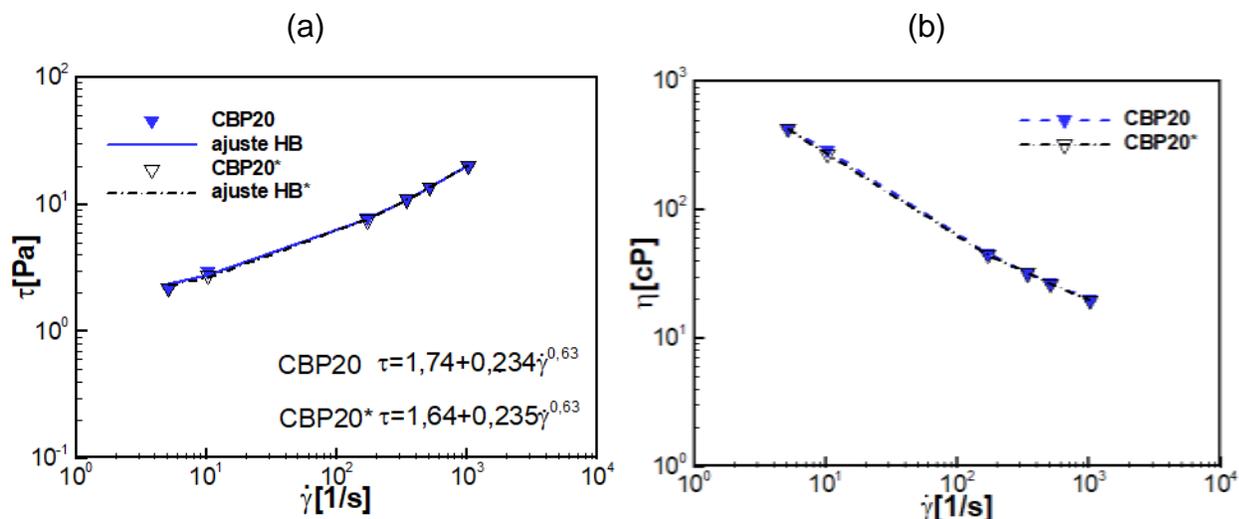


Figura 4.8 - Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CBP20 a 20°C: (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade.

A solução aquosa de CMC (CMC10) foi utilizada para representar um fluido com comportamento descrito pelo modelo Lei de potência (PL). As curvas de escoamento e viscosidade obtidas no viscosímetro e o ajuste PL com a equação correspondente podem ser observados na Figura 4.10. A viscosidade obtida a taxa de  $1000 \text{ s}^{-1}$  para este fluido também foi de 10,69 cP. Desta forma, foram atingidas as viscosidades desejadas para comparar as diferentes soluções utilizadas para uma mesma taxa de cisalhamento.

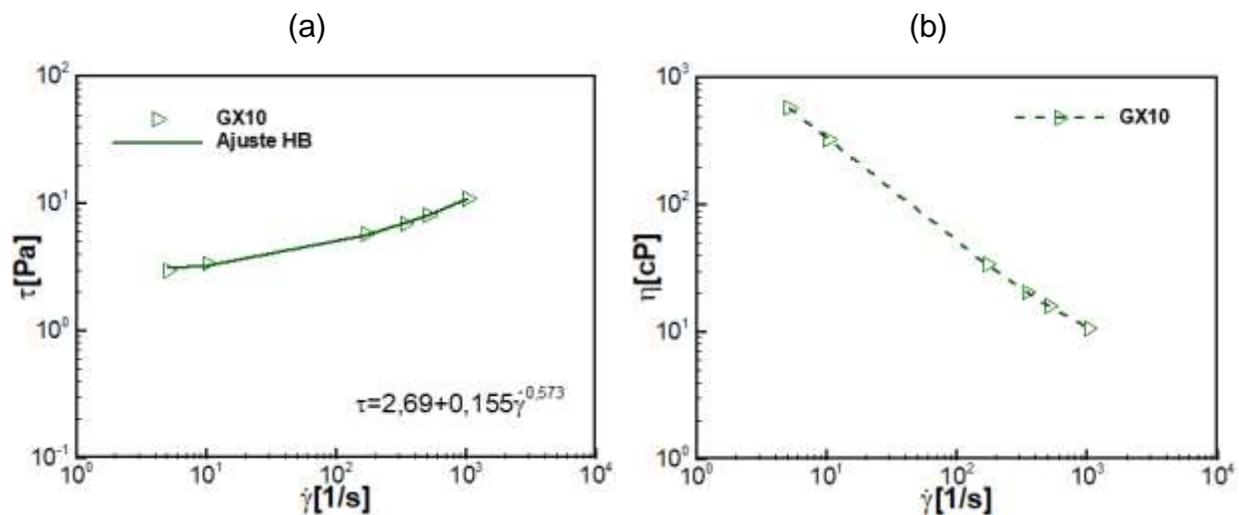


Figura 4.9 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido GX10 a 20°C: (a) escoamento e ajuste HB; (b) viscosidade.

A Tabela 4.2 sintetiza os parâmetros resultantes dos ajustes realizados para os fluidos não newtonianos empregados durante a realização dos testes experimentais. Estes parâmetros foram adicionados a programação em LabVIEW para determinação do número de Reynolds do escoamento no canal da seção de testes da unidade experimental, através das Eqs.(2.10) (Lei de potência) e (2.12) (Herschel-Bulkley).

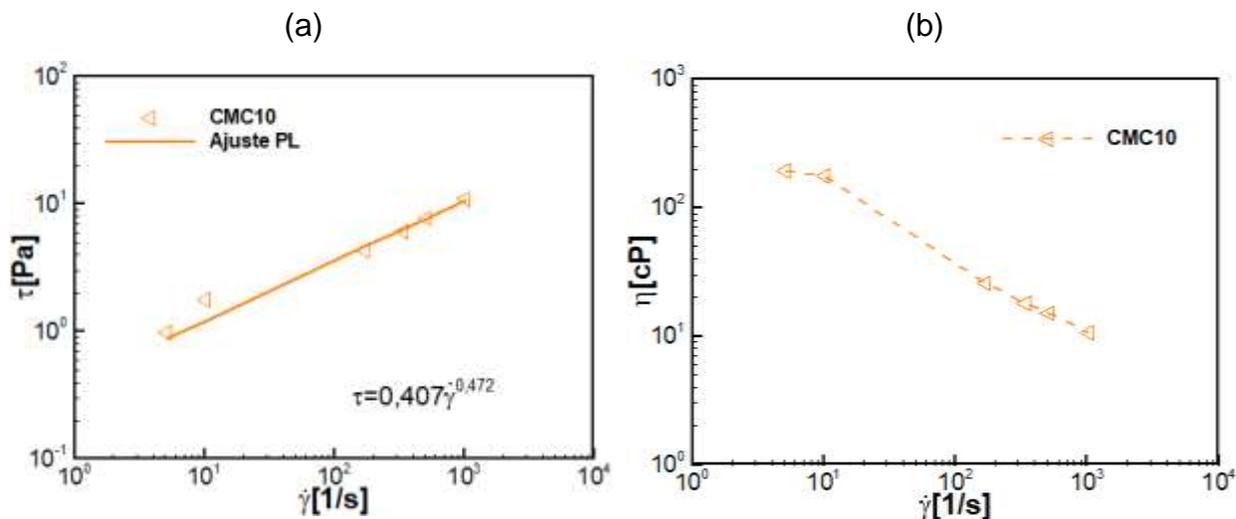


Figura 4.10 – Curvas obtidas com o viscosímetro para o fluido CMC10 a 20°C: (a) escoamento e ajuste PL; (b) viscosidade.

Tabela 4.2 – Constantes obtidas para os ajustes HB e PL realizados a partir dos dados experimentais.

Fluido	$\tau_0$ [Pa]	k [Pa.s <sup>n</sup> ]	n [-]
CBP05	0,74	0,033	0,734
CBP10	1,01	0,061	0,737
CBP10*	0,75	0,085	0,69
CBP20	1,74	0,234	0,63
CBP20*	1,64	0,235	0,63
GX10	2,69	0,155	0,573
CMC10	-	0,407	0,472

### 4.3 Perda de circulação

Os testes de escoamento em canal vertical parcialmente poroso e fraturado que avaliam os efeitos da perda de circulação foram conduzidos de acordo com a metodologia apresentada na Seção 3.6

Durante a realização dos testes alguns parâmetros foram considerados constantes para todos os ensaios. A Tabela 4.3 apresenta os valores destes parâmetros tanto para a geometria da seção de testes, quanto para as condições em que os ensaios foram realizados. Todos os testes tiveram duração de 180s e a válvula que permite o escoamento pela fratura foi aberta 30s após o início da gravação dos dados monitorados.

Tabela 4.3 – Parâmetros constantes para todos os testes experimentais.

Comprimento da fratura	$L_{FR}$	1 m
Espessura do canal	$h_{CH}$	60 mm
Profundidade do canal	$Z_{CH}$	16 mm
Espessura da fratura	$e_{FR}$	16 mm
Temperatura do ambiente	$T$	20°C
Tempo de abertura da fratura	$t_a$	30 s
Tempo de duração	$t$	180 s

Os testes de perda de circulação foram conduzidos com escoamento em regime laminar e completamente desenvolvido no momento que o fluido atinge a altura da fratura. Os parâmetros monitorados foram a vazão de retorno ( $Q$ ), o gradiente de pressão no canal ( $\Delta p / \Delta x$ ), a pressão diferencial na fratura ( $p_{dif}$ ), além da temperatura ( $T$ ) e do tempo transcorrido ( $t$ ).

O gradiente de pressão no canal é definido como a razão entre a diferença de pressão medida nos dois transmissores de pressão absoluta I-3 ( $p_{inf}$ ) e I-4 ( $p_{sup}$ ) e a distância entre os transmissores (1,54 m), conforme apresenta a Eq.(4.1).

$$\frac{\Delta p}{\Delta x} = \frac{P_{inf} - P_{sup}}{1,54} \quad (4.1)$$

A Figura 4.11 mostra o comportamento da vazão de retorno, i.e., a vazão na saída do canal, ao longo do tempo para a triplicata dos testes realizados com a configuração padrão. Pode-se observar a queda abrupta no momento em que a fratura é aberta, em  $t_a = 30s$ , permitindo o escoamento pela fratura de 30% da vazão inicial para o fluido CBP10. Antes e após a abertura da fratura as vazões se mantêm constante e

praticamente não existe diferença entre os testes, comprovando a eficácia da bomba em proporcionar vazão constante.

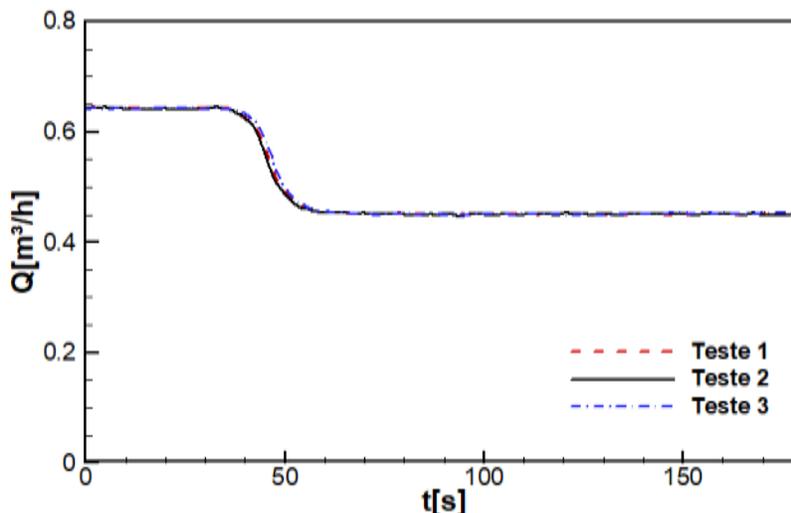


Figura 4.11 – Vazão de retorno ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10,  $Re = 200$  e  $Q_v = 30\%$ .

A Figura 4.12 mostra o comportamento da pressão diferencial entre o centro do canal e o final da fratura ao longo do tempo para a triplicada do mesmo teste padrão. Pode-se observar que, no momento em que a fratura é aberta, existe um crescimento da pressão diferencial devido ao início do escoamento pela fratura e, após transcorrido certo período de tempo, aproximadamente em  $t=50\text{s}$ , ocorre uma estabilização desta pressão. Mais uma vez é observado um comportamento muito semelhante entre os três testes, corroborando a eficácia do procedimento experimental, de forma que, para todos os demais testes, foi realizada uma média entre os três testes de cada configuração para a apresentação dos gráficos resultantes.

As pressões absolutas medidas no canal pelos transmissores inferior ( $p_{\text{inf}}$ ) e superior ( $p_{\text{sup}}$ ) também foram avaliadas durante a realização dos testes de perda de circulação e todos os fluidos apresentaram comportamento semelhante para as mesmas configurações. A Figura 4.13 mostra este comportamento para a configuração padrão, com 30% de vazão de fuga pela fratura, e para outras duas configurações com 5% e 50% de vazão de fuga.

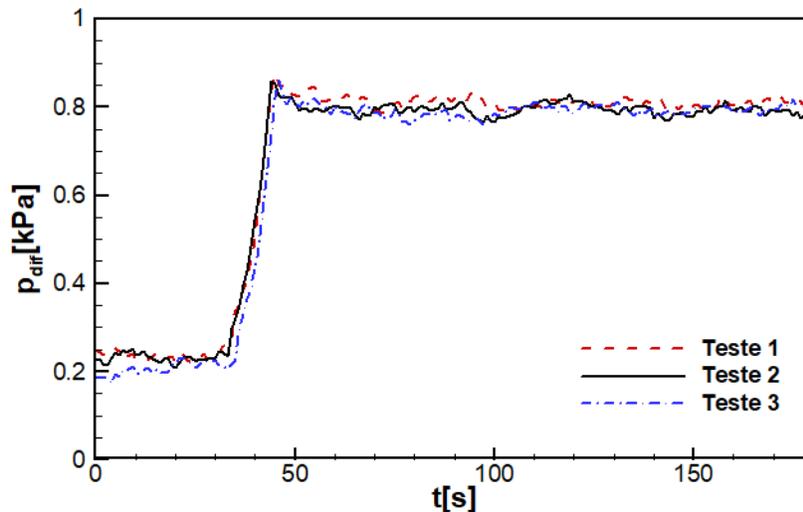


Figura 4.12 – Pressão diferencial ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10,  $Re = 200$  e  $Q_v = 30\%$ .

Inicialmente as pressões superiores (parte de baixo do gráfico) e as inferiores (parte de cima do gráfico) são constantes e praticamente iguais para os três testes, sendo que o número de Reynolds e o fluido de trabalho são os mesmos. A partir do momento em que a fratura é aberta existe uma queda nas pressões para todas as vazões de fuga, tanto na pressão inferior quanto na pressão superior do canal. Pode-se observar que quanto maior a vazão de fuga pela fratura, maior é a queda nas pressões. Isto ocorre devido ao alívio na pressão ao longo do canal resultante da abertura da fratura, ou seja, quanto maior a área que permite o escoamento pela fratura, maior o alívio na pressão e menores as pressões absolutas na entrada e na saída do canal.

Levando em consideração o gradiente de pressão decorrente da diferença entre as pressões superiores e inferiores para os mesmos três testes, é possível observar na Figura 4.14 que para uma vazão de fuga pequena (5%) o  $\Delta p / \Delta x$  é praticamente constante ao longo do teste. Porém, para as vazões de fuga maiores (30 e 50%) pode-se notar uma leve diminuição no gradiente. Esta diminuição ocorre devido à perda de carga no escoamento horizontal na fratura ser menor do que a perda de carga no escoamento vertical até o final da seção de testes, desta forma a pressão inferior sofre uma redução mais acentuada do que a pressão superior quanto maior for a vazão pela fratura.

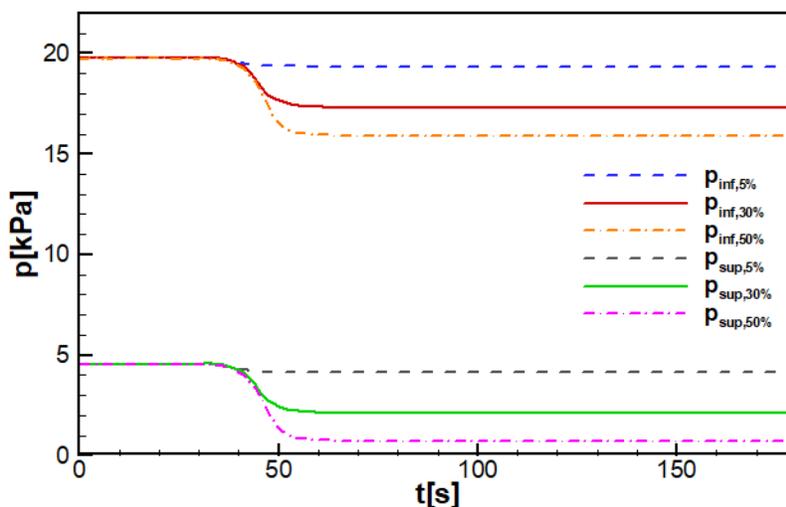


Figura 4.13 – Pressões absolutas no canal ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10 e  $Re = 200$ .

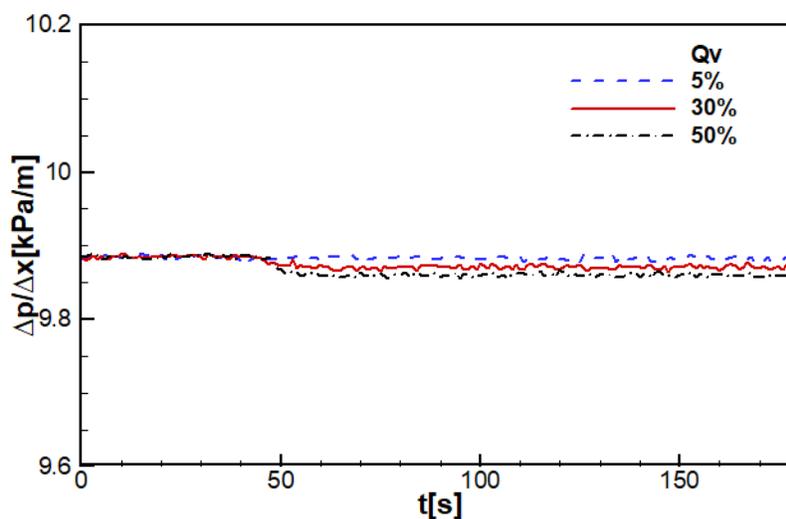


Figura 4.14 – Gradiente de pressão no canal ao longo do tempo no processo de perda de circulação para MP20, CBP10 e  $Re = 200$ .

Para avaliar o efeito dos parâmetros de interesse, apresentados nas seções subsequentes, foram levadas em consideração apenas a vazão de retorno e a pressão diferencial na fratura pois, o comportamento das demais pressões no canal é semelhante independentemente do fluido de trabalho.

A Tabela 4.4 apresenta os valores adotados para cada parâmetro variado. No presente trabalho é investigada a influência do número de Reynolds, da vazão de fuga pela fratura, da viscosidade do fluido, do tipo de fluido de trabalho e da abertura de

células do meio poroso sobre a perda de circulação em um canal parcialmente poroso e fraturado.

Tabela 4.4 – Parâmetros variados para os testes de perda de circulação.

<b>Número de Reynolds no canal</b>	Re	100; 150; 200; 250; 300
<b>Vazão de fuga pela fratura</b>	$Q_v$	5; 25; 30; 35; 50 %
<b>Viscosidade do fluido de trabalho a 1000s<sup>-1</sup></b>	$\eta$	5; 10; 20 cP
<b>Fluido</b>	-	CBP; CMC; GX; GLI
<b>Meio poroso</b>	MP	10; 20 PPI

#### 4.3.1 Efeito da variação do número de Reynolds no canal

Para caracterizar a influência do número de Reynolds no canal foram avaliados escoamentos com cinco valores diferentes (100, 150, 200, 250 e 300) mantendo-se constantes todos os demais parâmetros. Os testes foram realizados com o fluido de trabalho CBP10, vazão de fuga de 30% e o meio poroso MP20.

A Figura 4.15 (a) mostra os resultados obtidos para as medições de vazão de cada um dos testes realizados. Pode-se observar a redução de 30% da vazão de retorno para todos os Re no momento em que a válvula é aberta, em  $t_a=30s$ , e a estabilização aproximadamente em  $t=50s$ . A Figura 4.15 (b) mostra a correspondente variação na pressão diferencial ao longo da fratura para os mesmos instantes. A pressão aumenta após a abertura da fratura e atinge um patamar constante em cada um dos testes para o mesmo intervalo de tempo.

Pode-se concluir que a pressão diferencial na fratura aumenta com o aumento do número de Reynolds no canal, porém este acréscimo de pressão é mais pronunciado até  $Re=200$ , sendo mais sutil para os escoamentos com  $Re=250$  e  $300$ . Este comportamento deve-se ao fato de que o aumento na velocidade do escoamento no canal, e conseqüente aumento na fratura, resulta em um aumento da pressão diferencial medida. Entretanto, para velocidades ainda maiores no canal, a velocidade do escoamento na fratura aumenta com menor intensidade, resultando em um acréscimo de pressão mais brando.

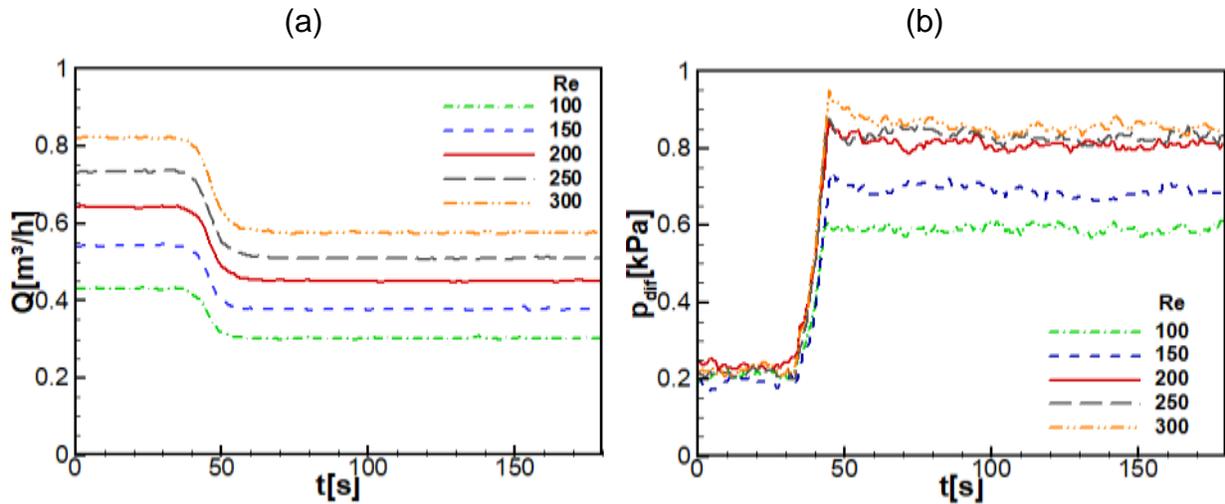


Figura 4.15 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com diferentes números de Reynolds para MP20, CBP10 e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

A Tabela 4.5 apresenta os valores iniciais e finais de vazão de retorno do canal e pressão diferencial ao longo da fratura. Estes valores representam a média das medições para os 20s iniciais de cada teste ( $Q_i$ ) e ( $p_i$ ), assim como para os 20s finais ( $Q_f$ ) e ( $p_f$ ). Também são apresentados os valores do desvio padrão obtido para cada uma das médias realizadas. As Figuras 4.16 (a) e 4.16 (b) mostram estes resultados graficamente. As linhas tracejadas representam os instantes iniciais e as sólidas os instantes finais. Desta forma, o comportamento da vazão de retorno média ( $Q_{med}$ ) e da pressão diferencial média ( $p_{dif,med}$ ) com o aumento do número de Reynolds no canal fica mais evidente.

Na Figura 4.16 (a) pode-se observar o aumento necessário na vazão para atingir os valores de número de Reynolds desejados para o momento inicial da realização dos testes (linha tracejada) e a vazão atingida ao final do teste, com a vazão de fuga estabilizada (linha sólida). Neste caso a vazão final de retorno do canal é sempre 30% menor do que a inicial.

A Figura 4.16 (b) mostra a relação entre o aumento do número de Reynolds e a pressão diferencial na fratura para os instantes iniciais e finais de cada teste. Nota-se, pela linha tracejada, que a pressão diferencial antes da abertura da fratura não é afetada pela intensificação do escoamento no canal. Enquanto que o crescimento da pressão com o Re, considerando o escoamento estabilizado na fratura (linha sólida), fica ainda

mais evidenciado, reforçando a ideia de que o acréscimo de pressão é menos acentuado para valores maiores de  $Re$  com a menor inclinação da curva a partir de  $Re = 200$ .

Tabela 4.5 – Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do  $Re$  com MP20, CBP10 e  $Q_v = 30\%$ .

$Re$	$Q_i$ [m <sup>3</sup> /h]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [m <sup>3</sup> /h]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
100	0,431	0,001	0,303	0,001	0,212	0,009	0,593	0,010
150	0,542	0,001	0,377	0,002	0,196	0,007	0,674	0,011
200	0,643	0,002	0,451	0,001	0,238	0,008	0,811	0,006
250	0,734	0,001	0,511	0,001	0,216	0,006	0,835	0,010
300	0,822	0,002	0,575	0,002	0,222	0,008	0,849	0,008

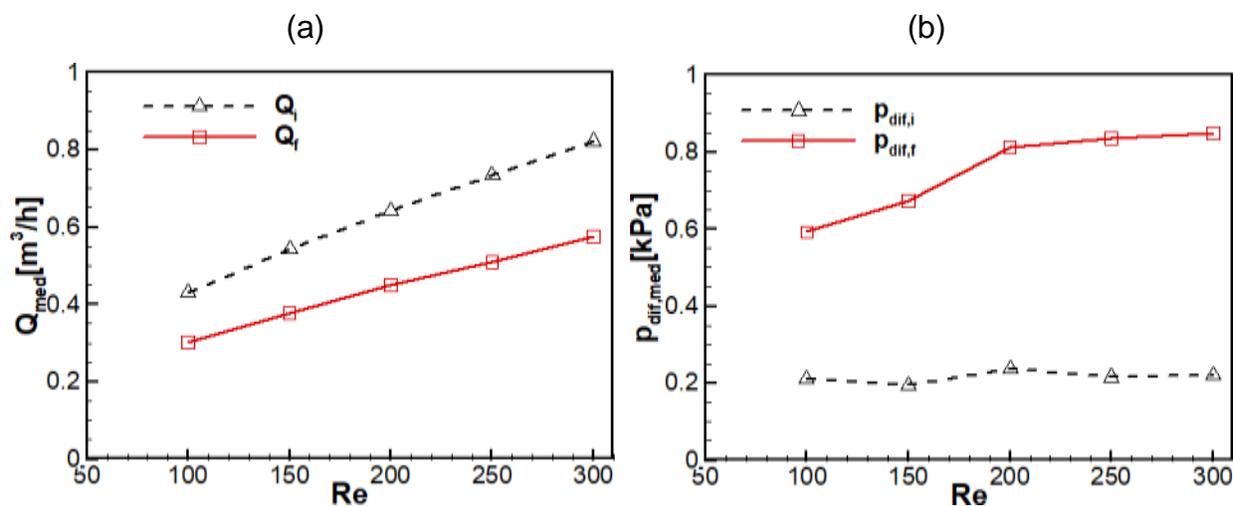


Figura 4.16 – Variação dos parâmetros medidos em função do número de Reynolds no canal para MP20, CBP10 e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

#### 4.3.2 Efeito da variação da vazão de fuga

Para avaliar a influência da vazão de fuga pela fratura a válvula de controle, posicionada ao final da fratura, foi aberta em cinco posições diferentes de forma a permitir o escoamento pela fratura de 5, 25, 30, 35 e 50% do total da vazão inicial de retorno do canal. Os demais parâmetros foram mantidos constantes (fluido de trabalho CBP10, número de Reynolds 200 e o meio poroso MP20).

A Figura 4.17 (a) mostra a evolução temporal para as medições da vazão de retorno de cada um dos testes realizados. Pode-se observar a diminuição da vazão em cada

curva correspondendo ao percentual de vazão de fuga pela fratura a partir do momento em que a fratura é aberta em  $t_a = 30$ s. A correspondente variação na pressão diferencial ao longo da fratura para os mesmos instantes é apresentada pela Figura 4.17 (b). Mais uma vez a pressão diferencial aumenta no momento em que se inicia o escoamento pela fratura e atinge um patamar constante aproximadamente em  $t = 50$ s.

Pode-se observar que a pressão diferencial na fratura aumenta com o aumento da vazão de fuga, pois quando a fratura permite vazão de fuga elevada, a velocidade na região de entrada da fratura tende a se elevar e, conseqüentemente, também o diferencial de pressão resultante. Como observado por Barbosa (2015), a vazão de fuga tem maior capacidade de alterar o perfil de velocidades na região de entrada da fratura do que o número de Reynolds do canal.

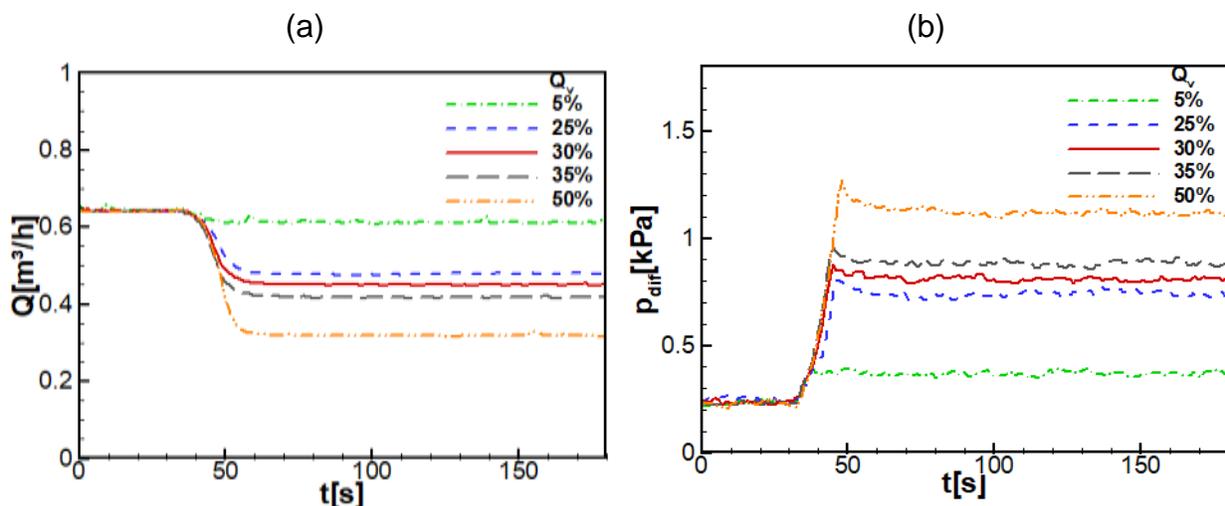


Figura 4.17 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com diferentes vazões de fuga para MP20, CBP10 e  $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

A Tabela 4.6 apresenta os valores iniciais e finais de vazão de retorno no canal e pressão diferencial ao longo da fratura, com os respectivos desvios padrão. As Figuras 4.18 (a) e 4.18 (b) mostram o comportamento da vazão e da pressão diferencial, respectivamente, com o aumento da vazão de fuga pela fratura. Pode-se concluir que a pressão diferencial tem um crescimento praticamente linear com o aumento da vazão de fuga, atingindo valores maiores em comparação a variação do número de Reynolds.

Desta forma, é possível afirmar que a vazão de fuga pela fratura tem maior influência na pressão diferencial do que a intensidade do escoamento ( $Re$ ) no canal.

Tabela 4.6 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação da  $Q_v$  com MP20, CBP10 e  $Re = 200$ .

$Q_v$ [%]	$Q_i$ [ $m^3/h$ ]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [ $m^3/h$ ]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5	0,647	0,005	0,614	0,003	0,230	0,010	0,372	0,009
25	0,641	0,001	0,480	0,001	0,253	0,008	0,737	0,008
30	0,643	0,002	0,451	0,001	0,238	0,008	0,811	0,006
35	0,641	0,001	0,418	0,001	0,231	0,008	0,884	0,012
50	0,641	0,001	0,319	0,002	0,227	0,010	1,116	0,009

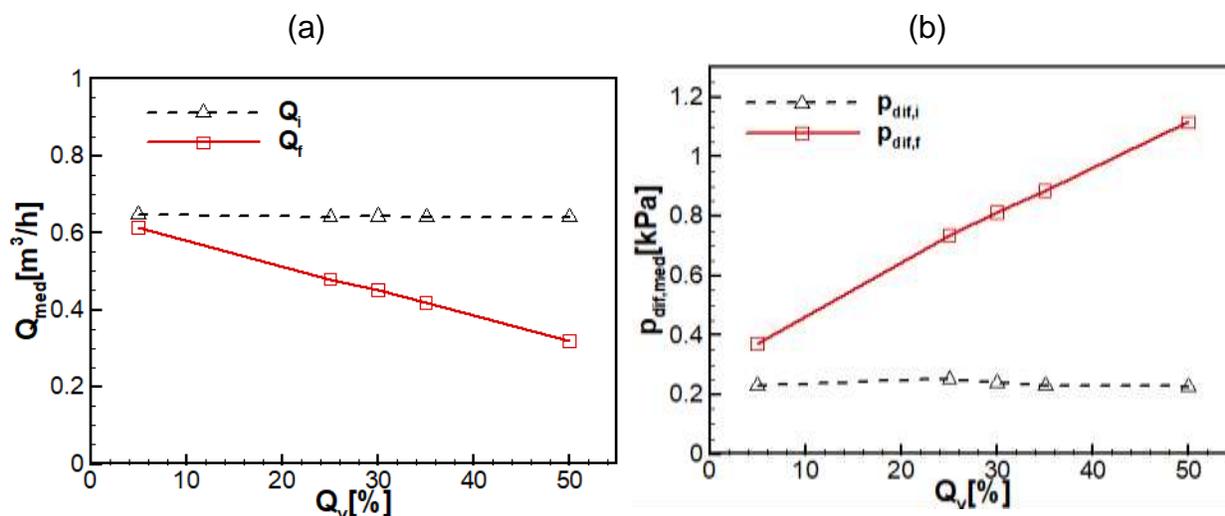


Figura 4.18 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para MP20, CBP10 e  $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

### 4.3.3 Efeito da variação da viscosidade do fluido

A fim de analisar o efeito da viscosidade do fluido de trabalho, três concentrações diferentes de soluções aquosas de carbopol (CBP) foram utilizadas como fluido de trabalho (10, 15 e 20%). Como referência foram considerados os valores de viscosidade obtidos a taxa de aproximadamente  $1000s^{-1}$  nos testes reológicos (5, 10 e 20 cP). Os testes foram realizados com número de Reynolds 100 no canal vertical, vazão de fuga de 30% e o meio poroso MP20.

O número de Reynolds utilizado foi limitado a 100, abaixo do considerado padrão, devido a incapacidade de a bomba utilizada prover vazão alta o suficiente para atingir o Re padrão (200) e às altas pressões obtidas no escoamento com o fluido de maior viscosidade (CBP20), de forma a preservar a integridade da seção de testes.

A Figura 4.19 (a) mostra a evolução temporal para as medições de vazão de cada um dos testes realizados. Pode-se possível observar que, apesar dos testes terem sido realizados com o mesmo número de Reynolds, quanto maior a viscosidade do fluido de trabalho, maior a vazão necessária para atingir o número de Reynolds de 100. Este comportamento deve-se ao fato de que quanto maior a viscosidade, maiores os efeitos do atrito viscoso no escoamento.

A Figura 4.19 (b) mostra a correspondente evolução na pressão diferencial ao longo da fratura para os mesmos testes. Como esperado, é possível verificar que o fluido com maior viscosidade (CBP20) apresentou uma pressão mais elevada, mesmo antes de o escoamento pela fratura ser iniciado. Entre os testes com os fluidos CBP05 e CBP10\* a diferença na pressão diferencial inicial foi praticamente nula, este comportamento pode ser explicado analisando-se a reologia dos fluidos. Os fluidos CBP05 e CBP10\* apresentaram praticamente os mesmos valores de tensão limite de escoamento ( $\tau_0$ ), enquanto que o fluido CBP20 resultou em uma tensão pouco mais de 2 vezes maior, como pode ser observado na Tabela 4.2.

A partir do momento em que o escoamento pela fratura foi iniciado as pressões diferenciais ao longo da fratura aumentaram de forma proporcional a viscosidade do fluido, ou seja, quanto maior a viscosidade maior o patamar de pressão atingido no momento em que as medições se estabilizaram.

A Tabela 4.7 apresenta a média dos valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial ao longo da fratura para os testes de variação da viscosidade do fluido de trabalho. Estes valores são apresentados graficamente pelas Figuras 4.20 (a), vazão, e 4.20 (b), pressão diferencial. Pode-se evidenciar que, para as configurações utilizadas, a variação da pressão ao longo da fratura é praticamente linear em função da viscosidade do fluido.

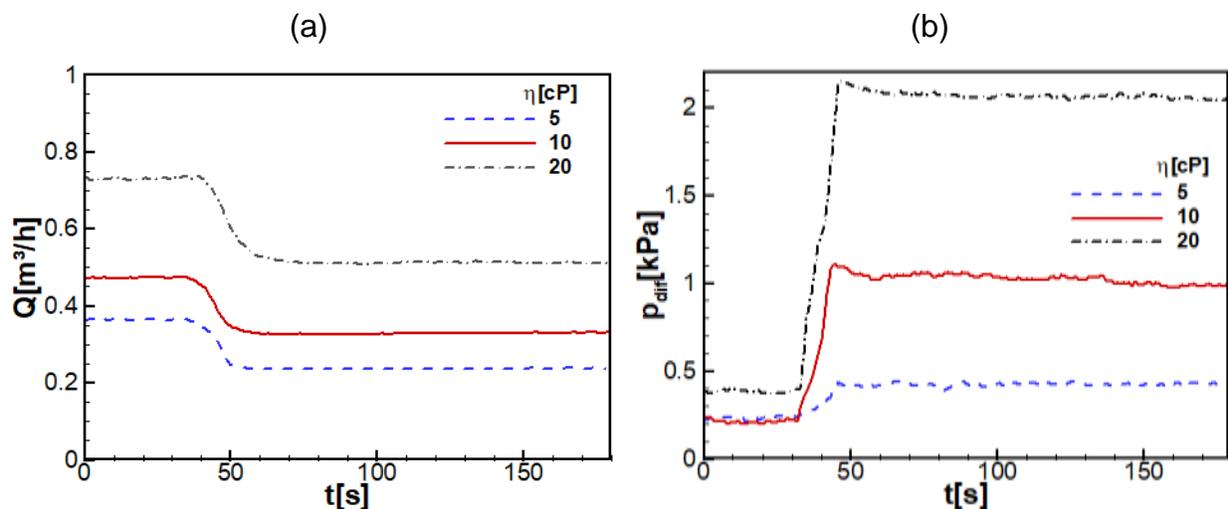


Figura 4.19 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação com fluidos de trabalho de diferentes viscosidades para MP20,  $Re = 100$  e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.7 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação da viscosidade do fluido de trabalho para MP20,  $Re = 100$  e  $Q_v = 30\%$ .

$\eta$ [cP]	$Q_i$ [m³/h]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [m³/h]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5	0,364	0,001	0,238	0,001	0,22	0,010	0,430	0,008
10	0,473	0,000	0,332	0,001	0,21	0,012	0,989	0,006
20	0,730	0,002	0,512	0,001	0,39	0,008	2,051	0,008

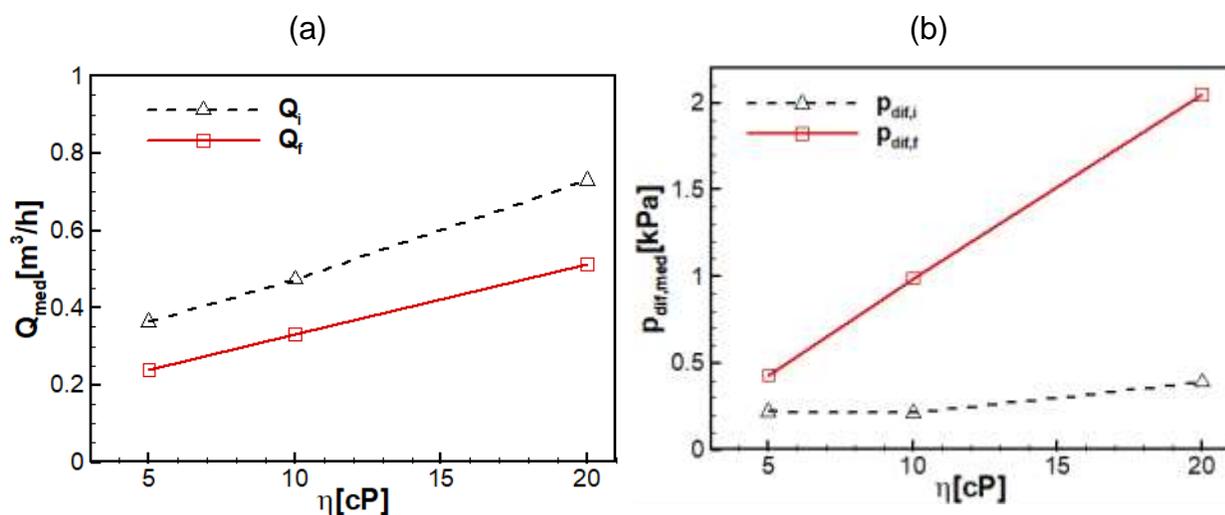


Figura 4.20 - Variação dos parâmetros medidos em função da viscosidade do fluido de trabalho para MP20,  $Re = 100$  e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

#### 4.3.4 Efeito da variação do fluido de trabalho

Com o objetivo de avaliar a influência do tipo de fluido de trabalho durante a perda de circulação, foram utilizados quatro soluções aquosas distintas, um fluido com comportamento newtoniano, consistindo de uma mistura água-glicerina (GLI10) e outros três com comportamento não newtoniano, sendo as soluções aquosas de carbopol (CBP10\*) e de goma xantana (GX10) representados pelo modelo Herschel-Bulkley e a solução aquosa de CMC (CMC10) representada pelo modelo de Lei de potência. Todos os fluidos possuem viscosidade de aproximadamente 10 cP a taxa de  $1000\text{s}^{-1}$ , considerada como referência. Os testes foram realizados com número de Reynolds 200 no canal, vazão de fuga de 50% e o meio poroso MP20.

A Figura 4.22 (a) mostra os resultados das medições de vazão ao longo do tempo para os testes realizados para cada um dos fluidos de trabalho. Pode-se observar que a vazão necessária para atingir o valor do  $Re$  é consideravelmente maior para os fluidos com comportamento não newtoniano, o que era esperado devido ao fato de o fluido a base de glicerina (newtoniano) possuir a mesma viscosidade independente da taxa de cisalhamento do escoamento, enquanto que para os outros fluidos (não newtonianos) a viscosidade é muito mais elevada para as taxas mais baixas.

Inicialmente, antes da ocorrência de perda de circulação, o fluido GLI10 obteve a maior pressão diferencial ao longo da fratura, como pode ser observado na Figura 4.22 (b), o que resulta da massa específica mais elevada em comparação aos demais fluidos (Tabela 3.14). Entre os fluidos não newtonianos, as pressões diferenciais iniciais seguiram o comportamento apresentado pelas curvas de viscosidade, Seção 4.2, para as taxas de cisalhamento mais baixas, sendo que o fluido CBP10\*, que possui menor viscosidade a estas taxas, resultou em uma menor pressão diferencial seguido dos fluidos CMC10 e GX10, respectivamente. A Figura 4.21 reuni as curvas de viscosidade obtidas para todos os fluidos comparados.

A partir do momento em que a válvula foi aberta e teve-se início a perda de circulação, ocorreu uma significativa variação no comportamento das pressões obtidas. Como esperado, o fluido newtoniano (GLI10) apresentou uma perda de carga pouco perceptível, devido a independência da viscosidade com o escoamento. Entretanto, para

os fluidos não newtonianos o resultado não foi como esperado pois, apesar de o fluido GX10 apresentar maior tensão limite de escoamento ( $\tau_0$ ) em relação ao CBP10\* e conseqüentemente necessitar de maiores vazões para atingir o mesmo número de Reynolds, resultou em uma pressão diferencial menor do que o fluido CBP10\*, o que pode ser comprovado pelos valores apresentados na Tabela 4.8.

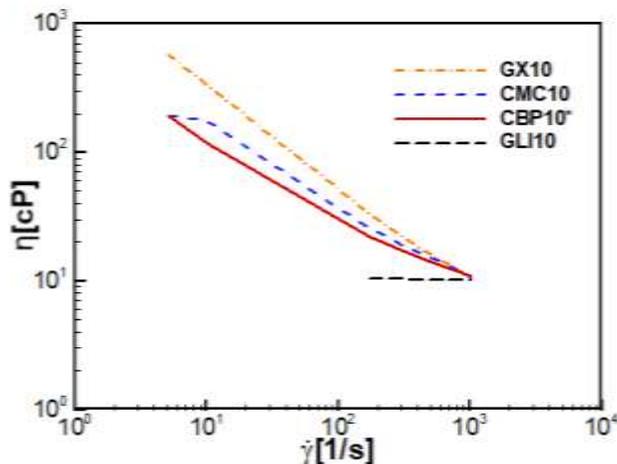


Figura 4.21 – Comparação entre as curvas de viscosidade de todos os fluidos de trabalho utilizados com viscosidade aproximada de 10 cP a taxa de  $1000\text{s}^{-1}$ .

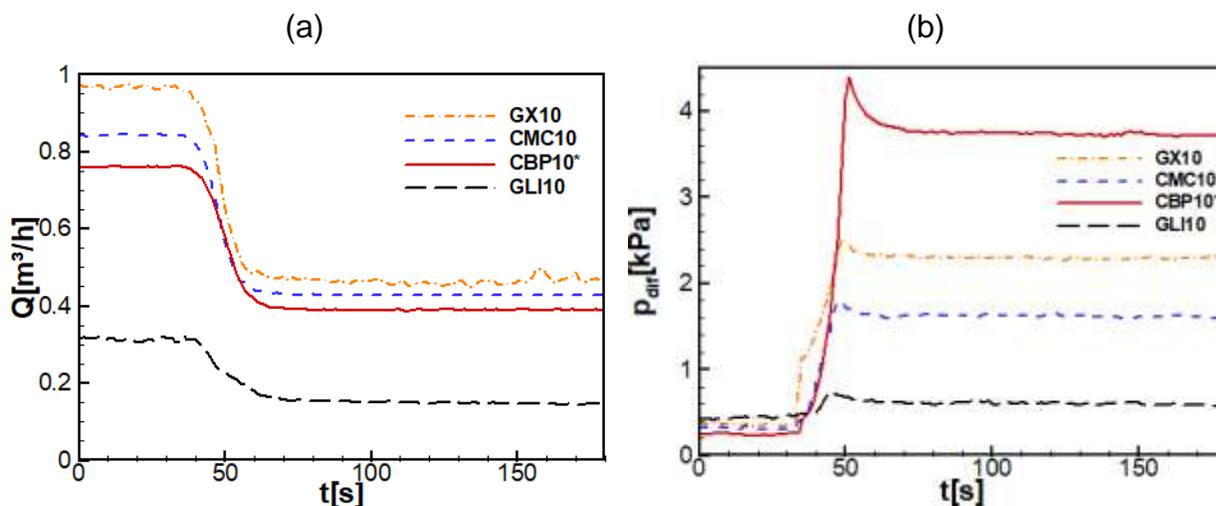


Figura 4.22 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando diferentes fluidos de trabalho para MP20,  $Re = 200$  e  $Q_v = 50\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.8 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20,  $Re = 200$  e  $Q_v = 50\%$ .

Fluido	$Q_i$ [m <sup>3</sup> /h]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [m <sup>3</sup> /h]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
<b>GX10</b>	0,969	0,004	0,469	0,006	0,363	0,010	2,296	0,008
<b>CMC10</b>	0,843	0,002	0,428	0,001	0,317	0,009	1,618	0,010
<b>CBP10*</b>	0,760	0,002	0,390	0,001	0,248	0,010	3,721	0,006
<b>GLI10</b>	0,315	0,003	0,146	0,001	0,433	0,012	0,589	0,011

Para melhor analisar o comportamento entre as soluções representadas pelo modelo HB, mais duas configurações diferentes foram avaliadas. Primeiramente, utilizando o mesmo número de Reynolds 200 no canal e o mesmo meio poroso MP20, foram realizados testes com outras duas vazões de fuga pela fratura para os fluidos GX10 e CBP10\*. A Figura 4.23 (a) mostra a evolução temporal das vazões de retorno para estes testes.

Na Figura 4.23 (b), que mostra a evolução temporal das pressões diferenciais ao longo da fratura para os mesmos testes, pode-se observar que o fluido GX10 resultou em pressões mais altas, após a abertura da fratura, para ambas as vazões de fuga, sendo que a diferença entre as pressões obtidas para o fluido CBP10\* foram mais acentuadas quanto menor a vazão de fuga analisada, i.e., para uma vazão de fuga de 5% a perda de carga gerada pelo escoamento na fratura utilizando o fluido GX10 foi praticamente o dobro do que utilizando-se o fluido CBP10\*, enquanto que, para uma vazão de fuga de 30% a diferença nas pressões foi de aproximadamente 15 %.

Este comportamento pode ser explicado pelo fato de que, como o fluido CBP10\* tem maior facilidade de invadir o meio poroso devido a menor viscosidade a taxas mais baixas, característica da região porosa onde o escoamento é restringido, quanto maior a vazão de fuga maior a quantidade de CBP10\* que invade o meio poroso, resultando em uma maior perda de carga. Enquanto que para vazões de fuga menores, 5%, a quantidade de escoamento na região porosa é semelhante para ambos os fluidos, de forma que a perda de carga observada deve-se mais predominantemente as características reológicas de cada fluido, logo, nestas condições o fluido GX10 apresenta valores ainda mais altos de pressão, como pode-se observar nos valores apresentados pela Tabela 4.9.

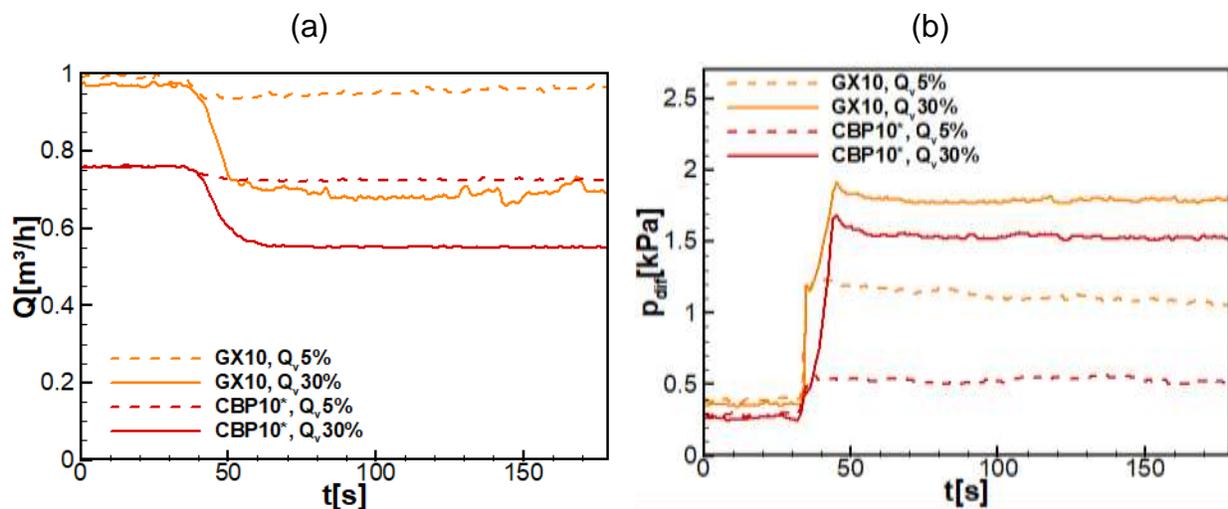


Figura 4.23 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando GX e CBP10\* como fluidos de trabalho para MP20 e  $Re = 200$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.9 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20 e  $Re = 200$ .

$Q_v$	Fluido	$Q_i$ [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [ $\text{m}^3/\text{h}$ ]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5%	<b>GX10</b>	0,993	0,004	0,963	0,006	0,386	0,008	1,070	0,011
	<b>CBP10*</b>	0,761	0,002	0,727	0,001	0,265	0,010	0,529	0,011
30%	<b>GX10</b>	0,971	0,003	0,706	0,005	0,357	0,005	1,789	0,010
	<b>CBP10*</b>	0,760	0,002	0,529	0,001	0,249	0,009	1,708	0,012

Outra comparação realizada para elucidar o comportamento entres estes dois fluidos foi feita utilizando a mesma vazão de fuga de 30% e o mesmo meio poroso MP20 para dois números de Reynolds distintos, 100 e 200. Os resultados das vazões de retorno e das pressões diferenciais ao longo da fratura para estes testes são apresentados pelas Figuras 4.24 (a) e 4.24 (b), respectivamente.

Pode-se observar mais uma vez a influência da velocidade do escoamento na perda de carga gerada na fratura, uma vez que para  $Re = 100$  a diferença nas pressões diferenciais entre os fluidos CBP10\* e GX10 é maior do que para os escoamentos com  $Re = 200$ . Logo, pode-se concluir que o aumento de número de Reynolds no canal resulta em maior invasão de CBP10\* no meio poroso, resultando em uma maior perda de carga, o que não ocorre com a mesma intensidade para o GX10 que é um fluido com viscosidade maior para as taxas de cisalhamento mais baixas.

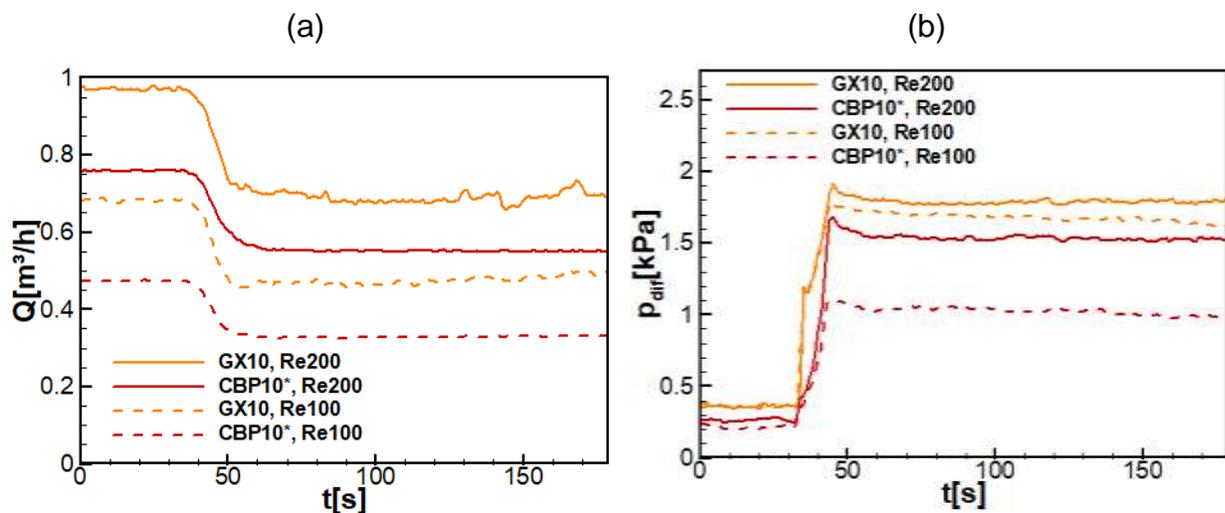


Figura 4.24 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando GX e CBP10\* como fluidos de trabalho para MP20 e  $Q_v = 30\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.10 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do fluido de trabalho com MP20 e  $Q_v = 30\%$ .

Re	Fluido	$Q_i$	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
		[ $\text{m}^3/\text{h}$ ]		[ $\text{m}^3/\text{h}$ ]					
100	GX10	0,684	0,003	0,494	0,006	0,367	0,013	1,633	0,014
	CBP10*	0,473	0,000	0,332	0,001	0,21	0,012	0,989	0,006
200	GX10	0,971	0,003	0,706	0,005	0,357	0,005	1,789	0,010
	CBP10*	0,760	0,002	0,529	0,001	0,249	0,009	1,708	0,012

Os resultados observados nas Figuras 4.22, 4.23 e 4.24 corroboram a ideia de que existe um efeito competitivo nas pressões diferenciais geradas devido à natureza reológica do fluido, representada pelo índice de lei de potência ( $n$ ) e pela tensão limite de escoamento ( $\tau_0$ ), e a perda de carga resultante da invasão deste fluido no meio poroso. Sendo que para vazões de fuga ( $Q_v = 5$  e  $30\%$ ) e números de Reynolds no canal ( $Re = 100$ ) mais baixos a influência das características do fluido é maior, porém a tendência observada é que a medida que a velocidade do escoamento e ou a vazão de fuga pela fratura aumentem, como no caso da Figura 4.22 (b) ( $Re = 200$  e  $Q_v = 50\%$ ), o fluido com menor viscosidade (CBP10\*) gera uma maior perda de carga por escoar com maior facilidade dentro da região porosa da seção de testes.

#### 4.3.5 Efeito da variação da abertura de células do meio poroso

A fim de analisar o efeito da abertura de células do meio poroso, foram utilizados meios porosos com duas medidas diferentes de abertura de células, 10 e 20 PPI (poros por polegada linear), Figura 3.15, representando formações com permeabilidades distintas e porosidades semelhantes, conforme apresentado na Seção 3.4.

Inicialmente foram realizados testes utilizando o fluido CBP10\* com número de Reynolds 100 no canal vertical e três vazões de fuga diferentes (5, 30 e 50%) para cada um dos meios porosos disponíveis, MP10 e MP20 (padrão). A Figura 4.25 (a) mostra a evolução temporal da vazão de retorno para estes testes, pode-se observar que a vazão de fuga intermediária para o meio poroso MP10 foi de 37%, devido a uma incoerência no funcionamento da válvula de controle, resultando em um acréscimo de pressão maior quando comparado ao mesmo teste realizado com o meio poroso MP20 com 30% de vazão de fuga.

Pode-se observar na Figura 4.25 (b), que mostra a evolução temporal da pressão diferencial ao longo da fratura, que para a vazão de fuga de 5%, a pressão foi maior quando utilizou-se o MP10 em comparação com o MP20 e, para a vazão de fuga de aproximadamente 30% a diferença tendeu a crescer ainda mais, mesmo descontando-se uma parcela devido a diferença de vazão de fuga obtida. Estes resultados mostram que, quanto maior a abertura de células do meio poroso, maior a quantidade de escoamento através dele e, conseqüentemente, maior a perda de carga observada na fratura.

Entretanto, para a maior vazão de fuga analisada, 50%, as medições obtidas indicaram perda de carga semelhante para ambos os meios porosos, sendo que o MP20 resultou em pressões diferenciais ligeiramente maiores. Isto pode ser melhor observado pelos valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial ao longo da fratura em função da vazão de fuga de fluido, para os testes de variação do meio poroso apresentados pela Tabela 4.11 e exibidos graficamente nas Figuras 4.26 (a), vazão, e 4.26 (b), pressão diferencial. A linha tracejada com símbolo cheio da Figura 4.26 (b), que representa a média das pressões diferenciais finais obtidas utilizando-se o MP10, é maior

do que a linha sólida com símbolo cheio (MP20) para os dois pontos iniciais ( $Q_v = 5$  e 30%), porém as linhas se cruzam de forma que a pressão se torna maior para  $Q_v = 50\%$ .

Para melhor analisar estes resultados com tendências distintas para vazões de fuga diferentes outras duas comparações foram realizadas entre os dois meios porosos. Utilizou-se o fluido CBP20\* para as mesmas configurações, número de Reynolds 100 no canal vertical e três vazões de fuga diferentes (5, 30 e 50%) para cada um dos meios porosos. Os resultados das medições de vazão de retorno do canal e pressão diferencial ao longo da fratura destes testes são apresentados pelas Figuras 4.27 (a) e 4.27 (b), respectivamente.

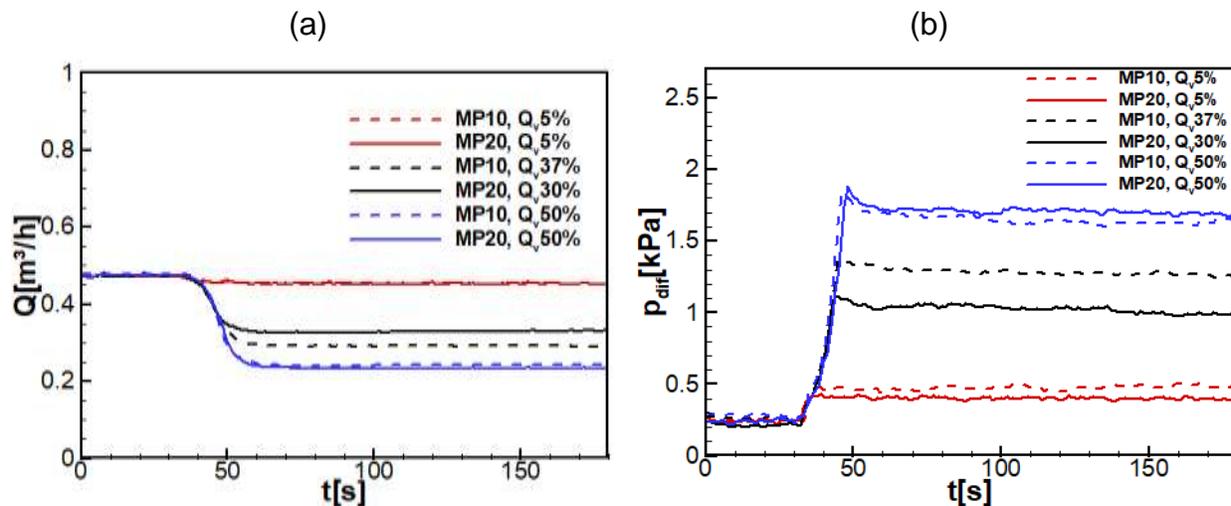


Figura 4.25 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP10,  $Re = 100$  e  $Q_v = 5, 30$  e  $50\%$ : (a) vazão de retorno; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.11 - Valores iniciais e finais de vazão de retorno e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP10 e  $Re = 100$ .

$Q_v$	MP	$Q_i$ [ $m^3/h$ ]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [ $m^3/h$ ]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5%	10	0,478	0,001	0,454	0,001	0,242	0,006	0,489	0,011
	20	0,473	0,002	0,453	0,001	0,246	0,011	0,397	0,009
30%	10	0,478	0,001	0,301	0,001	0,264	0,009	1,264	0,009
	20	0,473	0,000	0,332	0,001	0,213	0,012	0,989	0,006
50%	10	0,478	0,001	0,243	0,001	0,242	0,010	1,639	0,015
	20	0,475	0,001	0,234	0,000	0,237	0,009	1,738	0,008

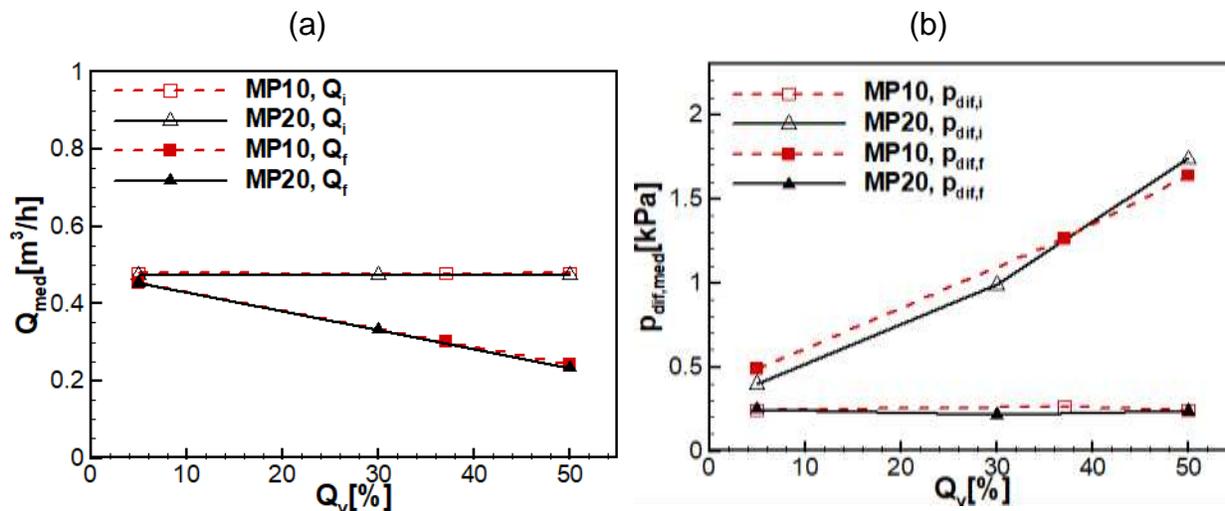


Figura 4.26 – Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP10 e  $Re = 100$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

Pode-se observar que para o fluido CBP20\*, que é mais viscoso em relação ao CBP10\*, independente da taxa de cisalhamento, para qualquer vazão de fuga pela fratura, a pressão diferencial sempre foi maior para o MP10 do que para o MP20, sendo que quanto maior foi a vazão de fuga maior foi a diferença entre a pressão diferencial utilizando-se o MP10 e o MP20, confirmando a ideia de que uma abertura de células maior permite que uma quantidade maior de fluido escoe pelo meio poroso e gere maior perda de carga ao longo da fratura.

Este comportamento fica ainda mais evidente analisando-se a Figura 4.28 que apresenta graficamente os valores iniciais e finais de vazão de retorno, (a), e pressão diferencial ao longo da fratura, (b), contidos na Tabela 4.12, para os testes em função da vazão de fuga para diferentes meios porosos. Nota-se, observando a Figura 4.28 (b), que a linha pontilhada que representa o aumento da pressão diferencial em função da vazão de fuga para o MP10 cresce com mais intensidade do que a linha cheia, que representa o mesmo aumento para o MP20.

Logo, para viscosidades mais elevadas, ficou claro a maior perda de carga gerada no meio poroso com maior abertura de células, MP10, pelo fato de permitir maior quantidade de escoamento dentro da região porosa.

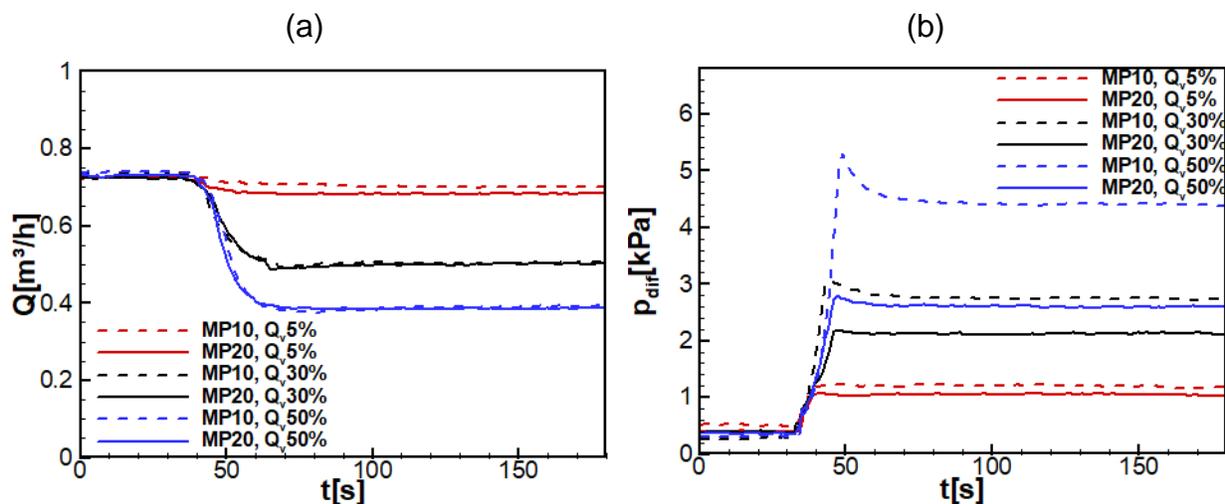


Figura 4.27 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP20\*,  $Re = 100$  e  $Q_v = 5, 30$  e  $50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.12 - Valores iniciais e finais de vazão no canal e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP20 e  $Re = 100$ .

$Q_v$	MP	$Q_i$ [m³/h]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [m³/h]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5%	10	0,739	0,001	0,701	0,001	0,520	0,006	1,174	0,012
	20	0,725	0,002	0,684	0,001	0,402	0,009	1,038	0,011
30%	10	0,737	0,001	0,506	0,002	0,269	0,006	2,740	0,011
	20	0,725	0,002	0,502	0,002	0,393	0,009	2,131	0,012
50%	10	0,740	0,001	0,393	0,002	0,308	0,006	4,393	0,009
	20	0,730	0,002	0,387	0,001	0,370	0,011	2,606	0,007

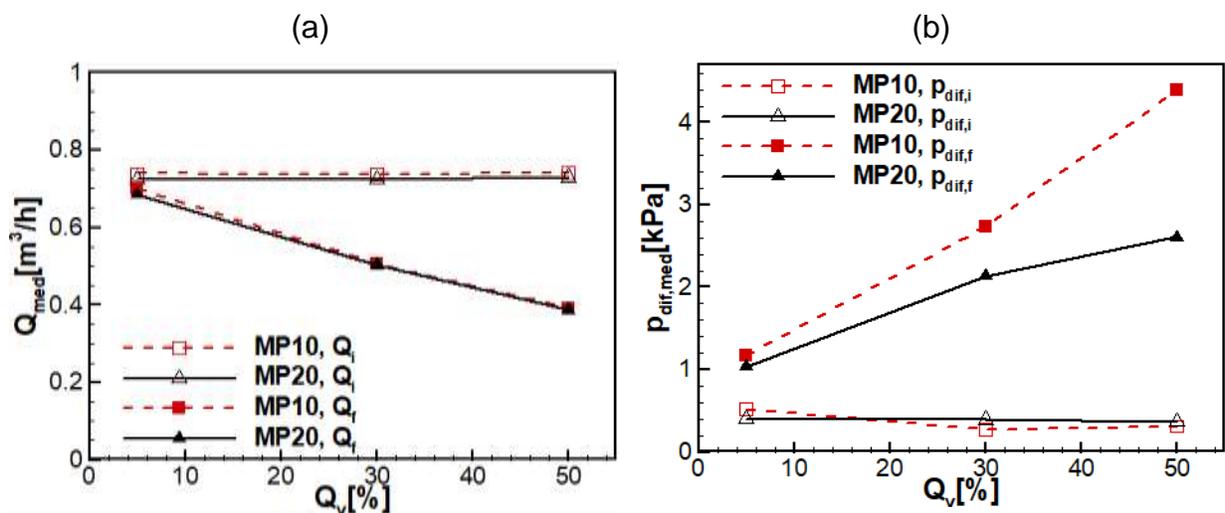


Figura 4.28 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP20 e  $Re = 100$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

Outra comparação entre os dois meios porosos foi realizada utilizando-se número de Reynolds 200 no canal vertical e três vazões de fuga diferentes (5, 30 e 50%) para o fluido CBP10\*. A Figura 4.29 (a) mostra a evolução temporal das vazões de retorno para estes testes, enquanto que a Figura 4.29 (b) mostra os resultados das medições das pressões diferenciais ao longo da fratura para os mesmos instantes.

Pode-se observar na Figura 4.29 (b) que para esta configuração, com  $Re$  no canal mais elevado, as pressões diferenciais para os meios porosos MP10 e MP20 são muito semelhantes para as vazões de fuga de 5 e 30 %, sendo que para a vazão de fuga de 50% é o MP20 que possui um maior ganho de pressão, sendo este ganho ainda mais perceptível do que nos testes com o mesmo fluido para  $Re=100$  no canal, Figura 4.25 (b). Este comportamento pode ser melhor observado na Figura 4.30 (b), que compara as medições iniciais e finais da pressão diferencial ao longo da fratura cujos resultados são apresentados na Tabela 4.13, juntamente com as vazões de retorno inicial e final que são mostradas graficamente na Figura 4.29 (a). A linha sólida (MP20) e a tracejada (MP10) com símbolos cheios se sobrepõem para as vazões de fuga de 5% e 30%, entretanto, para a vazão de 50% o crescimento da pressão diferencial utilizando-se o MP20 é mais acentuado.

Desta forma, para esta configuração de escoamento com maior velocidade no canal, os resultados sugerem que não existe diferenças significativas no escoamento através do meio poroso para as vazões de fuga mais baixas (5 e 30%) e que, para uma vazão de fuga elevada (50%), a perda de carga devido a maior restrição do MP20 em relação ao MP10 é a principal responsável pela pressão diferencial ao longo da fratura, levando em consideração que uma maior quantidade de fluido é forçada a escoar pelo meio poroso.

Com base nas três comparações apresentadas entre os meios porosos com abertura de células diferentes pode-se concluir que existem dois fatores que influenciam na perda de carga gerada ao iniciar o processo de perda de circulação. Um deles diz respeito ao fato de que um meio poroso com maior abertura de células (MP10) facilita o escoamento através dos poros, de forma que quando se tem o início a perda de fluido pela fratura, uma maior quantidade de fluido escoar pelo MP10, quando comparado ao MP20 de forma que as pressões diferenciais observadas são maiores.

Em contrapartida, para escoamentos com maior número de Reynolds no canal (200) e, principalmente, maiores vazões de fuga (50%), onde a quantidade de fluido que escoava através do meio poroso é semelhante, independentemente da abertura de células, o MP20 resulta em uma maior perda de carga devido ao fato de restringir mais o escoamento do que o MP10, ou seja, quando o fluido é forçado a escoar em direção ao meio poroso, quanto menor a abertura de células maior é a perda de carga resultante e consequentemente maiores as pressões diferenciais observadas.

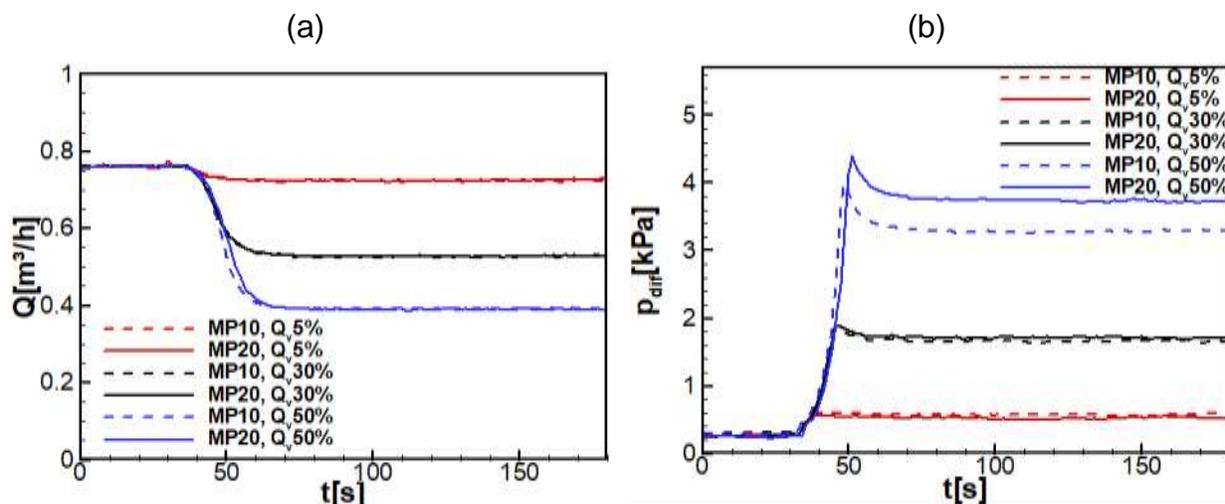


Figura 4.29 - Evolução temporal dos parâmetros medidos durante os testes de perda de circulação utilizando meios porosos diferentes para CBP10,  $Re = 200$  e  $Q_v = 5, 30$  e  $50\%$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

Tabela 4.13 - Valores iniciais e finais de vazão no canal e pressão diferencial na fratura para os testes de variação do meio poroso com CBP10 e  $Re = 200$ .

$Q_v$	MP	$Q_i$ [m³/h]	$\sigma_{Q_i}$	$Q_f$ [m³/h]	$\sigma_{Q_f}$	$p_i$ [kPa]	$\sigma_{p_i}$	$p_f$ [kPa]	$\sigma_{p_f}$
5%	10	0,762	0,001	0,724	0,002	0,308	0,010	0,581	0,010
	20	0,761	0,002	0,727	0,001	0,265	0,010	0,529	0,011
30%	10	0,762	0,001	0,527	0,001	0,292	0,009	1,668	0,010
	20	0,760	0,002	0,529	0,001	0,249	0,009	1,708	0,012
50%	10	0,762	0,002	0,393	0,001	0,294	0,011	3,302	0,009
	20	0,760	0,002	0,390	0,001	0,248	0,010	3,721	0,006

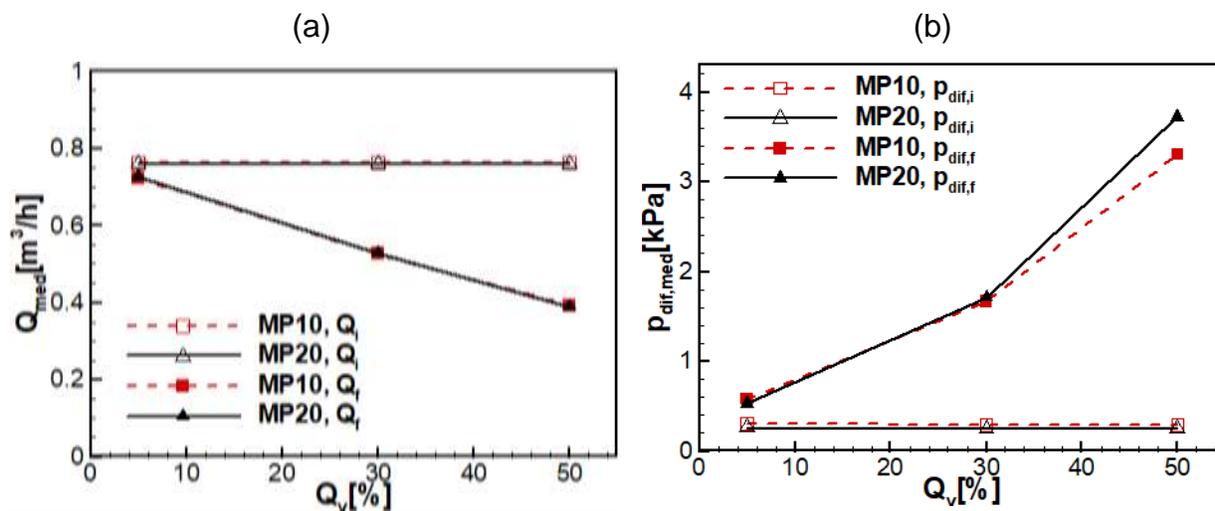


Figura 4.30 - Variação dos parâmetros medidos em função da vazão de fuga pela fratura para diferentes meios porosos com CBP10 e  $Re = 200$ : (a) vazão no canal; (b) diferencial de pressão na fratura.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi investigado experimentalmente o processo de perda de circulação utilizando-se fluidos não newtonianos em um canal parcialmente poroso e fraturado.

Os experimentos foram realizados a partir da reformulação de uma unidade experimental existente nas dependências do LaMP-CERNN-UTFPR, a fim de possibilitar a análise do efeito da formação rochosa durante o processo de perda de circulação, permitindo a utilização de fluidos não newtonianos e um melhor monitoramento de variáveis como vazão, pressão e temperatura durante a realização dos testes experimentais.

Primeiramente foram apresentados todos os componentes da unidade experimental utilizada para o desenvolvimento do estudo, desde as principais características dos equipamentos (bomba, tanque, instrumentos de medição instalados) até a seção de testes. Também foram apresentados os fluidos de trabalho (soluções aquosas de carbopol, goma xantana, CMC e glicerina) e os materiais porosos utilizados para representar a formação rochosa.

Antes de iniciar quaisquer testes, foi realizada a verificação da unidade experimental para garantir o bom funcionamento dos equipamentos e a coerência dos resultados obtidos. Os transmissores de pressão foram caracterizados e a calibração do medidor de vazão mássica do tipo coriolis foi verificada. Além disto, a incerteza de medição associada ao número de Reynolds do escoamento no canal da seção de testes foi calculada por expansões de Série de Taylor, resultando em 6,2%.

Testes preliminares foram realizados através do escoamento de água pela unidade, com o intuito de definir o melhor aproveitamento das tomadas de pressão diferencial e da velocidade de abertura da válvula de controle na análise das variáveis respostas do problema (diferencial de pressão na fratura e a vazão de retorno do canal ao longo do tempo). A partir dos resultados, foi determinada a maior distância possível entre as tomadas de pressão e a maior velocidade de abertura disponível como padrões.

Foram realizados ensaios reométricos utilizando-se o viscosímetro Fann 35A para obter-se as curvas de escoamento e viscosidade de cada fluido de trabalho na

temperatura aproximada de 20°C. Os dados obtidos para a curva de escoamento dos fluidos não newtonianos foram ajustados aos modelos Herschel-Bulkley (carbopol e goma xantana) e Lei de potência (CMC). Os parâmetros resultantes dos ajustes foram adicionados a programação em LabVIEW para determinação do número de Reynolds do escoamento no canal da seção de testes da unidade experimental.

Analisou-se então o escoamento de fluido não newtoniano no canal parcialmente poroso e fraturado para a caracterização do fenômeno de perda de circulação, variando-se os parâmetros: número de Reynolds no canal, vazão de fuga pela fratura, viscosidade do fluido, fluido de trabalho e abertura de células do meio poroso.

Com o aumento do número de Reynolds no canal constatou-se que a pressão diferencial na fratura também aumenta, porém, este acréscimo é mais pronunciado até  $Re=200$ , sendo mais brando para valores maiores. Logo, o aumento na velocidade do escoamento no canal, e conseqüente aumento na fratura, resulta em um aumento da pressão diferencial medida. Entretanto, para velocidades ainda maiores no canal, a velocidade do escoamento na fratura aumenta com menor intensidade, resultando em um acréscimo de pressão menos pronunciado.

Observou-se que a pressão diferencial tem crescimento praticamente linear com o aumento da vazão de fuga, atingindo valores maiores em comparação a variação do número de Reynolds. Desta forma, concluiu-se que variações na vazão de fuga apresentam maior influência sobre a pressão diferencial ao longo da fratura quando comparadas às variações do  $Re$ .

Para o fluido de trabalho pode-se observar que o aumento da pressão ao longo da fratura é proporcional ao aumento da viscosidade do fluido de forma praticamente linear. Enquanto que, para a comparação entre fluidos com características diferentes os resultados obtidos corroboram a ideia da existência de um efeito competitivo nas pressões diferenciais geradas devido à natureza reológica do fluido e a perda de carga resultante da invasão do fluido no meio poroso. Para vazões de fuga e  $Re$  mais baixos a influência das características do fluido é maior porém, a medida que a velocidade do escoamento e ou a vazão de fuga pela fratura aumentam, o fluido com menor viscosidade gera uma maior perda de carga por escoar com maior facilidade dentro da região porosa da seção de testes.

Com a variação da abertura de células do meio poroso pode-se concluir que o meio poroso com maior abertura de célula facilita o escoamento através dos poros, resultando em maiores pressões diferenciais ao longo da fratura. No entanto, para escoamentos com maiores vazões de fuga, meios porosos com menor abertura de célula, por restringir mais o escoamento, geram maior perda de carga e conseqüentemente maiores pressões diferenciais.

### **5.1 Sugestões para trabalhos futuros**

Uma alternativa para fornecer melhor entendimento sobre o escoamento através de meios porosos seria a utilização de amostras com geometria bem definida e porosidades de diferentes ordens de grandeza, permitindo a correlação com formações rochosas de características distintas.

Para aumentar a gama de estudos que podem ser realizados utilizando-se o atual aparato experimental sugere-se a substituição da seção de testes confeccionada em PVC e acrílico por outra composta de materiais mais resistentes como aço inox e vidro temperado, a fim de possibilitar o trabalho com pressões mais altas. Desta forma, seria possível utilizar soluções mais concentradas de fluidos não newtonianos e vazões mais altas durante os testes experimentais.

A seqüência destes estudos remete à adição de materiais particulados aos fluidos não newtonianos para estudar o processo de tamponamento da fratura e dos poros do meio poroso, que representa a formação rochosa, visando combater ou mitigar o fenômeno de perda de circulação.

Dentro deste escopo, existe a possibilidade de avaliar também o comportamento de materiais particulados comerciais empregados como materiais de perda de circulação (LCM – *Lost Circulation Materials*) nos testes de formação de leito de partículas, de forma a buscar maior proximidade com a realidade da indústria.

Outras variações que também podem ser testadas que são relevantes ao processo de perfuração são:

- fluidos não newtonianos mais complexos (e.g., viscoelásticos, tixotrópicos e fluidos de perfuração);
- diferentes morfologias de LCM;
- uso de partículas expansíveis (variação do diâmetro ao longo do tempo);
- meios porosos homogêneos.

As sugestões desta seção visam prover melhor entendimento do fenômeno de perda de circulação para a engenharia de reservatórios de petróleo, possibilitando a melhor seleção das propriedades de operação necessárias para o processo de vedação das fraturas, reduzindo o tempo e os custos do processo de perfuração, uma vez que a perda de fluido é identificada.

## REFERENCIAS

AL-FARIS, T. F. **Non-newtonian Oil Flow Through Porous Media**. The University of British Columbia, 1984.

ALMAGRO, S. P. B.; FRATES, C.; GARAND, J.; MEYER, A. Sealing fractures: Advances in lost circulation control treatments. **Oilfield Review Autumn**, v. 26, n. 3, p. 4–13, 2014.

ALSABA, M.; NYGAARD, R. Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification. **AADE Fluids Technical Conference and Exhibition**, n. August, p. 1–9, 2014.

ANDRADE, A.; MOURA, E. **Básico de Fluido de Perfuração**. Baker Hughes Incorporated, 2012.

ANDREATTA, L. V. R.; LAI, F. C. DE; FRANCO, A. T.; JUNQUEIRA, S. L. M. **Escoamento em Canal Parcialmente Poroso com Fraturas Discretas Proceedings of RIO OIL & GAS 2012**. Rio de Janeiro - RJ: 2012

ARI-ARMATUREN. **Operating and Installation Instructions. MUX-8A**Schloß Holte-StukenbrockAlbert Richter GmbH & Co. KG, 2016.

AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. **Drilling Engineering Handbook**. Tulsa: PennWell Corporation, 2007. v. II

BALMFORTH, N. J.; FRIGAARD, I. A.; OVARLEZ, G. Yielding to Stress: Recent Developments in Viscoplastic Fluid Mechanics. **Annual Review of Fluid Mechanics**, v. 46, n. 1, p. 121–146, 2014.

BARBOSA, M. V. **Análise Paramétrica de Escoamento Particulado Aplicado ao Preenchimento de Fraturas**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2015.

BARBOSA, M. V.; DE LAI, F. C.; JUNQUEIRA, S. L. M. **Numerical analysis of particulate flow applied to fluid loss control in fractured channels American Society of Mechanical Engineers, Fluids Engineering Division (Publication) FEDSM**. Washington DC, USA: 2016

BEAR, J. **Dynamic of fluids in porous media**. New York: Elsevier Publishing Company, 1972.

BEAVERS, G. S.; JOSEPH, D. D. Boundary conditions at a natural permeable wall.

**Journal of Fluid Mechanics**, v. 30, p. 197–207, 1967.

BEAVERS, G. S.; SPARROW, E. M.; MAGNUSON, R. A. Experiments on coupled parallel flows in a channel and a bounding porous medium. **Journal of Basic Engineering**, v. 92D, n. 4, p. 843 – 848, 1970.

BENCHABANE, A.; BEKKOUR, K. Rheological properties of carboxymethyl cellulose (CMC) solutions. **Colloid and Polymer Science**, v. 286, n. 10, p. 1173–1180, 2008.

BIRD, R. B.; ARMSTRONG, R. C.; HASSAGER, O. **Dynamics of polymeric liquids** New York John Wiley & Sons, 1987.

BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. **Transport phenomena**. New York: John Wiley & Sons, 2002.

BOMBETEC. **BMX-DF Agitadores/Misturadores BMIX** Diadema Bombetec Bombas Químicas Ltda, 2015.

BOURGOYNE JR, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR, F. S. **Applied Drilling Engineering**. 2. ed. Richardson, TX: SPE, 1991.

CALÇADA, L. A.; DUQUE NETO, O. A.; MAGALHÃES, S. C.; SCHEID, C. M.; BORGES FILHO, M. N.; WALDMANN, A. T. A. Evaluation of suspension flow and particulate materials for control of fluid losses in drilling operation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 131, p. 1–10, 2015.

CHEN, Y. L.; CAO, X. D.; ZHU, K. Q. A gray lattice Boltzmann model for power-law fluid and its application in the study of slip velocity at porous interface. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 159, n. 1–3, p. 130–136, 2009.

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. **Non-Newtonian flow in the process industries : fundamentals and engineering applications**. p. xiii, 436, 1999.

CIVAN, F. **Porous media transport phenomena**. John Wiley & Sons, 2011.

CLOETE, M. **Modelling of non-Newtonian fluid flow through and over porous media with the inclusion of boundary effects**. Stellenbosch University, 2013.

COLEMAN, H. W.; STEELE, W. G. **Experimentation, Validation and Uncertainty Analysis for Engineers**. Hoboken - NJ: John Wiley & Sons, 2009.

CONTEMP. **Manual De Instruções Técnicas** São Caetano do Sul - SP Contemp Ind. Com. e Serviços Ltda., 2015.

COOK, J.; GROWCOCK, F.; HODDER, M. Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation. **Oilfield Review**, v. 23, n. 4, p. 26–35, 2012.

CORDAZZO, J. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método EbFVM e Multigrid Algébrico**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.

DATWANI, A. **Review of Lost Circulation Mechanisms With the Focus on Loss to Natural and Drilling Induced Fractures**. Dalhousie University, 2012.

DAUBEN, D. L. **Non-Newtonian Flow Through Porous Media**. The University of Oklahoma, 1966.

DE LAI, F. C. **Simulação Numérica do Escoamento Particulado para o Preenchimento de Canal Fraturado**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, 2013.

DESHPANDE, A. P.; KRISHNAN, J. M.; SUNIAL KUMAR, P. . **Rheology of Complex Fluids**. New York: Springer, 2010.

DI GIUSEPPE, E.; CORBI, F.; FUNICIELLO, F.; MASSMEYER, A.; SANTIMANO, T. N.; ROSENAU, M.; DAVAILLE, A. Characterization of Carbopol® hydrogel rheology for experimental tectonics and geodynamics. **Tectonophysics**, v. 642, n. 1, p. 29–45, 2015.

**Diário do pré-sal.** Disponível em: <<https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg>>. Acesso em: 19 fev. 2018.

DIAS, R. **Análise do escoamento em canais parcialmente porosos e fraturados**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2010.

DOEBELIN, E. O. **Measurement Systems Application and Design**. 4ª ed. .New York: Mcgraw-Hill College, 1989.

ERNST, E. A.; HOOK, F. E. The Effect of Additives , Squeeze on the Slurry Pressure , Dehydration and Formation Permeability Rate of a Squeeze Cementing. 1969.

ESTERMANN, I. **Methods of Experimental Physics**. New York: New York Academic Press, 1959.

FANN. **Model 35 Viscometer Instruction Manual**. Houston, Texas: Fann Instrument Company, 2015. v. 207198

FENG, Y. **Fracture Analysis for Lost Circulation and Wellbore Strengthening**.

The University of Texas At Austin, 2016.

FENG, Y.; GRAY, K. E. Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 152, n. January, p. 511–522, 2017.

FERRAZ, A. S. F. . **Efeito da Distribuição Granulométrica de Partículas Sólidas e de Polímeros Aniônicos na Formação da Torta de Filtração e no Volume de Filtrado**. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ, 2014.

FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 7. ed.LTC, 2010.

FRIEDMAN, M. Porosity, Permeability, and Rock Mechanics - A Review. **The 17th U.S. Symposium on Rock Mechanics**, n. August, 1976.

GALA, D. M.; TORALDE, J. S. Managed Pressure Drilling 101: Moving Beyond “It’s Always Been Done That Way”. **The Way Ahead**, v. 7, n. 1, p. 12–14, 2011.

GRAY, G. R.; DARLEY, H. C. H. **Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids**. 4. ed.Houston, TX: Gulf Publishing Company, 1980.

GROWCOCK, F.; HARVEY, T. Drilling fluids. In: COMMITTEE, A. S. S. (Ed.). . **Drilling fluids processing handbook**. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing, 2005.

HALLIBURTON. **The Halliburton Baroid Ecosystem - Lost Circulation**. Disponível em: <<http://bit.ly/17204oV>>. Acesso em: 19 fev. 2018.

HOUWEN, O. H.; GEEHAN, T. Rheology of Oil-Base Muds. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 1986.

HOWARD, G. C.; SCOTT, P. P. An Analysis and the Control of Lost Circulation. **Journal of Petroleum Technology**, v. 3, n. 6, p. 171–182, 1951.

INMETRO. **Avaliação de dados de medição - Guia para expressão de incerteza de medição - GUM 2008**. Rio de Janeiro - RJ: INMETRO, 2012.

IRGENS, F. **Rheology and Non-Newtonian Fluids**. Springer, 2014.

KAVIANY, M. Principles of Heat Transfer in Porous Media. **Mechanical Engineering Series**, v. 53, n. 9, p. 726, 1995.

KELESSIDIS, V. C.; POULAKAKIS, E.; CHATZISTAMOU, V. Use of Carbopol 980 and carboxymethyl cellulose polymers as rheology modifiers of sodium-bentonite water dispersions. **Applied Clay Science**, v. 54, n. 1, p. 63–69, 2011.

KUMAR, A.; SAVARI, S. Lost Circulation Control and Wellbore Strengthening : Looking Beyond Particle Size Distribution. **Aade-11-Ntce-21**, n. 2010, 2011.

KUMAR, P.; VIKAS, J.; SAXENA, M. V. K. Study the Effects of Xanthan Gum and Aluminium Stearate on the Properties of Oil-in-Water Emulsion Drilling Fluids. p. 143–153, 2016.

LABVIEW. **National Instruments: LabView - Help**, 2016.

LAGE, J. L. **The Fundamental Theory of Flow Through Permeable Media from Darcy to Turbulence**. Dallas: Elsevier Science Ltd, 1997.

**Learntodrill**. Disponível em: <[www.learntodrill.com/sites/default/files/free-stuff-intro-to-drilling.jpg](http://www.learntodrill.com/sites/default/files/free-stuff-intro-to-drilling.jpg)>. Acesso em: 19 mar. 2018.

LI, S.; MA, Y.; FU, T.; ZHU, C.; LI, H. The viscosity distribution around a rising bubble in shear-thinning non-newtonian fluids. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, v. 29, n. 2, p. 265–274, 2012.

MACOSKO, C. W. **Rheology: Principles, Measurements and Applications**. Wiley-VCH, 1996. v. 86

MADLENER, K.; FREY, B.; CIEZKI, H. K. Generalized reynolds number for non-newtonian fluids. **Progress in Propulsion Physics**, v. 1, p. 237–250, 2009.

MAHMOUD, M. A. A. Slip velocity effect on a non-Newtonian power-law fluid over a moving permeable surface with heat generation. **Mathematical and Computer Modelling**, v. 54, n. 5–6, p. 1228–1237, 2011.

MARTINS, A. L. **Quantificação das Forças Resistivas no escoamento de Soluções Poliméricas em Meios Porosos e Seu Impacto na Engenharia de Poços de Petróleo**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

MARTINS, L. F. **Estudo da formação e estabilidade de tortas de filtração na perfuração de poços de petróleo**. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ, 2013.

**Matex**. Disponível em: <<http://www.matex-ccc.com>>. Acesso em: 5 mar. 2018.

MEIRA, R. E. C. P. **Estudo do escoamento de fluidos de Lei de potência e de Bingham em canal parcialmente poroso utilizando o método Lattice Boltzmann**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

MELTON, L. L.; SAUNDERS, C. D. Rheological Measurements of Non-Newtonian

Fluids. **Spe-716-G**, p. 196–201, 1956.

METROVAL. **Medidores Mássicos Coriolis** Nova Odessa Metroval Controles de Fluidos Ltda, 2007.

METZNER, A. B.; REED, J. C. Flow of Non-Newtonian Fluids-Correlation of the Laminar , Transition , and Turbulent-flow Regions. n. 4, 1955.

MORENO, R. B. Z. L.; BONET, J. E.; WALDMANN, A. T. A.; MARTINS, A. L. **Metodologia Para Obtenção De Dados Visando a Avaliação Da 4º PDPETRO**. Campinas, SP, 2007

MULLER, F. L.; DAVIDSON, J. F. Rheology of Shear Thinning Polymer Solutions. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 33, n. 10, p. 2364–2367, 1994.

MUSKAT, M. **The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media**. First ed. .Michigan: McGraw-Hill, 1946.

NASIRI, M.; JAFARI, I. Investigation of drilling fluid loss and its affecting parameters in one of the Iranian gas. **Bulgarian Chemical Communications**, v. 48, n. D, p. 306–312, 2016.

NATIONAL INSTRUMENTS. **NI CompactDAQ USB Data Acquisition Systems** National Instruments, 2012.

NAYBERG, T. M. Laboratory study of lost circulation materials for use in both oil-based and water-based drilling muds. **SPE Drilling Engineering**, v. 2, n. 3, p. 229–236, 1987.

NEBBALI, R.; BOUHADEF, K. Non-Newtonian fluid flow in plane channels: Heat transfer enhancement using porous blocks. **International Journal of Thermal Sciences**, v. 50, n. 10, p. 1984–1995, 2011.

NETZSCH. **Bomba Nemo BY** Pomerode Netzsch Fábrica Ind. e Com. Ltda., 2006.

NIELD, D. A; BEJAN, A. **Convection in Porous Media**. Third ed. .Springer, 2006. v. 24

NORDGA, H. M. Seal capacity estimation from subsurface pore pressures. p. 583–599, 2005.

OBRZUT, L. Q. **Análise Experimental de Escoamento Líquido-sólido para o Controle de Fuga de Fluido em Canal Fraturado**. Universidade Tecnológica Federal

do Paraná, 2015.

OLIVEIRA, J. L.; SOUZA, E. A. **Avaliação da efetividade do colchão de perda sealbond plus em fratura artificial**Rio de Janeiro - RJ, 2013.

PEREIRA, E. A.; BRANDAO, E. M.; BORGES, S. V.; MAIA, M. C. A. Effect of xanthan gum addition on the rheological properties of umbu fruit pulp. **Bol. Cent. Pesqui. Process. Aliment.**, v. 25, n. 2, p. 285–294, 2007.

PIAU, J. M. Carbopol gels: Elastoviscoplastic and slippery glasses made of individual swollen sponges. Meso- and macroscopic properties, constitutive equations and scaling laws. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 144, n. 1, p. 1–29, 2007.

POLETO, V. G. **Modelagem e simulação numérica da deposição de partículas em meio poroso: um estudo da formação de reboco durante a perfuração de poços de petróleo**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017.

POUMAERE, A.; MOYERS-GONZÁLEZ, M.; CASTELAIN, C.; BURGHELEA, T. Unsteady laminar flows of a carbopol@gel in the presence of wall slip. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 205, p. 28–40, 2014.

RÜCKEN. **Transmissor de Pressão Diferencial RTP420-DIF**São PauloRücken Instrumentação e Automação Industrial, 2014.

SCHNEIDER, C. L. **Estudo Experimental do Preenchimento de Fraturas com Escoamento Particulado em Canal Fraturado**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.

SENSE SENSORS & INSTRUMENTS. **Medição de Temperatura em Processos Industriais**. São Paulo - SP, 2015:

SILVA, R. A.; ASSATO, M.; DE LEMOS, M. J. S. Mathematical modeling and numerical results of power-law fluid flow over a finite porous medium. **International Journal of Thermal Sciences**, v. 100, p. 126–137, 2016.

SOUZA, E. A.; WALDMANN, A. T.; MARTINS, A. L.; VIANNA, A. M.; GONÇALVES, P. D.; LOMBA, R. F. **Optimizing rheologic properties to avoid diameter enlargement on oil wells VII Brazilian Conference on Rheology**. Curitiba-PR, 2015.

STAHLKE, B. R.; FRITOLI, G. S. **Projeto e Construção de Bancada Experimental para o Estudo de Escoamento Particulado em Canal Fraturado**. Universidade

Tecnológica Federal do Paraná, 2014.

SUYAN, K. M.; BANERKJEE, S.; DASGUPTA, D. Practical approach for preventing lost circulation while drilling. **Society of Petroleum Engineers**, 2007.

TAGHAVI, S. M.; ALBA, K.; MOYERS-GONZALEZ, M.; FRIGAARD, I. A. Incomplete fluid-fluid displacement of yield stress fluids in near-horizontal pipes: Experiments and theory. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 167–168, p. 59–74, 2012.

THOMPSON, R. L.; SOARES, E. J. Viscoplastic dimensionless numbers. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 238, p. 57–64, 2016.

VAFAI, K.; KIM, S. J. Fluid mechanics of the interface region between a porous medium and a fluid layer-an exact solution. **International Journal of Heat and Fluid Flow**, v. 11, n. 3, p. 254–256, 1990.

VAUSSARD, A.; MARTIN, M.; KONIRSCH, O.; PATRONI, J. M. **An experimental study of drilling fluids dynamic filtration 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers**. New Orleans, LA: 1986

WAHBA, E. M. Non-Newtonian fluid hammer in elastic circular pipes: Shear-thinning and shear-thickening effects. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, v. 198, p. 24–30, 2013.

WANG, H. **Near Wellbore Stress Analysis for Wellbore Strengthening**. University of Wyoming, 2007.

WHITCOMB, P. J.; MACOSKO, C. W.; EK, B. J. Rheology of Xanthan Gum Solutions. **Extracellular Microbial Polysaccharides**, p. 160–173, 1977.

WHITE, F. M. **Viscous Fluid Flow**. Second ed. .McGraw-Hill, 1991.

WIKA. **Flush Pressure Transmitter for Viscous and Solids-containing Media Model S-11**KlingerbergWika Alexander Wiegang SE & Co. KG., 2012.

XIN, X.; LI, Y.; YU, G.; WANG, W.; ZHANG, Z.; ZHANG, M.; KE, W.; KONG, D.; WU, K.; CHEN, Z. Non-Newtonian flow characteristics of heavy oil in the Bohai Bay oilfield: Experimental and simulation studies. **Energies**, v. 10, n. 11, 2017.

## **APÊNDICE A. VERIFICAÇÃO DA UNIDADE EXPERIMENTAL**

A verificação da unidade experimental é uma etapa essencial antes da realização de quaisquer testes para garantir o bom funcionamento dos equipamentos e a coerência dos resultados obtidos. Neste Apêndice são apresentados os procedimentos de verificação realizados que incluem o cálculo das principais incertezas de medição, a caracterização dos transmissores de pressão e a verificação da calibração do medidor de vazão mássica do tipo coriolis.

### **A.1. Cálculo das incertezas de medição**

A incerteza de medição é um parâmetro, associado ao resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem ser atribuídos ao valor da medida. A incerteza retrata a qualidade de uma medida de forma quantitativa (INMETRO, 2012).

Uma medição tem imperfeições que originam erro no resultado. Um erro possui dois componentes, um componente aleatório e um componente sistemático. O erro aleatório se origina de mudanças temporais ou espaciais de grandezas de influência, causando variações em observações repetidas do mensurando. Pode-se reduzir o erro aleatório aumentando-se o número de observações (INMETRO, 2012).

O erro sistemático afeta todos os dados de uma mesma maneira, logo uma mesma correção para toda a amostra é suficiente. Se um erro sistemático se origina de um efeito reconhecido, o efeito pode ser quantificado e, caso seja significativo, uma correção ou fator de correção pode ser aplicado para compensar o efeito (Estermann, 1959).

Um resultado experimental depende de muitas variáveis, usadas em alguma equação ou correlação. As incertezas de cada variável se propagam para a incerteza do resultado final. De forma que métodos para calcular a propagação de incertezas de várias variáveis em uma equação devem ser utilizados (Coleman e Steele, 2009). O método utilizado no presente trabalho é o Método por Série de Taylor (TSM).

Considerando que as incertezas de variáveis mensuráveis ( $X_1, X_2, \dots, X_n$ ) se propagam ao serem usadas em uma equação cujo resultado é representado por RES, de forma que:

$$\text{RES} = f(X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (\text{A.1})$$

Escrevendo uma variação em RES resultante de variações de  $X_1, X_2, \dots, X_n$  em Série de Taylor tem-se:

$$\delta \text{RES} = \frac{\partial \text{RES}}{\partial X_1} \delta X_1 + \frac{\partial \text{RES}}{\partial X_2} \delta X_2 + \dots + \frac{\partial \text{RES}}{\partial X_n} \delta X_n \quad (\text{A.2})$$

sendo que  $\delta X_1, \delta X_2, \dots, \delta X_n$  são as incertezas de  $X_1, X_2, \dots, X_n$ .

Dividindo-se a Eq.(A.2) por RES, obtém-se a incerteza correspondente. Entretanto, como as incertezas não atingem o máximo valor de forma simultânea, a incerteza de RES pode ser obtida pela raiz quadrada da soma das incertezas individuais, como apresenta a Eq.(A.3)

$$i_{\text{RES}} = \sqrt{\left(\frac{\partial \text{RES}}{\partial X_1} \frac{\delta X_1}{\text{RES}}\right)^2 + \left(\frac{\partial \text{RES}}{\partial X_2} \frac{\delta X_2}{\text{RES}}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial \text{RES}}{\partial X_n} \frac{\delta X_n}{\text{RES}}\right)^2} \quad (\text{A.3})$$

Para determinar a incerteza de medição através desta metodologia, considera-se que os instrumentos de medição estão calibrados, de forma que apenas os erros aleatórios são considerados.

## A.2. Caracterização dos transmissores de pressão

Para realizar a calibração estática dos transmissores de pressão, seguindo o procedimento descrito na Seção 3.3.2, foram mensurados os sinais de pressão correspondentes para quinze pontos diferentes de coluna d'água para cada um dos transmissores de pressão relativa.

A Tabela A.1 apresenta os valores obtidos para caracterização do transmissor de pressão relativa inferior (I-3), conforme a variação da altura de coluna d'água. A partir destes dados, plotou-se um gráfico de dispersão relacionando a corrente elétrica medida com a pressão devido à coluna d'água correspondente, como pode ser visualizado na Figura A.1. A curva de ajuste de regressão linear resulta na Eq.(A.4), que representa a função que relaciona a corrente elétrica (x) medida em mA com a pressão (y) em kPa. O coeficiente de regressão linear  $R^2$  obtido foi igual a 1,0000.

Tabela A.1 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão relativa inferior I-3.

<b>Coluna d'água (mm)</b>	<b>Pressão (kPa)</b>	<b>Corrente elétrica (mA)</b>
83	0,81	4,57
139	1,36	4,79
179	1,75	4,94
232	2,27	5,15
292	2,86	5,38
368	3,60	5,68
450	4,41	6,00
496	4,86	6,18
581	5,69	6,52
679	6,65	6,89
775	7,59	7,27
848	8,30	7,55
931	9,12	7,88
1020	9,99	8,25
1092	10,69	8,52

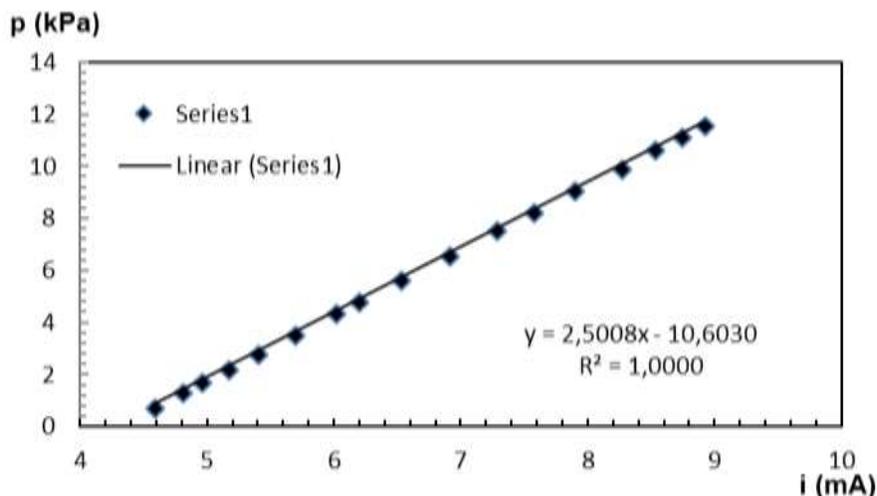


Figura A.1 - Caracterização estática do transmissor de pressão inferior I-3.

$$y = 2,5008x - 10,6030 \quad (\text{A.4})$$

Efetuada o mesmo procedimento para o transmissor de pressão relativa superior I-4 obteve-se, para caracterização estática, os valores apresentados na Tabela A.2. O gráfico de dispersão relacionando a corrente elétrica medida com a pressão devido à coluna d'água correspondente é apresentado na Figura A.2. A curva de ajuste de regressão linear resulta na Eq.(A.5) e o coeficiente de regressão linear  $R^2$  obtido foi igual a 0,9999.

$$y = 1,5695x - 6,6958 \quad (\text{A.5})$$

Para o medidor de pressão diferencial (I-5) é necessário coletar os dados de medidas de coluna d'água formada entre os pontos de tomada de pressão, por esta razão uma das tomadas de pressão foi aberta para a atmosfera, de modo que foram coletados os sinais correspondentes a quinze pontos diferentes equivalentes à pressão relativa.

A Tabela A.3 apresenta os valores obtidos para caracterização do transmissor de pressão I-5 e a Figura A.3 a curva de dispersão dos dados correspondentes. A Eq.(A.6) representa a função que relacionada a corrente elétrica transmitida com a diferença de pressão entre os pontos nos quais a pressão foi medida. O coeficiente de regressão linear  $R^2$  obtido foi 0,9987.

Tabela A.2 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão relativa superior I-4.

Coluna d'água (mm)	Pressão (kPa)	Corrente elétrica (mA)
74	0,72	4,73
134	1,31	5,10
174	1,70	5,41
221	2,16	5,64
287	2,81	6,05
377	3,69	6,61
443	4,34	7,02
518	5,07	7,48
580	5,68	7,87
657	6,43	8,36
740	7,25	8,88
835	8,18	9,47
922	9,03	10,02
1021	10,00	10,64
1116	10,93	11,25

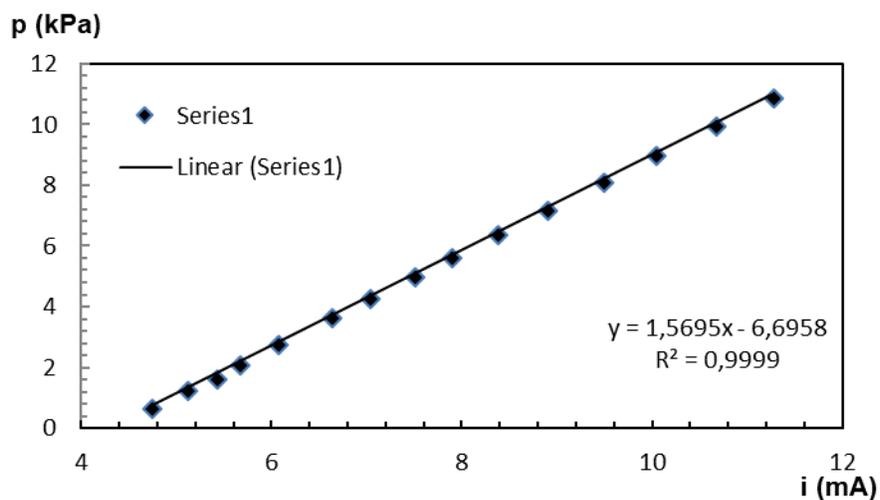


Figura A.2 - Caracterização estática do transmissor de pressão superior I-4.

$$y = 3,5429x - 14,1849 \quad (\text{A.6})$$

Tabela A.3 - Resultados obtidos na caracterização do transmissor de pressão diferencial I-5

Coluna d'água (mm)	Pressão (kPa)	Corrente elétrica (mA)
120	1,18	4,30
172	1,68	4,45
232	2,27	4,64
274	2,68	4,76
320	3,13	4,91
368	3,60	5,05
428	4,19	5,24
481	4,71	5,39
620	6,07	5,71
780	8,30	6,30
855	9,12	6,53
934	9,99	6,77
1004	10,69	6,99
1076	11,20	7,20
1122	11,65	7,35

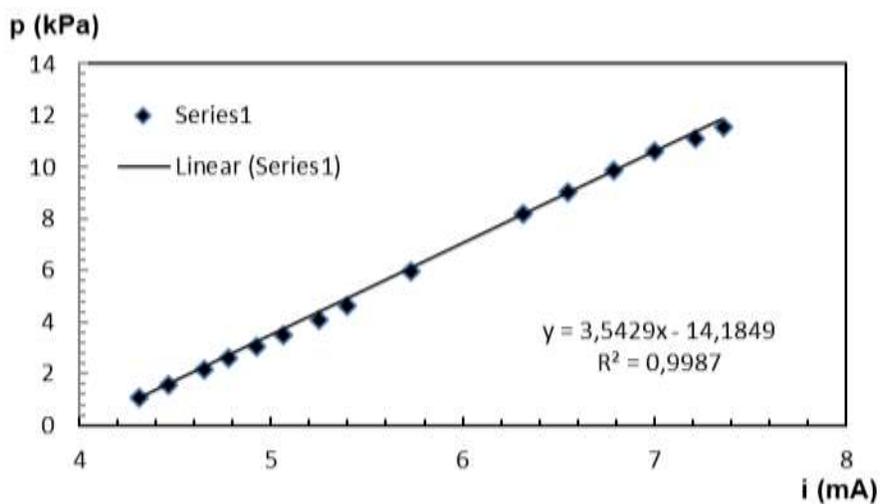


Figura A.3 - Caracterização estática do transmissor de pressão diferencial I-5.

### A.3. Verificação da calibração do medidor de vazão

Com o objetivo de verificar se a calibração do medidor de vazão mássica do tipo coriolis está correta realizou-se um teste que consiste em medir a vazão da bomba manualmente, determinando a quantidade mássica de água que preenche um balde graduado de capacidade máxima de 8 L durante um período de tempo estipulado. A mangueira de retorno foi desconectada para que a água fosse coletada no balde.

Três valores diferentes de frequência de operação da bomba foram selecionados no LabVIEW para verificar o funcionamento em faixas de vazão diferentes. A bomba foi ligada e, após atingir o regime permanente, iniciou-se a coleta de água ao mesmo tempo em que foi iniciado o cronômetro. Após determinado tempo, o balde foi retirado, a cronometragem foi interrompida e a bomba foi desligada. O procedimento foi repetido três vezes para cada um dos valores de frequência do motor da bomba helicoidal: 20 Hz, 30 Hz e 40Hz.

A água coletada foi pesada, utilizando-se uma balança de precisão de 0,1 g, subtraindo a massa do balde. Conhecida a massa de líquido coletado, a vazão mássica foi calculada através da seguinte equação:

$$\dot{m}_{\text{man}} = \frac{m_{\text{liq}}}{t_{\text{medido}}} \quad (\text{A.7})$$

sendo  $m_{\text{liq}}$  a massa de líquido coletado e  $t_{\text{medido}}$  o tempo medido de coleta de massa de líquido.

A vazão volumétrica,  $Q$ , pode ser calculada considerando a massa específica da água como aproximadamente  $\rho = 999 \text{ kg/m}^3$ . A repetibilidade do teste foi demonstrada pelo cálculo da variação em relação à média, utilizando-se a seguinte relação:

$$\text{var \%}_{\text{vazão}} = \frac{Q_{\text{man}} - Q_{\text{med}}}{Q_{\text{med}}} \quad (\text{A.8})$$

sendo  $Q_{\text{man}}$  a vazão volumétrica medida manualmente e  $Q_{\text{med}}$  a média dos três valores de vazão medida manualmente para um valor de frequência de operação da bomba. A variação percentual entre a média das vazões medidas manualmente e as vazões indicadas pelo medidor pode ser calculada através da Eq.(A.9).

$$\text{var \%}_{\text{cor}} = \frac{Q_{\text{cor}} - Q_{\text{med}}}{Q_{\text{med}}} \quad (\text{A.9})$$

A Tabela A.4 apresenta o resultado de todas as medições realizadas e das variações percentuais calculadas. Pode-se observar que o máximo desvio percentual absoluto entre as vazões medidas manualmente e pelo medidor de vazão mássica do tipo coriolis foi de 5%. Logo, o equipamento está calibrado e em boas condições para ser utilizado durante a realização dos testes experimentais.

Tabela A.4 – Resultados dos testes de medição de vazão.

Frequência da bomba	20Hz			30Hz			40Hz		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Teste									
Massa de água [g]	3351	3264	3265	3326	3375	3367	2964	2711	2698
Tempo [s]	41	41	41	27	27	27	15	15	15
$\dot{m}_{\text{man}}$ [g/s]	81,73	79,61	79,63	123,18	125,00	124,70	197,60	180,73	179,87
$Q_{\text{man}}$ [m <sup>3</sup> /h]	0,295	0,287	0,287	0,444	0,450	0,449	0,712	0,651	0,648
$Q_{\text{med}}$ [m <sup>3</sup> /h]		0,289			0,448			0,671	
var % <sub>vazão</sub>	2%	-1%	-1%	-1%	1%	0%	6%	-3%	-3%
$Q_{\text{cor}}$		0,298			0,439			0,637	
var % <sub>cor</sub>		3%			-2%			5%	

## APÊNDICE B. ELABORAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS DE TRABALHO

A seguir é detalhado o processo de elaboração e caracterização dos fluidos de trabalho utilizados ao longo da realização dos testes experimentais.

Com base em testes realizados previamente a este estudo, em amostras menores, concluiu-se que para atingir as viscosidades desejadas, a taxa de aproximadamente  $1000 \text{ s}^{-1}$ , é necessário utilizar as concentrações apresentadas na Tabela 3.14.

As curvas de escoamento dos fluidos apresentados na seção 4.2, foram obtidas através do procedimento descrito na Seção 3.5. Todas as curvas foram obtidas a  $20^\circ\text{C}$ .

### B.1. Soluções aquosas de carbopol

Inicialmente foram realizados os testes utilizando soluções aquosas de carbopol como fluido de trabalho. Para isto foi utilizado gel clínico da empresa RMC, que possui carbopol em sua composição.

O primeiro fluido preparado foi o CBP10 com 15% de gel clínico adicionado a água. Foram adicionados 5 litros de gel clínico em 28 litros de água e a solução foi misturada durante 1 hora no tanque misturador para homogeneização. Após este período de tempo foram realizados os testes no viscosímetro para determinação da curva de escoamento. A Tabela B.1 apresenta os resultados obtidos no Fann 35A para este que foi considerado o fluido padrão durante os testes experimentais, sendo que  $N$  representa a rotação imposta [rpm],  $\Theta_{\text{med}}$  a média das três medições obtidas do ângulo de deflexão,  $\tau$  a tensão [Pa],  $\dot{\gamma}$  a taxa de cisalhamento [ $\text{s}^{-1}$ ] e  $\mu$  a viscosidade calculada.

Tabela B.1 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP10.

$N$ [rpm]	$\Theta_{\text{med}}$ [°]	$\dot{\gamma}$ [ $\text{s}^{-1}$ ]	$\tau$ [Pa]	$\mu$ [cP]
3	2,5	5,11	0,99	194,30
6	4	10,21	1,59	155,44
100	9,5	170,23	3,77	22,15
200	13,5	340,46	5,36	15,74
300	18	510,69	7,14	13,99
600	28	1021,38	11,11	10,88

Após a realização de todos os testes previstos com o fluido CBP10 foi preparada uma nova solução aquosa de carbopol (CBP20), devido a rápida degradação deste tipo de fluido. Para tanto, foram adicionados 10 litros de gel clínico em 40 litros de água, resultando em uma solução com 20 % de volume de gel. A Tabela B.2 apresenta os resultados dos testes reológicos realizados para o fluido CBP20 posteriormente ao período de homogeneização.

Tabela B.2 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP20.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	5,5	5,11	2,18	427,45
6	7,5	10,21	2,98	291,44
100	19,5	170,23	7,74	45,47
200	27,5	340,46	10,91	32,06
300	34,5	510,69	13,69	26,81
600	51	1021,38	20,24	19,82

Como os testes com o fluido CBP20 foram realizados mais rapidamente devido a menor quantidade, 40 litros de água foram adicionados ao mesmo fluido para atingir a concentração de aproximadamente 10 % de gel clínico e formar o fluido CBP05. A nova solução foi misturada por 1 hora para a realização de novos testes reológicos. A Tabela B.3 apresenta os resultados obtidos para reologia do fluido CBP05.

Tabela B.3 – Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP05.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	2	5,11	0,79	155,44
6	2,5	10,21	0,99	97,15
100	5,5	170,23	2,18	12,82
200	8	340,46	3,17	9,33
300	10	510,69	3,97	7,77
600	15,5	1021,38	6,15	6,02

Finalizados os testes com as soluções aquosas de carbopol, a unidade experimental foi higienizada circulando-se água a vazão máxima durante 3 horas e o tanque com misturador lavado com água e detergente para total remoção de restos de carbopol.

Posteriormente a realização dos testes experimentais com todos os demais fluidos de trabalho, duas novas soluções aquosas de carbopol foram preparadas para analisar

os efeitos da variação da abertura de células dos meios porosos. Para isto, foi formulada uma segunda solução com 20% de volume de gel comercial em água, adicionando-se 5 litros de gel à 20 litros de água que foi denominada CBP20\*. Após os testes com esta solução terem sido realizados, mais 10 litros de água foram adicionados para obter-se uma nova solução com 15% de volume de gel em água, denominada CBP10\*. As Tabelas Tabela B.4 e Tabela B.5 apresentam os resultados dos testes reológicos para os fluidos CBP20\* e CBP10\*, respectivamente.

Tabela B.4 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP20\*.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	5,5	5,11	2,18	427,45
6	7	10,21	2,78	272,01
100	19	170,23	7,54	44,30
200	27,5	340,46	10,91	32,06
300	34	510,69	13,49	26,42
600	50,5	1021,38	20,04	19,62

Tabela B.5 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CBP10\*.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	2,5	5,11	0,99	194,30
6	3	10,21	1,19	116,58
100	9,5	170,23	3,77	22,15
200	14	340,46	5,56	16,32
300	18	510,69	7,14	13,99
600	28	1021,38	11,11	10,88

## B.2. Solução aquosa de CMC

O próximo fluido preparado foi o CMC10, que consistiu em adicionar 60g do pó do aditivo polimérico em 35 litros de água, atingindo a concentração de 0,002 g/cm<sup>3</sup> de CMC. Devido a maior dificuldade de dissolver o polímero, o período de agitação antes da realização dos testes reológicos foi de 2 horas. A Tabela B.6 apresenta os resultados obtidos para a reologia da solução aquosa de CMC.

Após os testes com o CMC10, a unidade experimental foi novamente higienizada com o mesmo procedimento.

Tabela B.6 - Resultados dos testes reológicos para o fluido CMC10.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	2,5	5,11	0,99	194,30
6	4,5	10,21	1,79	174,87
100	11	170,23	4,37	25,65
200	15,5	340,46	6,15	18,07
300	19,5	510,69	7,74	15,16
600	27,5	1021,38	10,91	10,69

### B.3. Solução aquosa de goma xantana

Na sequência preparou-se o fluido GX10 adicionando-se 165g de pó do aditivo polimérico goma xantana em 55 litros de água, de maneira a atingir a concentração de 0,003 g/cm<sup>3</sup> de goma xantana. Esta solução foi homogeneizada durante 2 horas para a realização dos testes no viscosímetro. A Tabela B.7 apresenta os resultados dos testes reológicos para o fluido GX10.

Tabela B.7 - Resultados dos testes reológicos para a solução GX10.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	7,5	5,11	2,98	582,89
6	8,5	10,21	3,37	330,30
100	14,5	170,23	5,75	33,81
200	17,5	340,46	6,95	20,40
300	20,5	510,69	8,14	15,93
600	27,5	1021,38	10,91	10,69

### B.4. Solução aquosa de glicerina

Finalmente, após uma nova etapa de higienização da unidade experimental, foi preparada uma solução aquosa de glicerina com concentração mássica de 60% de glicerina. O fluido GLI10 consistiu em adicionar 20kg de glicerina bidestilada em 13 litros de água. A Tabela B.8 apresenta os resultados obtidos para os testes reológicos do fluido GLI10 realizados após o período de 1 hora de homogeneização.

Tabela B.8 - Resultados dos testes reológicos para a solução GLI10.

<b>N [rpm]</b>	<b><math>\Theta_{med}</math> [°]</b>	<b><math>\dot{\gamma}</math> [s<sup>-1</sup>]</b>	<b><math>\tau</math> [Pa]</b>	<b><math>\mu</math> [cP]</b>
3	1,5	5,11	0,59	116,58
6	2	10,21	0,79	77,72
100	4,5	170,23	1,79	10,49
200	9	340,46	3,57	10,49
300	13	510,69	5,16	10,10
600	26	1021,38	10,12	10,10

### B.5. Determinação da massa específica dos fluidos de trabalho

A massa específica de todos os fluidos elaborados foi determinada conforme o procedimento descrito na Seção 3.5, sendo que o recipiente de volume fixo utilizado foi um picnômetro de 50ml com 35g.

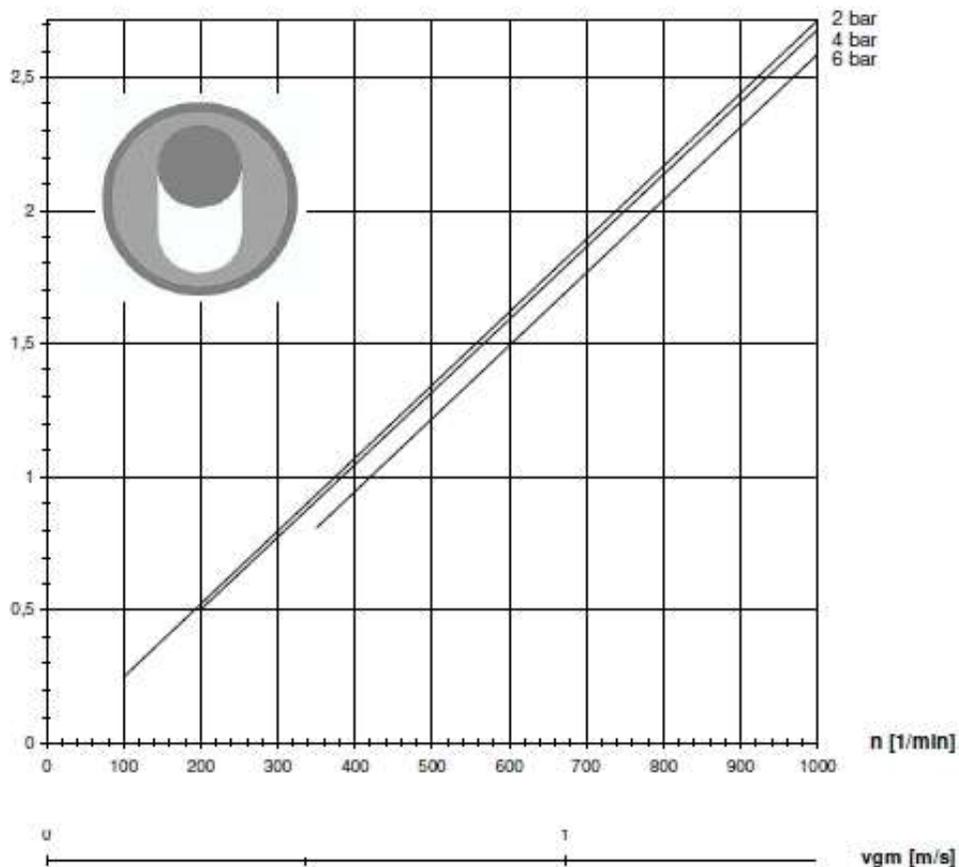
A Tabela B.9 apresenta os resultados de massa específica obtidos para todos os fluidos de trabalho, sendo que  $m_{med}$  representa a média entre três medições da massa da solução descontando-se a massa do recipiente e  $\rho_s$  a massa específica obtida da solução.

Tabela B.9 – Resultados das medições de massa específica de todos os fluidos de trabalho.

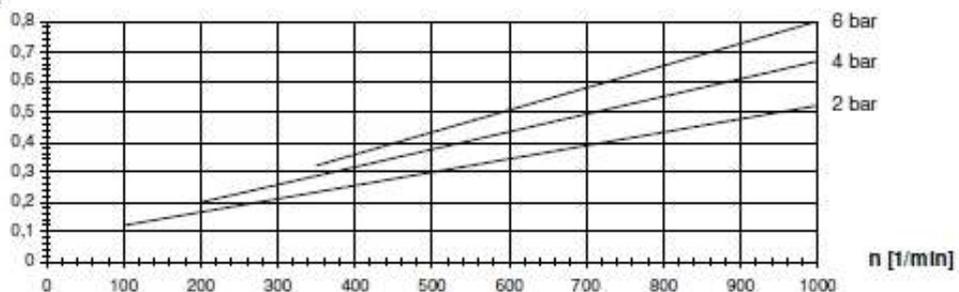
<b>Fluido</b>	<b><math>m_{med}</math> [g]</b>	<b><math>\rho_s</math> (20° C) [kg/m<sup>3</sup>]</b>
CBP05	50,98	1019,6
CBP10	51,00	1020
CBP10*	51,00	1020
CBP20	51,01	1020,2
CBP20*	51,01	1020,2
CMC10	51,10	1022
GX10	51,03	1020,6
GLI10	58,90	1178

## **ANEXO A. CURVA CARACTERÍSTICA DA BOMBA HELICOIDAL**

A curva de pressão em função da vazão (ou curva característica) da bomba é fundamental para correlacionar os valores de vazão com pressão de bombeamento. Este anexo apresenta a curva característica, fornecida pela empresa Netzsch, da bomba helicoidal Nemo NM 021BY, utilizada para realização dos testes experimentais. A curva correspondente é a que possui pressão máxima de trabalho de 2 bar.

**NM021--01L**Curva Característica / Performance Curve  
Material do Estator/ elastomer quality: standard**NETZSCH**Q [m<sup>3</sup>/h]

P [kW]



Torque de Partida / starting torque T(L) = 10 Nm

Pressure/pressure	T
2 bar	10 Nm
4 bar	11 Nm
6 bar	12 Nm

Valores válidos para Água (1 cP) a 20 °C. Tolerância conforme VDMA 24284 (+10%/-5%).  
Valid for water (1 cP) at 20 °C (70 °F). Tolerances are in accordance with VDMA 24284 (+10%/-5%).

Rev.: 01/2011 Alterações Técnicas Reservadas / Technical changes reserved

www.netzsch.com.br

## **ANEXO B. PROCEDIMENTO PARA INICIAR O FUNCIONAMENTO DA UNIDADE EXPERIMENTAL**

Este anexo apresenta o Procedimento Operacional Padrão desenvolvido pelo Laboratório de Meios Porosos do CERNN com o objetivo de padronizar a operação de iniciar o funcionamento da unidade experimental utilizada para realização dos testes de perda de circulação em canal fraturado e formação de leito de partículas.

		<b>PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO - POP</b>			Página 01
Código CERNN-LAMP-POP001	Data de emissão 21/04/2018	Data de vigência 21/04/2018	Próxima revisão 21/10/2018	Versão nº 002	
<b>LABORATÓRIO DE MEIOS POROSOS</b>					
<b>PROCEDIMENTO PARA INÍCIO DO FUNCIONAMENTO DO APARATO EXPERIMENTAL</b>					

### OBJETIVO

O objetivo deste procedimento é estabelecer e listar as etapas necessárias para iniciar o funcionamento do aparato experimental para o estudo de perda de circulação em meios porosos fraturados, pertencente ao Laboratório de Meios Porosos, situado nas dependências do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos.

### APLICAÇÃO

Este POP aplica-se a todos os alunos que trabalham diretamente com os testes realizados no aparato experimental.

### CONTEÚDO

O aparato experimental pertencente ao Laboratório de Meios Porosos do Centro de Pesquisas em Reologia e Fluidos Não Newtonianos é um aparato complexo e que demanda conhecimento técnico sobre os equipamentos que o compõe. Portanto, iniciar o funcionamento deste aparato para a realização de testes requer cuidado com a ordem de execução de cada etapa, conforme é descrito neste POP.

Os componentes do aparato experimental são indicados conforme a Figura 1 e listados na Tabela 1. A Figura 2 apresenta um esquema do circuito hidráulico do aparato experimental.

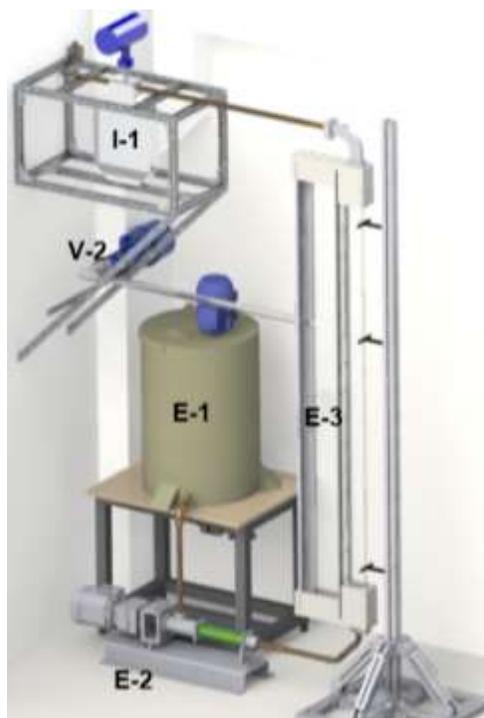


Figura 1 – Projeto do circuito experimental.

		<b>PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO - POP</b>			Página 01
Código CERNN-LAMP-POP001	Data de emissão 21/04/2018	Data de vigência 21/04/2018	Próxima revisão 21/10/2018	Versão nº 002	
LABORATÓRIO DE MEIOS POROSOS					
<b>PROCEDIMENTO PARA INÍCIO DO FUNCIONAMENTO DO APARATO EXPERIMENTAL</b>					

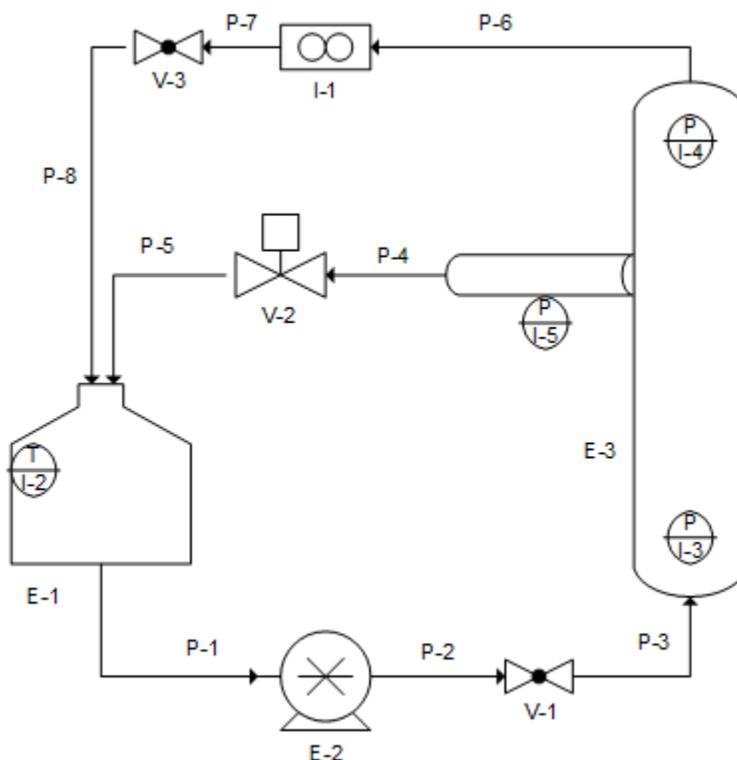


Figura 2 – Esquema hidráulico do circuito experimental.

Tabela 1 – Descrição dos itens do circuito experimental.

<b>Sigla</b>	<b>Descrição</b>
E-1	Tanque misturador
E-2	Bomba helicoidal
E-3	Seção de testes
I-1	Medidor de vazão mássica coriolis
I-2	Termopar
I-3	Transmissor de pressão relativa inferior
I-4	Transmissor de pressão relativa superior
I-5	Transmissor de pressão diferencial
P-1	Tubulação de sucção
P-2	Tubulação de recalque
P-3	Tubulação de entrada na seção de testes
P-4	Tubulação de saída da fratura

		<b>PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO - POP</b>			Página 01
Código CERNN-LAMP-POP001	Data de emissão 21/04/2018	Data de vigência 21/04/2018	Próxima revisão 21/10/2018	Versão nº 002	
<b>LABORATÓRIO DE MEIOS POROSOS</b>					
<b>PROCEDIMENTO PARA INÍCIO DO FUNCIONAMENTO DO APARATO EXPERIMENTAL</b>					

P-5	Mangueira de retorno da fratura
P-6	Tubulação de saída da seção de testes
P-7	Tubulação de saída do medidor de vazão
P-8	Mangueira de retorno da seção de testes
V-1	Válvula de limpeza da tubulação
V-2	Válvula de controle de vazão na fratura
V-3	Válvula para calibração do medidor de vazão

### **ETAPAS PARA INICIAÇÃO DO APARATO EXPERIMENTAL 2 (canal fraturado)**

1. Abrir as válvulas V-1 e V-3
2. Abrir software LabVIEW
3. No quadro Q-2, ligar a régua de energia.
4. No quadro Q-1, ligar disjuntores “Geral”, “Bomba 1”, “Misturador 1” e “aquisição dados”
5. Iniciar programa “Comando Equipamentos” no LabVIEW.
6. Ajustar a frequência de rotação do agitador e iniciar seu funcionamento através do programa.
7. Aguardar a homogeneização da solução por aproximadamente 5 minutos.
8. No programa “Comando Equipamentos” verificar o sentido da rotação da bomba e selecionar “horário”.
9. Iniciar o funcionamento da bomba na frequência correspondente a vazão desejada
10. Iniciar programa “Canal fraturado” no LabVIEW.
11. No diagrama de blocos do LabVIEW, ajustar tempo e frequência de gravação de dados para os valores desejados
12. Manter o escoamento em regime permanente por aproximadamente 2 minutos
13. Iniciar gravação de dados de teste no LabVIEW
14. Abrir válvula de controle V-2 na porcentagem desejada através do programa “Comando Equipamentos”