



**Roberto Alves de Lima Junior**

**Estudo numérico do problema de invasão de  
fluidos do poço para o reservatório e  
influência de parâmetros reológicos neste  
processo.**

**Projeto de Graduação**

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador : Mônica Feijó Naccache  
Co-Orientador: Aline Amaral Quintella Abdu

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2018

## Agradecimentos

Agradeço a minha orientadora e minha coorientadora pela paciência e pelo apoio dado a mim durante todo o processo deste trabalho.

Agradeço também aos professores da PUC-Rio, que, através do profissionalismo e dedicação contribuíram para a minha evolução, tanto como pessoa como profissional.

Por fim, agradeço também a minha família, amigos e a todos que participaram de alguma maneira na minha vida, pois sem vocês seria impossível chegar a este ponto.

## Resumo

**Estudo numérico do problema de invasão de fluidos do poço para o reservatório e influência de parâmetros reológicos neste processo.**

A invasão de fluidos do poço para o reservatório é um problema grande nos processos de perfuração de poços de petróleo, pois causa um aumento considerável no custo da operação, bem como no tempo para a realização do mesmo. Em um poço de petróleo é comum que a rocha perfurada tenha porosidades, e através delas o fluido que é utilizado tanto para manter a integridade estrutural do canal como para a retirada dos sedimentos da perfuração, penetra, e com isso há uma perda considerável deste material durante o processo. Neste trabalho, serão realizadas simulações numéricas para a determinação da relação entre vazão e queda de pressão através de uma fenda, a fim de estudar o fenômeno de perda de fluido de perfuração do poço para o reservatório. As simulações são realizadas pelo método de volumes finitos, utilizando o software OpenFOAM, e os resultados obtidos serão comparados com os valores obtidos através de experimentos realizados na PUC-Rio. As simulações foram realizadas para fluidos com diferentes tipos de comportamento, tais como a glicerina, que tem comportamento Newtoniano e misturas de fluidos de perfuração com Laponita, CMC e PAM em diferentes concentrações. Uma vez em que as misturas em questão não possuem comportamento Newtoniano, será utilizado o modelo Power-Law para a determinação da viscosidade do fluido.

## Palavras-chave

Fluido de perfuração; Fluido não newtoniano; Perfuração de poço de petróleo; Power-Law; Invasão de fluidos; Perda de circulação;

## **Abstract**

### **Numerical study of the invasion of well fluids into the reservoir problem and the influence of rheological parameters in this process.**

Invasion of fluids from the well to the reservoir is a problem encountered in all oil well drilling processes, as it causes a considerable increase in the cost of the operation as well as in the time for its completeness. In an oil well it is common for perforated rock to have porosities, and through them the fluid, which is used both to maintain the structural integrity of the channel and to withdraw the sediments from the perforation, penetrates, and with this there is a considerable loss of the fluid during the process. In this work, numerical simulations are performed to determine the relationship between flow and pressure drop through a slit in order to study the phenomenon of drilling fluid loss from the well to the reservoir. The simulations are performed using the finite volume method and the OpenFOAM software. The results obtained are compared to the values obtained through experiments conducted at PUC-Rio. The simulations were performed for fluids with different mechanical behavior, such as glycerin, which presents a Newtonian behavior and mixtures of drilling fluids with Laponite, CMC and PAM in different concentrations. Since the mixtures in question do not present Newtonian behavior, the Power-Law model will be used to determine the viscosity of the fluid.

## **Keywords**

drilling fluid; non newtonian fluid; Oil well drilling; Power-Law; Fluid loss; Loss of circulation.

## Sumário

1	Introdução	<b>9</b>
1.1	Motivação	9
1.2	Revisão bibliográfica	10
1.3	Objetivo	11
2	Bancada experimental	<b>12</b>
3	Análise numérica	<b>14</b>
3.1	Equações Governantes	14
3.2	Software	15
3.3	Controle de soluções e esquemas numéricos utilizados	16
3.4	Reologia	18
4	Caso newtoniano: Glicerina	<b>25</b>
5	Caso não newtoniano	<b>29</b>
5.1	Resultados e discussões	32
6	Conclusão	<b>49</b>

## Lista de figuras

1.1	Figura demonstrativa do processo de perda de circulação.[1]	9
2.1	Modelo utilizado nos experimentos em laboratório.	12
2.2	Modelo 2d criado para a simulação no openFOAM.	13
3.1	Comportamento reológico (Kawatra et al.1996).	18
3.2	Primeira malha.	21
3.3	Simulação do escoamento.	21
3.4	Segunda malha.	22
3.5	Simulação segunda malha.	22
3.6	Terceira malha.	23
3.7	Simulação terceira malha.	23
3.8	Gráfico velocidade x posição no eixo central.	24
4.1	Vazão pela pressão.	26
4.2	Demonstra a variação da velocidade em um ponto localizado no centro do canal.	26
4.3	Perfil de escoamento laminar e newtoniano.	27
4.4	Perfil de escoamento da simulação com o modelo newtoniano.	27
4.5	Perfil de velocidade na entrada do canal.	28
5.1	Viscosidade x Taxa de cisalhamento.	29
5.2	<i>Flow curve</i> do fluido de perfuração puro e com laponita.	30
5.3	<i>Flow curve</i> do fluido de perfuração puro e com CMC.	31
5.4	<i>Flow curve</i> do fluido de perfuração puro e com PAM.	31
5.5	Pressão x vazão do fluido de perfuração.	32
5.6	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de laponita	32
5.7	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de laponita.	33
5.8	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de laponita.	33
5.9	Comparação das curvas pressão x vazão da laponita.	34
5.10	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de CMC.	34
5.11	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de CMC.	35
5.12	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de CMC.	35
5.13	Comparação pressão x vazão entre o fluido de perfuração com CMC e Laponita.	36
5.14	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de PAM.	36
5.15	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de PAM.	37
5.16	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de PAM.	37
5.17	Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de PAM e 5% de CMC.	38
5.18	Ponto da retirada de dados.	39
5.19	Comportamento do escoamento fluido de perfuração puro.	39
5.20	Velocidade do escoamento.	40
5.21	Comportamento do escoamento fluido de perfuração com 1% de PAM.	41

5.22	Velocidade do escoamento.	41
5.23	Pressão x Vazão Fluido de perfuração.	42
5.24	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de laponita.	42
5.25	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de laponita.	43
5.26	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de laponita.	43
5.27	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de CMC.	44
5.28	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de CMC.	44
5.29	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de CMC.	45
5.30	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de PAM.	45
5.31	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de PAM.	46
5.32	Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de PAM.	46

## Lista de tabelas

2.1	Dados sobre o modelo utilizado no software	13
3.1	Divisões utilizadas na malha	20
4.1	Dados para comparação da simulação com o teórico	25
5.1	Dados reológicos.	30
5.2	Queda de pressão adimensional fluido de perfuração puro.	47
5.3	Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com Laponita.	47
5.4	Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com CMC.	47
5.5	Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com PAM.	47

# 1 Introdução

## 1.1 Motivação

Muitos são os desafios da indústria do petróleo durante a perfuração de poços. Um problema que acarreta um consumo maior de tempo é a perda de circulação de fluido de perfuração. Este problema aumenta o gasto com sondagem, materiais e outros recursos que oneram o processo de perfuração.[2]

Como pode ser visto, lidar com este fator é extremamente importante para que a perfuração seja bem-sucedida e com o menor custo possível. Visto isso, a avaliação da invasão de fluidos do poço para o reservatório se torna um ponto de estudo necessário.

Neste trabalho, tem-se como objetivo, realizar uma simulação numérica de um poço de petróleo, onde nele há uma fratura a fim de determinar a relação entre a vazão e a queda de pressão no escoamento, para fluidos com diferentes comportamentos mecânicos. A solução é obtida utilizando o software numérico OpenFOAM. Os resultados são comparados com valores obtidos experimentalmente nos laboratórios da PUC-Rio, a fim de validar o projeto.

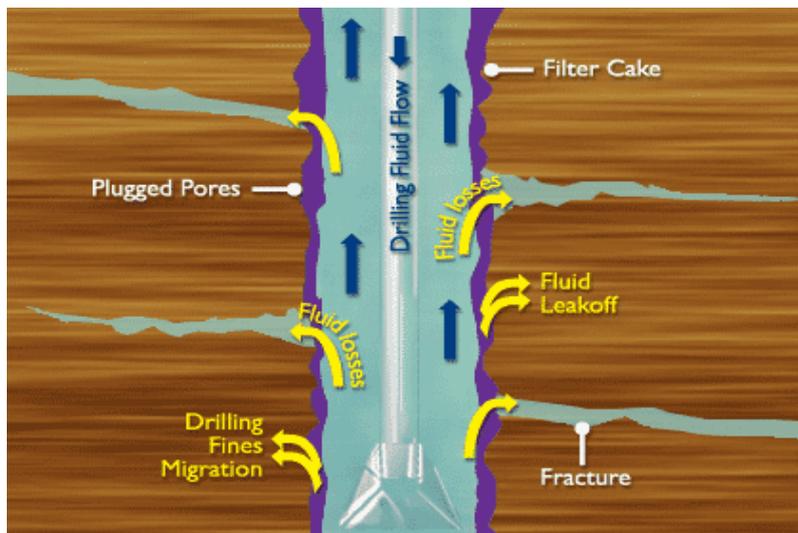


Figura 1.1: Figura demonstrativa do processo de perda de circulação.[1]

## 1.2

### Revisão bibliográfica

Diversos estudos foram realizados para melhor entender o problema da perda de circulação de fluido de perfuração, podemos citar alguns deles.

O trabalho de Cole *et al.* [3] analisou o tempo e o custo detalhado de operações de perfuração de poço. Os autores encontraram que um dos maiores causadores de tempo não produtivo foi quando a broca avançava por zonas de perda de carga, onde o fluido de perfuração era perdido para o reservatório. O estudo levou em consideração a análise de 38 zonas de perfuração desde 2009. A partir das análises foi possível identificar quanto tempo levava até que o problema da perda de circulação fosse resolvido, os materiais usados, as estratégias desenvolvidas e o aumento de custo na produção.

No trabalho de Behnoud and Hosseini [4], é dito que existem diversos motivos para que ocorra a perda de fluido, tal como *Pipe Sticking*, danos causados a parede, escoamento de óleo e gás sem controle ou até mesmo o fato da rocha ser permeável. Ela também é influenciada pelo peso da lama de perfuração, pela profundidade do poço e pela pressão aplicada. No trabalho, é feito uma estimativa da perda de circulação durante a perfuração usando uma rede neural. Para realizar este estudo, foram usados 3 poços diferentes, possuindo eles uma perda de circulação que variava entre moderado ou nenhuma perda e a partir dos dados obtidos, calcularam o melhor peso de lama, pressão aplicada e vazão, uma vez que eles são as variáveis que são controláveis, para que haja uma mínima perda de circulação.

Jaffery *et al.* [5], Se baseam em uma técnica diferente da apresentada neste trabalho. O trabalho destes autores falam sobre a perda de fluido realizando uma crítica aos *Lost-circulation materials (LCMs)* que são as substâncias adicionadas ao fluido de perfuração e que posteriormente são bombeadas para o poço na tentativa de amenizar o problema da perda de circulação, porém, ele argumenta que esta solução depende de fatores físicos do poço, ou seja, por exemplo, a fenda não pode ser muito grande ou isso afetaria o desempenho do fluido com o aditivo. A partir disto ele apresenta uma solução recente, onde utiliza-se pilulas a base de fibras para o controle da perda de fluido, estas fibras utilizam um princípio de distribuição por tamanho de partícula. Esta pilula é uma mistura de fibras, sólidos especiais e material para cemenetar, tal configuração foi feita em laboratório e os resultados das validações apresentados no trabalho.

### 1.3

#### Objetivo

O objetivo do presente trabalho é realizar um estudo numérico da invasão do fluido de perfuração no reservatório. Para isso foram investigados a influência dos parâmetros reológicos do fluido de perfuração na queda de pressão para diferentes vazões do escoamento no poço. As simulações numéricas foram realizadas utilizando o software OpenFOAM baseado no método dos volumes finitos. Os resultados numéricos foram comparados com os resultados da planta experimental em escala.

## 2

### Bancada experimental

Para realizar os testes em laboratório, foi-se utilizado uma tanque de acrílico quadrado com uma "fratura" localizada no centro de uma de suas paredes laterais.

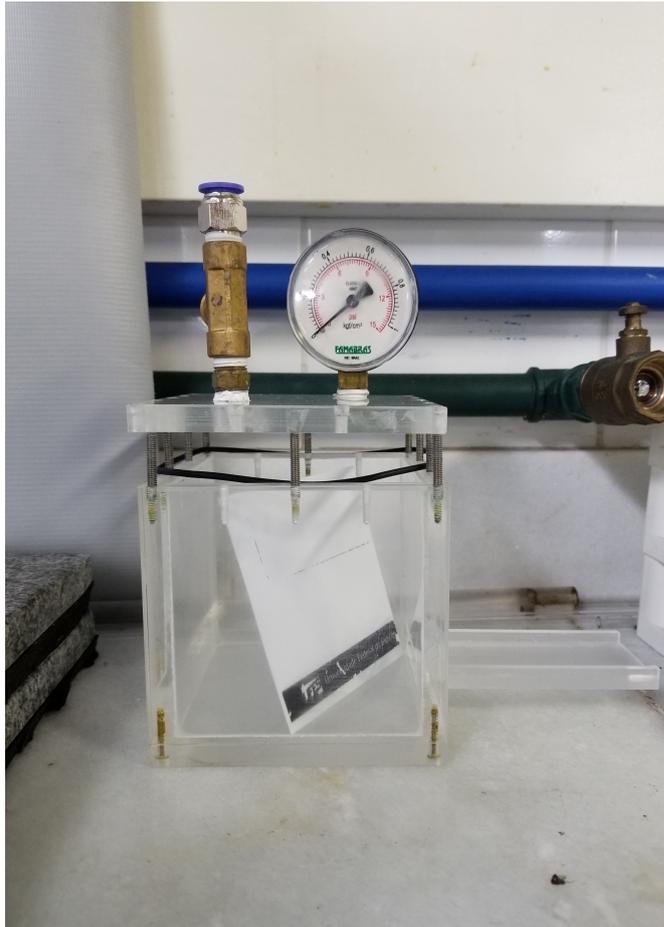


Figura 2.1: Modelo utilizado nos experimentos em laboratório.

O modelo utilizado no laboratório é mostrado na Fig. 2.2. Ele é composto por uma tanque quadrado de acrílico que possui 0.1 metro em suas medidas, com um canal que possui um comprimento de 0.1 metro e abertura de 0.002 metro, conforme mostrado na tabela abaixo. Para a simulação, não há a necessidade da medida de profundidade, já que ela é realizada considerando a hipótese de escoamento bi-dimensional.

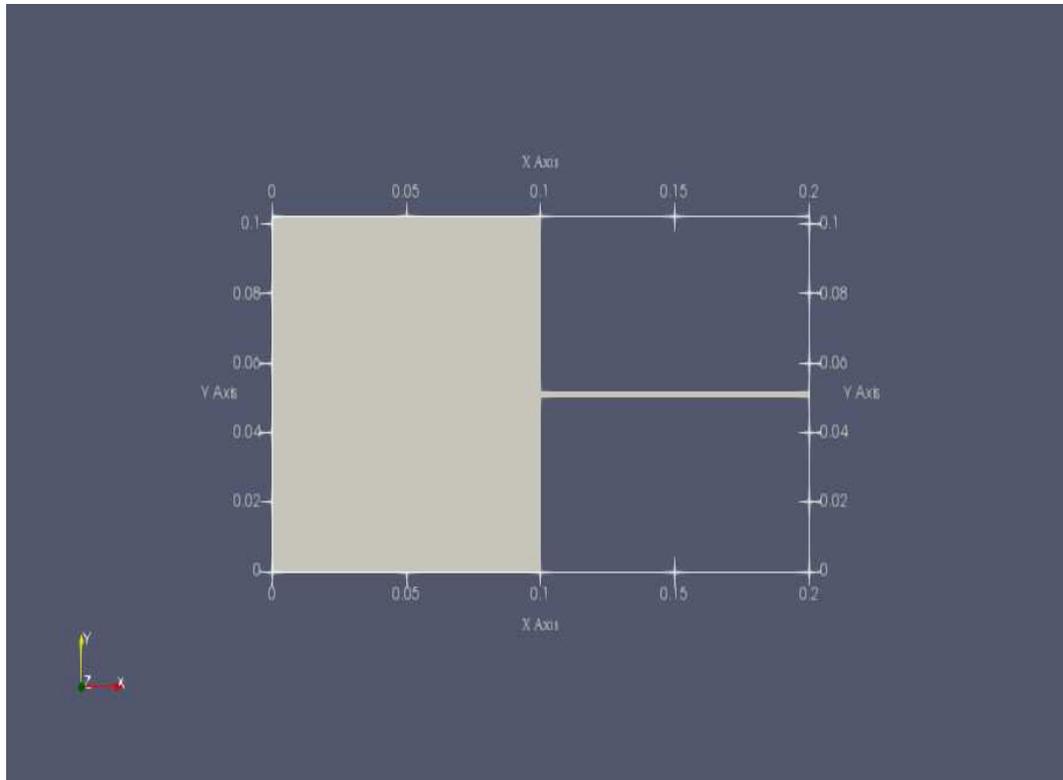


Figura 2.2: Modelo 2d criado para a simulação no openFOAM.

Tabela 2.1: Dados sobre o modelo utilizado no software

Comprimento (L)	Altura (H)	altura do bocal de saída (2B)
0,2 (m)	0,1(m)	0,002(m)

## 3

### Análise numérica

Neste capítulo, será realizado uma apresentação geral sobre os tipos de equações que foram resolvidas durante o projeto, juntamente com as configurações que foram utilizadas para a realização das simulações com o software.

#### 3.1

#### Equações Governantes

Para tal seção, devemos primeiro falar sobre as hipóteses e as condições de contorno que foram utilizadas.

Hipóteses:

- escoamento 2D
- escoamento incompressível
- escoamento isotérmico

Condições de contorno:

- Velocidade na entrada
- Pressão atmosférica na saída
- Paredes sem deslizamento

Uma das principais equações que devem ser obrigatoriamente resolvidas é a da conservação da massa, que é dada por:

$$\frac{D\rho}{Dt} + \rho \nabla \cdot \vec{v} \quad (3-1)$$

Como o escoamento é incompressível e não depende do tempo, tem-se que:

$$\nabla \cdot \vec{v} = 0 \quad (3-2)$$

Outra sistema a se resolver é a da conservação da quantidade de movimento linear, que é dada por:

$$\rho \left( \frac{\partial v_x}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_x}{\partial x} + v_y \frac{\partial v_x}{\partial y} + v_z \frac{\partial v_x}{\partial z} \right) = - \left[ \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \right] - \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g_x \quad (3-3)$$

$$\rho \left( \frac{\partial v_y}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_y}{\partial x} + v_y \frac{\partial v_y}{\partial y} + v_z \frac{\partial v_y}{\partial z} \right) = - \left[ \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} \right] - \frac{\partial p}{\partial y} + \rho g_y \quad (3-4)$$

Usando as hipóteses acima descritas nas equações 3-3 e 3-4, chega-se a:

$$\rho \left( \frac{\partial v_x}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_x}{\partial x} + v_y \frac{\partial v_x}{\partial y} \right) = - \left[ \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} \right] - \frac{\partial p}{\partial x} + \rho g_x \quad (3-5)$$

$$\rho \left( \frac{\partial v_y}{\partial t} + v_x \frac{\partial v_y}{\partial x} + v_y \frac{\partial v_y}{\partial y} \right) = - \left[ \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} \right] - \frac{\partial p}{\partial y} + \rho g_y \quad (3-6)$$

Onde:

- $\rho$  é da densidade do fluido, dada em  $Kg/m^3$ ;
- $v$  é o vetor velocidade, dado em  $m/s$ ;
- $\tau$  é o tensor das tensões, dado em  $Pa$ ;
- $P$  é a pressão, dado em  $Pa$ ;
- $g$  é a gravidade, dado em  $m/s^2$ .

O tensor das tensões é dado por  $\tau = 2\eta D$ , onde  $D$  é tensor taxa de deformação, dado por  $D = \frac{1}{2}(\nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T)$ .

## 3.2

### Software

O *software* utilizado para as simulações neste trabalho é o OpenFOAM versão 5.0, um *software* aberto de análise numérica, que é capaz de resolver problemas de escoamentos, transferências de calor, reações químicas e outros. O OpenFOAM emprega o método de volumes finitos para a solução das equações diferenciais de conservação para prever velocidade, temperatura, pressão. Para tal, é necessária uma discretização da geometria em volumes de controle, o conjunto dos volumes de controle é chamado de malha computacional. Cada volume de controle tem como função guardar as propriedades do fluido em um determinado tempo e quanto maior for o numero de volumes maior será o tempo computacional, e mais precisa será a simulação.

### 3.2.1

#### Vantagens e desvantagens

A seleção de um software para a realização de uma simulação deve levar em consideração o custo e a qualidade. O uso de softwares comerciais que já estão há muito tempo no mercado e que possuem uma ampla visibilidade de suporte técnico, tais como FLUENT e CFX normalmente são as primeiras opções, porém a chave de acesso para um programa desse tipo as vezes os torna inviáveis. O OpenFOAM é um software *OpenSource*, ou seja, de código aberto, consequentemente ele não tem custo. Além do mais, ele, diferentemente dos seus concorrentes (de código aberto) possui um sistema bem robusto de geração de malhas e de pré e pós-processamento para poder analisar os resultados.

Entre outras vantagens, pode-se citar o código escrito em C++, o que o torna mais acessível e poder alterar ou mesmo criar códigos que se adequem ao seu problema, além disso, ele é compatível com a importação de dados o que facilita o seu uso.

A maior desvantagem do uso deste programa é a dificuldade de se encontrar suporte para alguns tipos de erros, mesmo com sua vasta biblioteca de tutoriais e foruns.

### 3.3

#### Controle de soluções e esquemas numéricos utilizados

#### 3.3.1

##### Soluções

No software, esse dicionário fica responsável pelo controle dos algoritimos, tolerâncias e do *solver*.

Para a solução da componente da pressão foi usado o *solver* GAMG, que é um *solver* de multiplas grades, algebrico-geometrico generalizado que é capaz de resolver matrizes simetricas e assimetricas e possui um transporte de informação eficiente dentro do dominio da soluçãõ com uma tolerância de  $10^{-6}$  e uma tolerância relativa de 0.1.

E para o componente da velocidade, usou-se o *smoothsolver*, que pe um *solver* para matrizes simétricas e assimétricas que usa um *smoother* baseado em tempo corrido para convergir a solução numa requerida tolerância, que no caso deste trabalho foi utilizado  $10^{-5}$  com tolerância relativa de 0.

Por fim, usa-se um algoritimo PISO (*Pressure-impliced split-operator*), que é um algoritimo iterativo para resolver as equações para velocidade e pressão. O algoritimo é baseado na avaliação de algumas soluções iniciais e corrigindo-as. [6]

### 3.3.2

#### Esquemas numéricos

Para os esquemas numéricos, foi-se utilizado para a discretização temporal (ddtSchemes) o modelo de euler implícito, primeira ordem e transiente.

$$\frac{d\phi}{dt} = \frac{\phi - \phi^o}{\Delta t} \quad (3-7)$$

Para o sistema de avaliação de gradiente (gradSchemes) foi-se utilizado o modelor linear gaussiano, e para o esquema do gradiente o modelo *leastSquares*.

$$\nabla\phi = \vec{e}_1 \frac{\partial}{\partial x_1} \phi + \vec{e}_2 \frac{\partial}{\partial x_2} \phi + \vec{e}_3 \frac{\partial}{\partial x_3} \phi \quad (3-8)$$

Onde gradiente da propriedade escalar  $\phi$ , onde  $\mathbf{e}$  representa o vetor no espaço 3D.

Para o modelo que discretiza os modelos convectivos matemáticos (divScheme) foi utilizado para o  $\text{div}(\phi, \mathbf{U})$ , um interpolador do tipo *linearupwind* gaussiano.

$$\nabla Q \quad (3-9)$$

Onde a propriedade  $Q$  descreve a taxa líquida a qual ela muda como uma função do espaço, representada por:

$$\nabla \cdot \vec{Q} = \frac{\partial Q_x}{\partial x} + \frac{\partial Q_y}{\partial y} + \frac{\partial Q_z}{\partial z} \quad (3-10)$$

Para o modelo laplaciano (laplacianSchemes) foi utilizado um modelo linear gaussiano corrigido:

$$\nabla^2 \phi = \frac{\partial^2}{\partial x_1^2} \phi + \frac{\partial^2}{\partial x_2^2} \phi + \frac{\partial^2}{\partial x_3^2} \phi \quad (3-11)$$

Para o modelo de interpolação, aquele que muda o modo em que os valores serão interpolados (interpolationSchemes), o método escolhido foi um método linear.

E para o modelo que contém os termos de gradientes normais a superfície (snGradSchemes) foi utilizado um modelo corrigido, é usado método de diferença central com correção não ortogonal. [6]

$$\nabla_f^\perp Q = \underbrace{\alpha \frac{Q_P - Q_N}{|d|}}_{\text{implicit}} + \underbrace{\left( \hat{n} - \alpha \hat{d} \right) \cdot (\nabla Q)_f}_{\text{explicit correction}} \quad (3-12)$$

### 3.4 Reologia

Reologia é o campo da ciência dos fluidos que estuda o comportamento de um fluido em seu escoamento, sendo assim, ele estuda a deformação e como os materiais respondem a diferentes solicitações.

A maioria dos materiais utilizados no dia a dia possuem comportamento não newtoniano, tal como, ketchup, maionese, shampoo e tintas, logo é necessário saber o comportamento destes fluidos para que seja possível gerar novos processos e também poder gerar novos produtos.

Existem diversos tipos de comportamentos dos materiais que já foram estudados nesta área, como por exemplo:

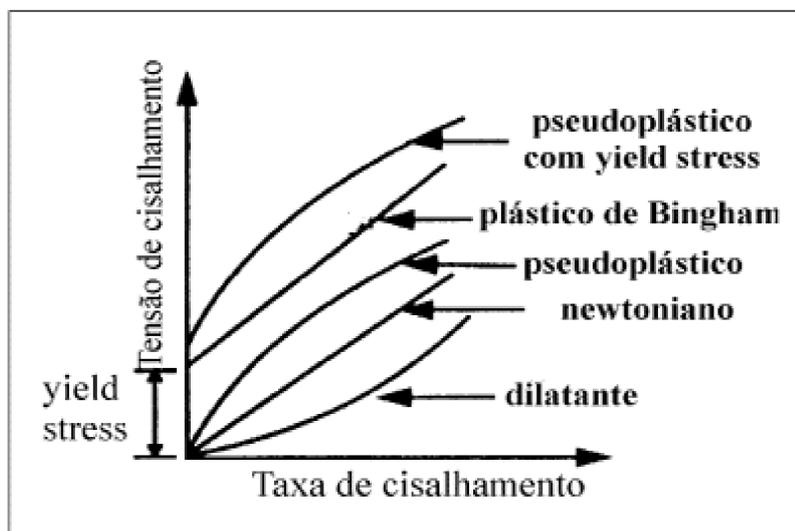


Figura 3.1: Comportamento reológico (Kawatra et al.1996).

Porém, dos fluidos utilizados neste trabalho, o fluido de perfuração, com os aditivos laponita, PAM e CMC possui um comportamento dito *Power-Law*. Este modelo pode ser considerado como o modelo mais simples para resolução dos problemas de engenharia de fluidos não newtonianos e tem como equação para a viscosidade:

$$\eta(\dot{\gamma}) = K\dot{\gamma}^{n-1} \quad (3-13)$$

onde  $K$  é o índice de consistência, o  $n$  é índice de potência e o  $\dot{\gamma}$  é a taxa de cisalhamento. Caso  $n$  seja igual a 1 o fluido é dado como newtoniano, se  $n$  for menor que 1 ele é pseudoplástico e maior que 1, dilatante. Por ser um modelo simples, ele tem a desvantagem de não modelar muito bem quando os fluidos estão nos seus limites de taxa de deformação. É necessário ressaltar que, os fluidos com os aditivos CMC e PAM possuem elasticidade, sendo o PAM o mais elástico, mas esta informação não será levada em consideração no trabalho.

No OpenFOAM, a implementação do código para alterar o escoamento de newtoniano para um *Power-Law* é bem simples, pois a maioria das bibliotecas para simulações de fluidos não newtonianos já estão incorporadas ao programa. Porém todos os dados de entrada devem ser normalizados com relação a densidade ( $\rho$ ).

Para efeitos de teoria, tem-se que:

$$\begin{aligned} - \dot{\gamma}_{carac} &= \frac{V}{D_{carac}} \\ - \eta_{carac} &= K\dot{\gamma}_{carac}^{n-1} \end{aligned}$$

onde:

- $v$  é a velocidade, dada em ( $m/s$ );
- $D_{carac} = 2B$ , onde  $2B$  é a distância entre placas;
- $\dot{\gamma}_{carac}$  é taxa de cisalhamento característica, dada por  $s^{-1}$
- $\eta_{carac}$  é a viscosidade característica do fluido dado por  $Pa.s$ .

### 3.4.1

#### Teste de não uniformidade das malhas

Para validar o uso da malha, iremos simular 3 diferentes uniformidades nas malhas, um deles com uma malha sem nenhum tipo de ajuste e outros 2 realizando ajustes finos, afim de conseguir dados melhores em regiões consideradas mais complexas, pode-se dizer também que os três tipos de malhas não são uniformes.

Como dito anteriormente, o OpenFOAM vem com alguns pacotes que visam ajudar, um deles é um gerador de malha. Para malhas de geometrias simples como a do projeto, foi utilizado o próprio gerador de malha do programa, que consiste em definir em quantos pontos será dividido a geometria em questão, é possível também fazer com que ele faça a malha mais fina em determinados pontos, aumentando a densidade de divisões naquela região, chamaremos isto de fator de aproximação.

Tabela 3.1: Divisões utilizadas na malha

–	Malha 1	Malha 2	Malha 3
Tanque			
Vertical	70	70	70
Horizontal	40	40	40
–	–	–	–
Canal			
Vertical	80	80	80
Horizontal	10	10	10
–	–	–	–
fator de aproximação			
canal	0	0	10
Tanque	0	4	4

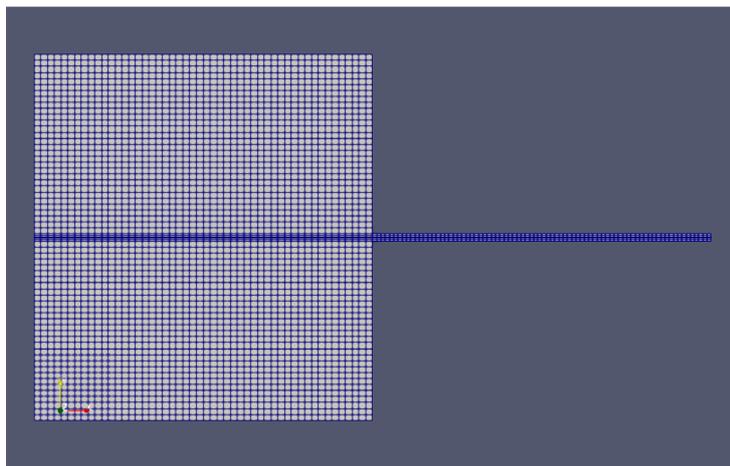


Figura 3.2: Primeira malha.

Como pode-se ver, nesta malha existe uma não regularidade do escoamento próximo a entrada do canal, pelo fato daquela parte ser uma área onde ocorre uma grande taxa de variação da velocidade e pressão, erros nos valores podem ser grandes.

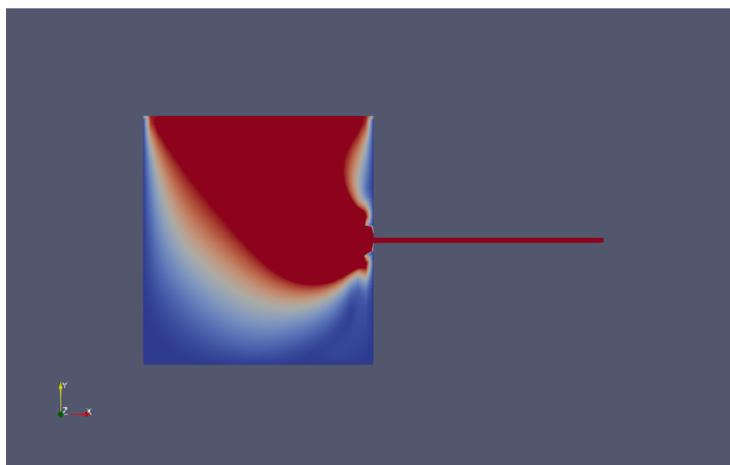


Figura 3.3: Simulação do escoamento.

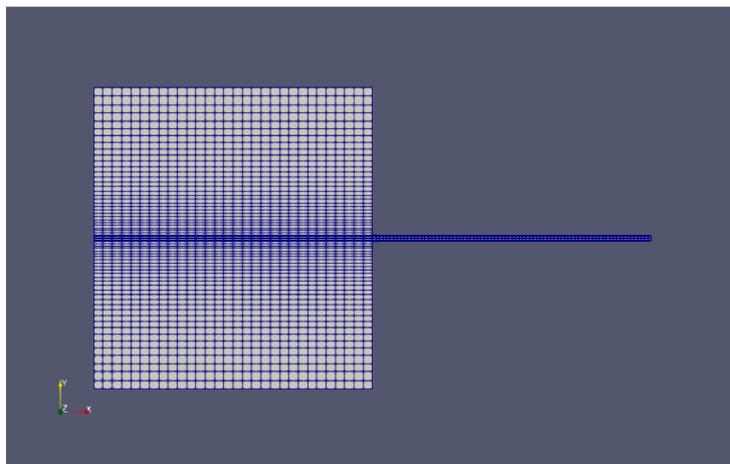


Figura 3.4: Segunda malha.

Como pode ser visto, esta malha possui uma aproximação melhor, quanto mais próximo do canal, mais fina ela é.

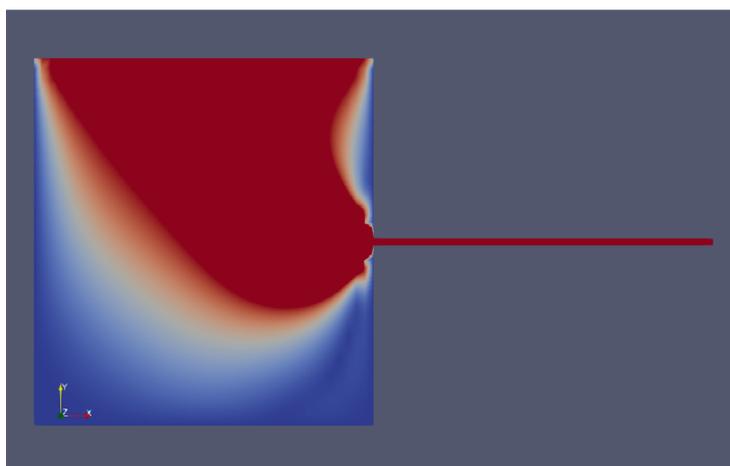


Figura 3.5: Simulação segunda malha.

Entretanto, mesmo com essa melhora da malha, pode-se perceber que ainda existe uma irregularidade no escoamento quando se analisa o fluxo no experimento.

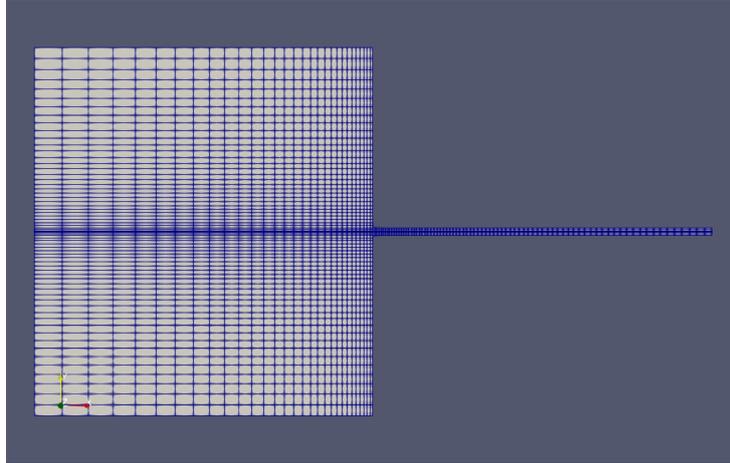


Figura 3.6: Terceira malha.

Nesta malha, percebe-se que ela possui a mesma propriedade da segunda e que quanto mais próximo da parede direita mais fina ela é, dando assim uma maior precisão nos dados que serão obtidos naquela região e conseqüentemente dados mais precisos durante o escoamento dentro do canal.

Para esta parte, como na anterior, tem o mesmo fator de aproximação das linhas horizontais, porém, neste há também a aproximação das linhas verticais, quanto mais próximo da parede direita maior é a concentração de linhas, o fator de aproximação neste caso é de dez vezes.

Diferentemente dos anteriores, este também possui um fator de aproximação, quanto mais próximo da parede direita do tanque maior será a concentração de linhas verticais, o fator de aproximação neste caso foi de quatro vezes.

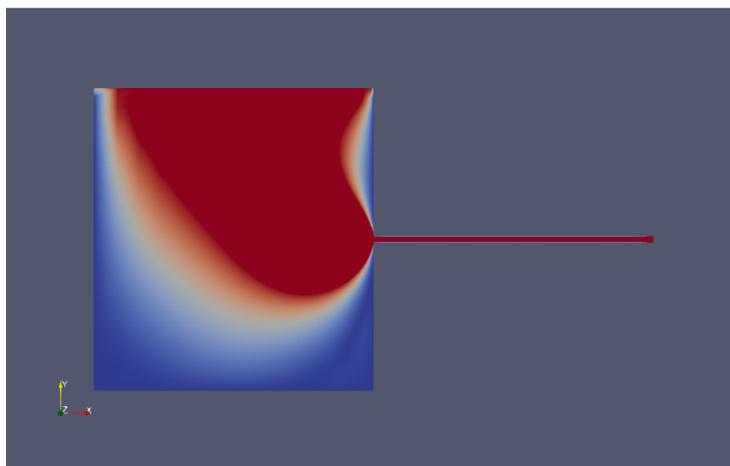


Figura 3.7: Simulação terceira malha.

Diferentemente das simulações anteriores, pode-se ver que nesta não existe mais a irregularidade na entrada do canal que havia nas anteriores, isto é devido a malha mais refinada na região mais crítica da simulação, que é a entrada da fratura.

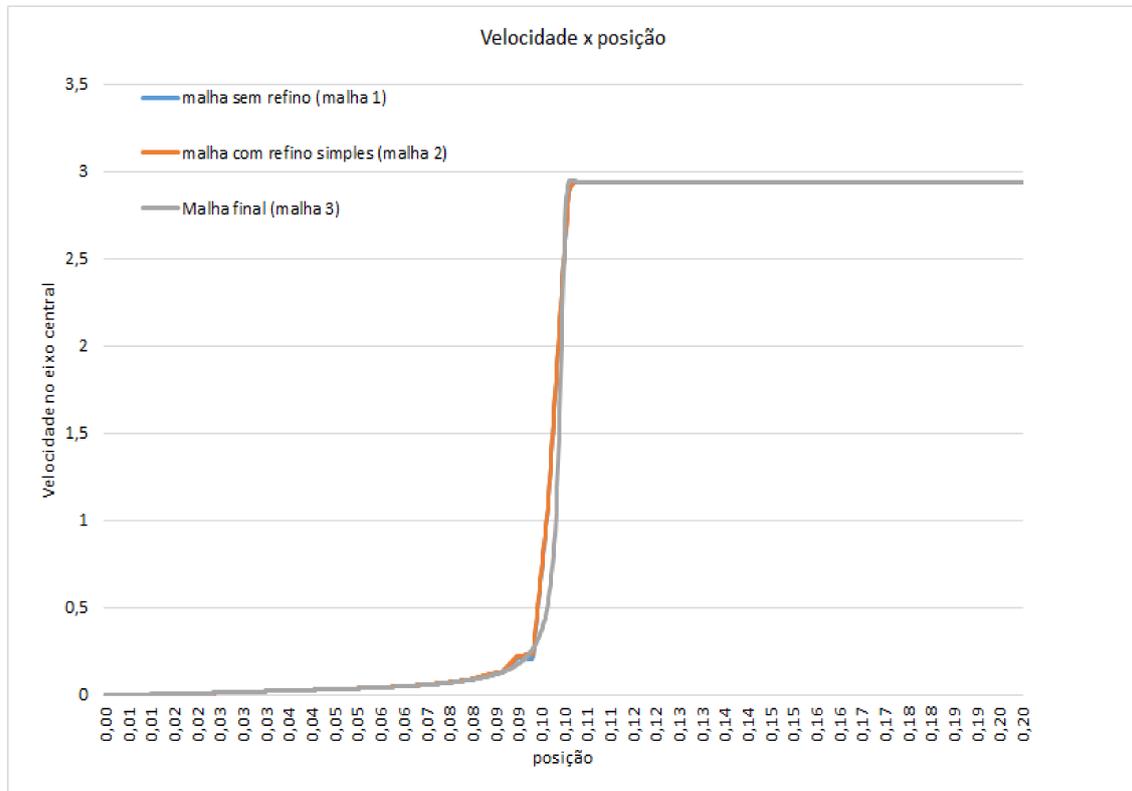


Figura 3.8: Gráfico velocidade x posição no eixo central.

A partir deste gráfico e da visualização do comportamento do escoamento para as 3 malhas utilizadas, como pode-se ver, apesar da malha 2 ser um pouco melhor que a malha 1 o resultado apresenta uma instabilidade na velocidade próximo a entrada do canal, o que pode causar erros nos resultados, visto que esta posição é uma das mais importantes neste estudo. Já a terceira malha não possui este erro, sendo assim, o trabalho será simulado a partir desta malha.

## 4

### Caso newtoniano: Glicerina

A fim de validar as simulações, foram feitos testes com glicerina, um fluido de comportamento newtoniano e de fácil caracterização e implementação. Para avaliar os testes feitos, utilizou-se a equação de Hagen-Poiseuille entre duas placas paralelas a fim de validar o processo, visto que, pela alteração do modelo do projeto de simulação, como mencionado anteriormente, alguns fatores, tal como a pressão, seriam diferentes do valor encontrado no experimento.

A relação entre vazão e queda de pressão para o escoamento desenvolvido em regime permanente de um fluido Newtoniano entre placas paralelas é dada por:

$$\frac{Q}{W} = \frac{2 \Delta P h^3}{3 L \mu} \quad (4-1)$$

Onde:

- L é o comprimento da fratura;
- W é a largura da fratura quando em 3 dimensões;
- $\mu$  é a viscosidade dinâmica;
- $\Delta P$  é a diferença de pressão entre a entrada e saída do canal.

Com isso, é possível validar o processo de simulação.

Tabela 4.1: Dados para comparação da simulação com o teórico

Vazão (Q/W)	Vel. de saída (m/s)	P. simulação (Pa)	P. Teórica (Pa)	Erro (%)
0,00067551	0,3377	45097,2	45596,9	1,09
0,001484508	0,7422	98963,53	100204,3	1,23
0,002321892	1,161	155334	156727	0,88
0,003108813	1,554	209201	209649	0,30
0,003994805	1,997	270583	269649	0,34

Como pode ser visto, os erros estão aceitáveis dentro da engenharia, sendo assim, podemos dizer que a simulação devolve valores dentro do aceitável.

A partir destes dados, podemos fazer um gráfico que relaciona a vazão pela pressão aplicada no sistema:

Para as análises a seguir, foi utilizado o escoamento cuja a pressão foi de 270583 Pa

Podemos ver também, a partir do openFOAM, a velocidade em um certo ponto do escoamento, definindo assim o tempo para que o sistema chegue em

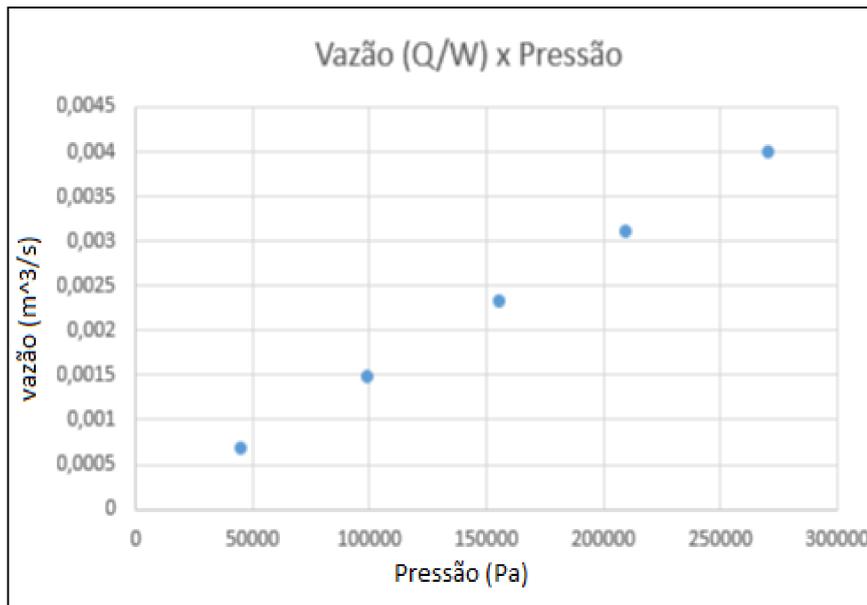


Figura 4.1: Vazão pela pressão.

regime permanente. Logo, como o tempo de simulação é maior que o tempo que o sistema leva para atingir o regime permanente, podemos dizer que os resultados da simulação vão estar em regime permanente, como era desejado.

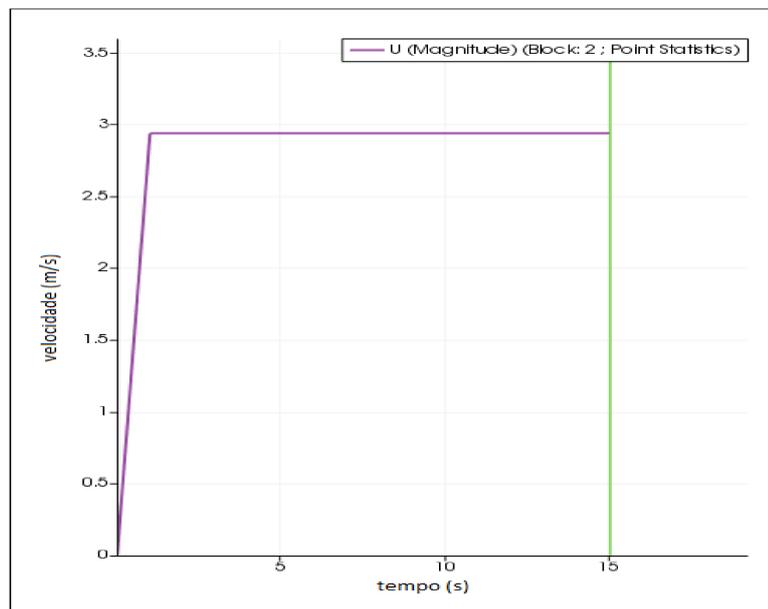
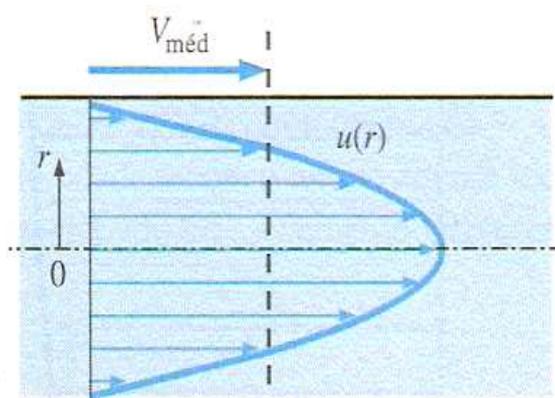


Figura 4.2: Demonstra a variação da velocidade em um ponto localizado no centro do canal.

Outro fator importante a se observar é o comportamento do perfil de velocidade do fluido. Quando o fluido é newtoniano observa-se que o perfil de velocidades é parabólico, enquanto o não newtoniano possui uma característica onde o perfil é mais achatado.



Escoamento laminar

Figura 4.3: Perfil de escoamento laminar e newtoniano.

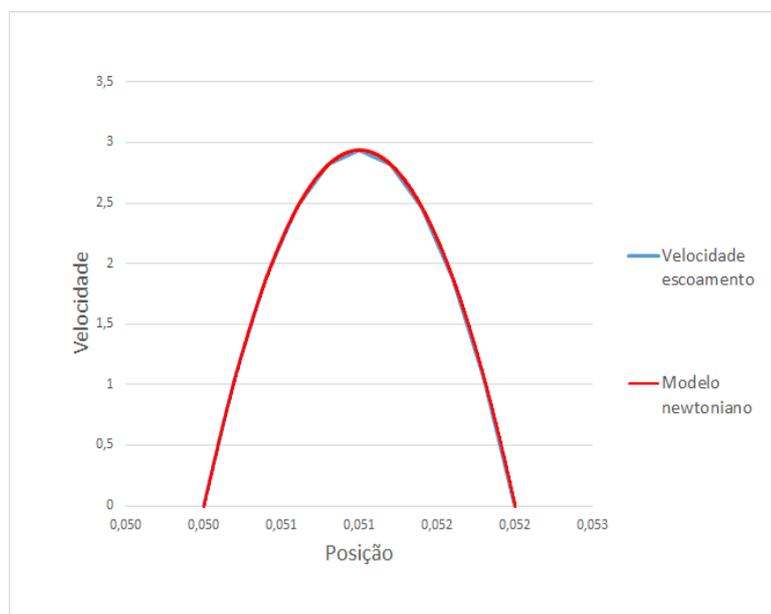


Figura 4.4: Perfil de escoamento da simulação com o modelo newtoniano.

Neste caso, como estamos simulando a glicerina, que é um fluido de características newtonianas, era esperado que observássemos o comportamento demonstrado na figura 4.4.

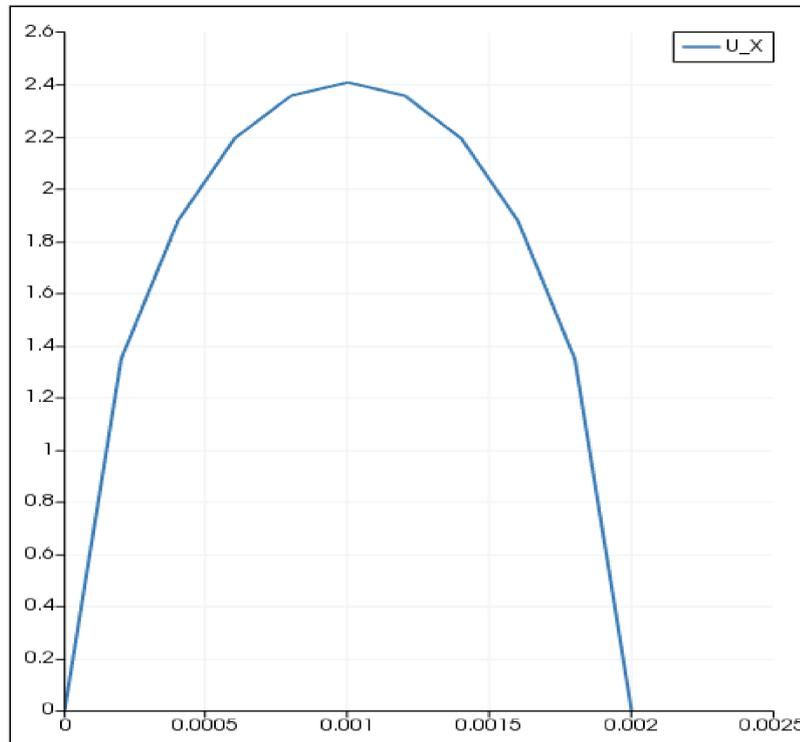


Figura 4.5: Perfil de velocidade na entrada do canal.

A entrada do canal possui um perfil bem mais achatado que o perfil de velocidade já no meio do canal, isto se dá pelo fato de que o escoamento naquele ponto ainda não estar desenvolvido.

## 5

### Caso não newtoniano

Neste capítulo, será feito uma análise do comportamento do escoamento do fluido de perfuração com e sem os aditivos, bem como as suas caracterizações reológicas. Para a validação da simulação, será feita uma comparação entre os valores obtidos pelo software com os valores obtidos através de uma equação para escoamento entre placas paralelas.[7]

$$Q(m, n)/W = \frac{2B^2}{1/n + 2} \left( \frac{\tau_B}{m} \right)^{1/n} \quad (5-1)$$

Onde  $\tau_{xz}|_{x=B} \equiv \tau_B = (P_0 - P_L)B/L$ . As constantes  $m$  e  $n$  são parâmetros reológicos que são retirados a partir de uma aproximação de uma curva para os dados obtidos em laboratório, onde  $m$  neste caso é igual a constante  $K$ .

No gráfico a seguir será possível ver um exemplo de como é feita esta aproximação para a retirada dos dados reológicos necessários.

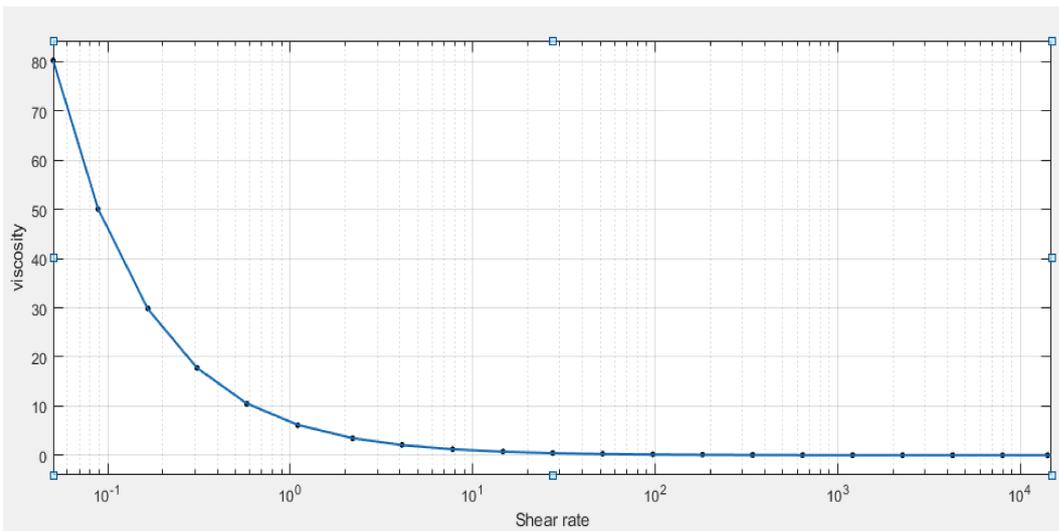


Figura 5.1: Viscosidade x Taxa de cisalhamento.

Como pode-se ver neste gráfico de viscosidade por taxa de cisalhamento, onde a viscosidade está em escala linear e a taxa de cisalhamento está em escala logarítmica para melhor visualização. Este é um exemplo da aproximação dos pontos para a curva que rege a *power-law* que é dada por:

$$\eta(\dot{\gamma}) = K\dot{\gamma}^{n-1} \quad (5-2)$$

Usando o *matlab* para fazer esta aproximação, obtemos para o fluido com 3% de laponita que  $K = 6,65$  e  $n = 0,166$ . Este tipo de calculo foi realizado para todos os fluidos que foram simulados.

Na tabela a seguir, pode-se ver os dados reológicos obtidos para o fluido de perfuração puro e com os seus devidos aditivos.

Tabela 5.1: Dados reológicos.

Fluido e concentração	K (Pa)	n(-)
Fluido de perfuração	3,86	0,21
Laponita 1%	3,94	0,207
Laponita 3%	6,65	0,166
Laponita 5%	11,31	0,137
CMC 1%	9,892	0,411
CMC 3%	15,654	0,494
CMC 5%	27,514	0,595
PAM 1%	13,26	0,380
PAM 3%	53,50	0,388
PAM 5%	207,89	0,419

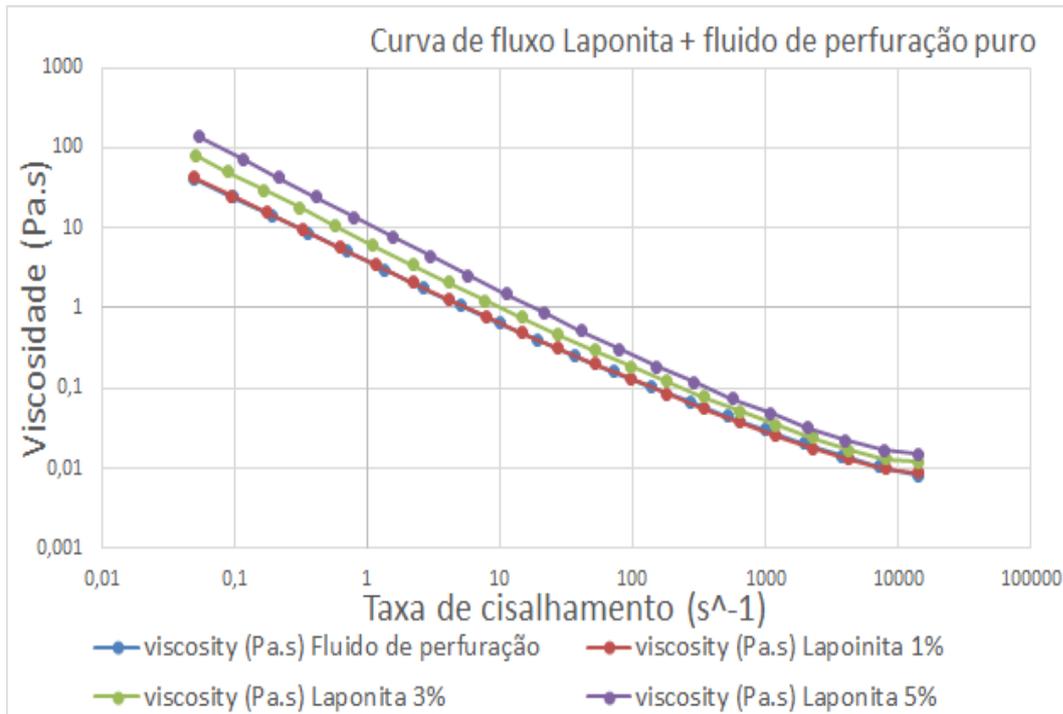


Figura 5.2: *Flow curve* do fluido de perfuração puro e com laponita.

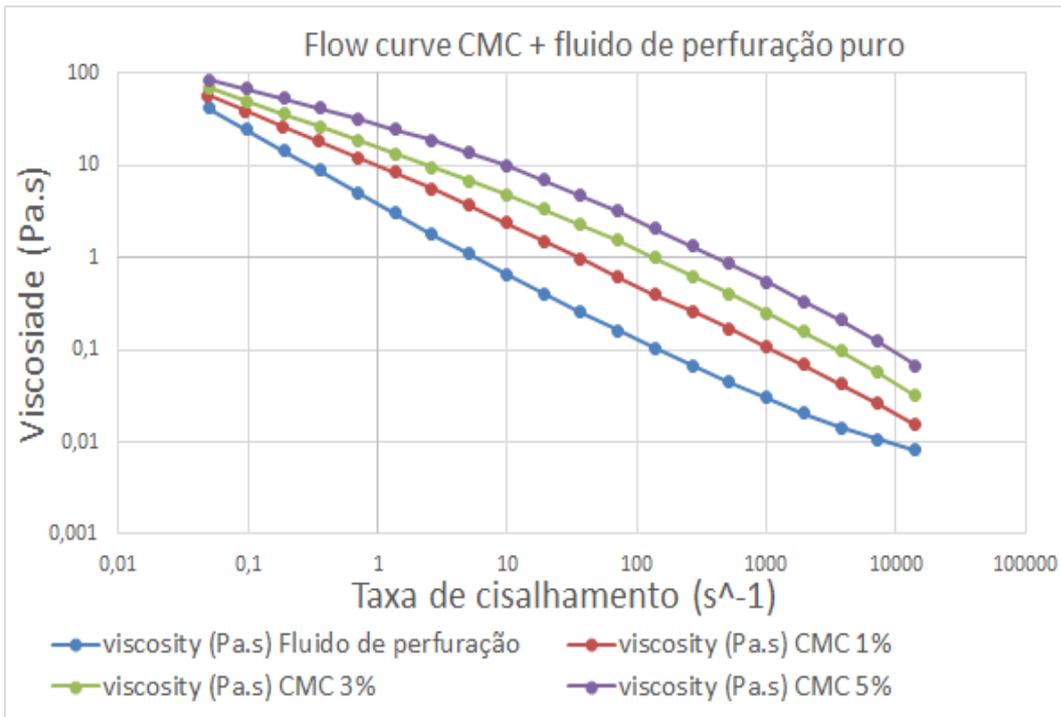


Figura 5.3: *Flow curve* do fluido de perfuração puro e com CMC.

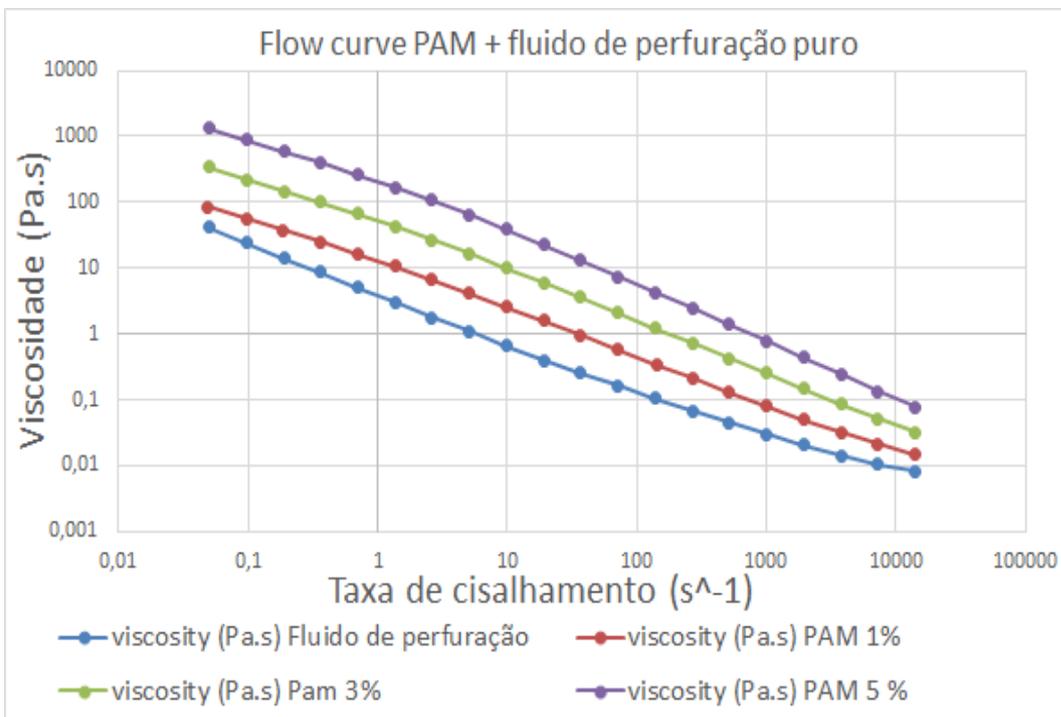


Figura 5.4: *Flow curve* do fluido de perfuração puro e com PAM.

### 5.1

#### Resultados e discussões

A partir das simulações, obtivemos os seguintes resultados, e portanto, podemos realizar comparações entre as pressões de simulação e a pressão analítica.

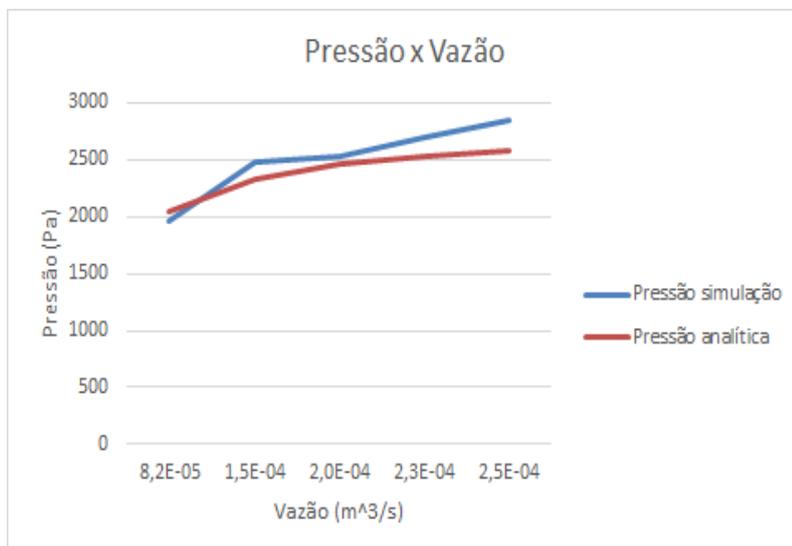


Figura 5.5: Pressão x vazão do fluido de perfuração.

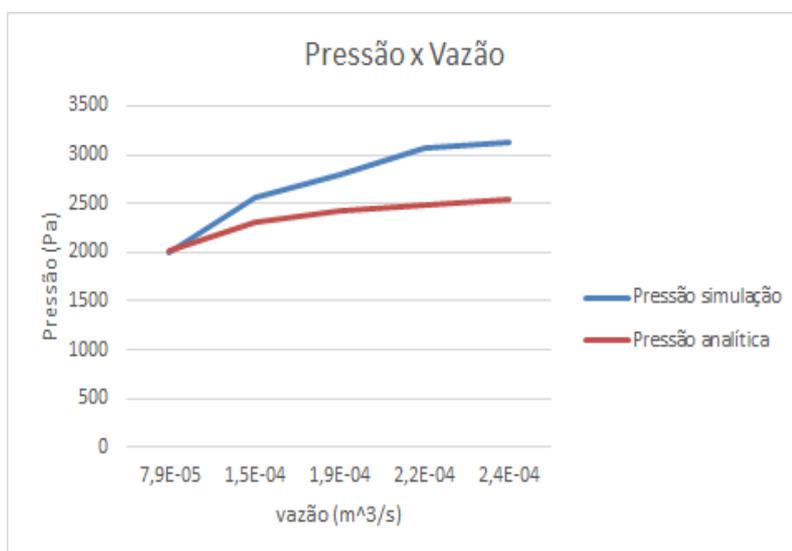


Figura 5.6: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de laponita

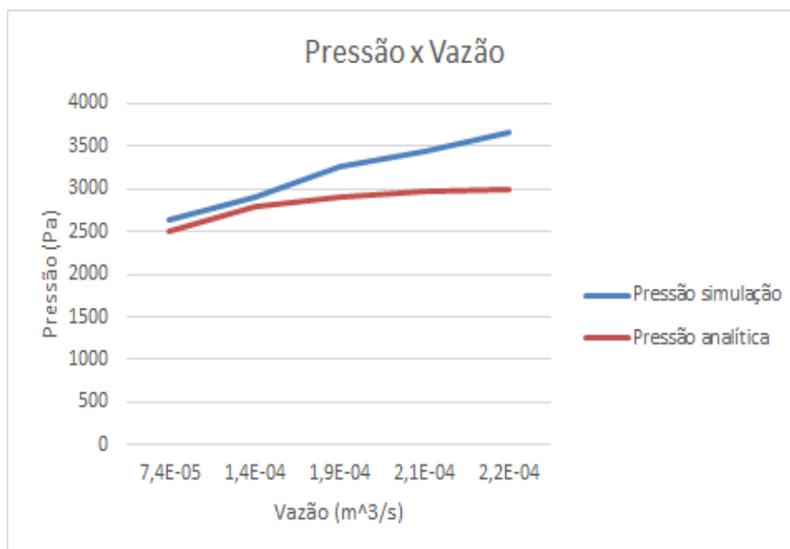


Figura 5.7: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de laponita.

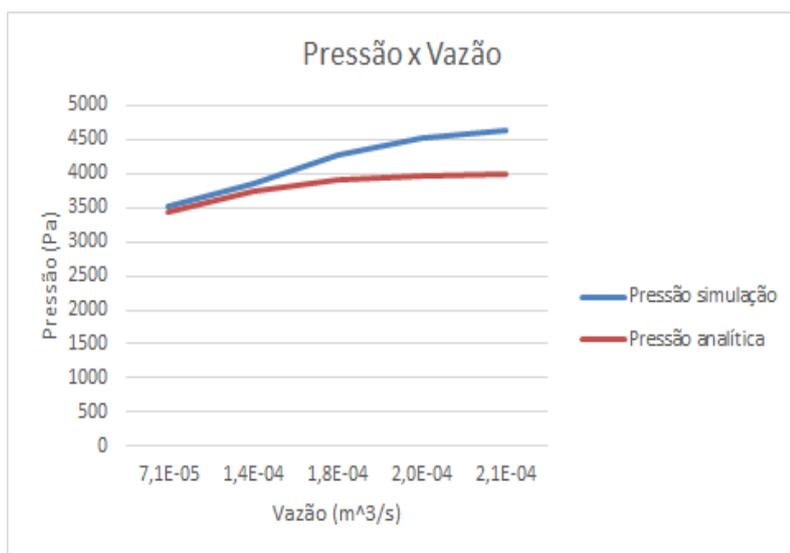


Figura 5.8: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de laponita.

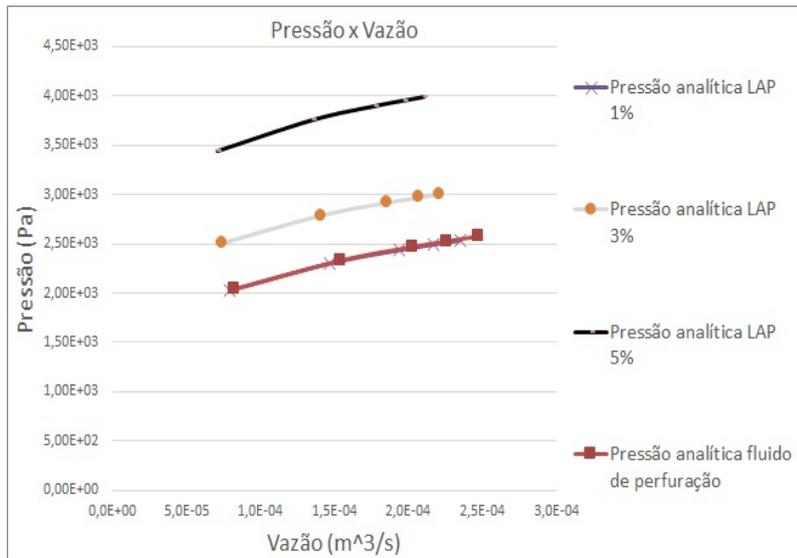


Figura 5.9: Comparação das curvas pressão x vazão da laponita.

Nos gráficos 5.5, 5.6, 5.7 e 5.9 são apresentados os resultados de pressão em função da vazão, obtidos numericamente e com a solução analítica. Neles, temos o fluido de perfuração puro e com o aditivo de Laponita. A partir dos gráficos, é possível observar um aumento do erro conforme a amostra tem um aumento da vazão, o que é normal, visto que conforme aumenta a velocidade do escoamento o erro numérico tende a aumentar. Como resultado, é possível verificar que, com o aumento da porcentagem de aditivo na mistura, para um dada pressão, a vazão resultante cai. Este resultado indica que a adição da laponita seria satisfatória para o processo, pois reduziria a perda de fluido pela fenda.

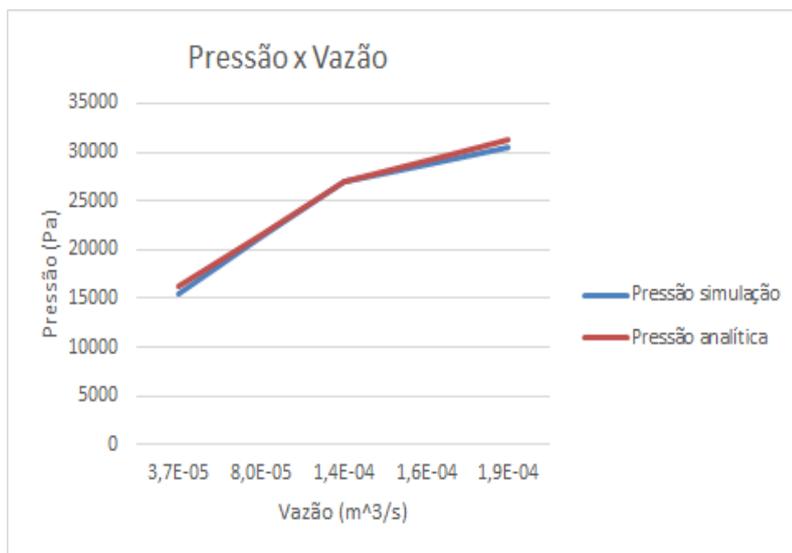


Figura 5.10: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de CMC.

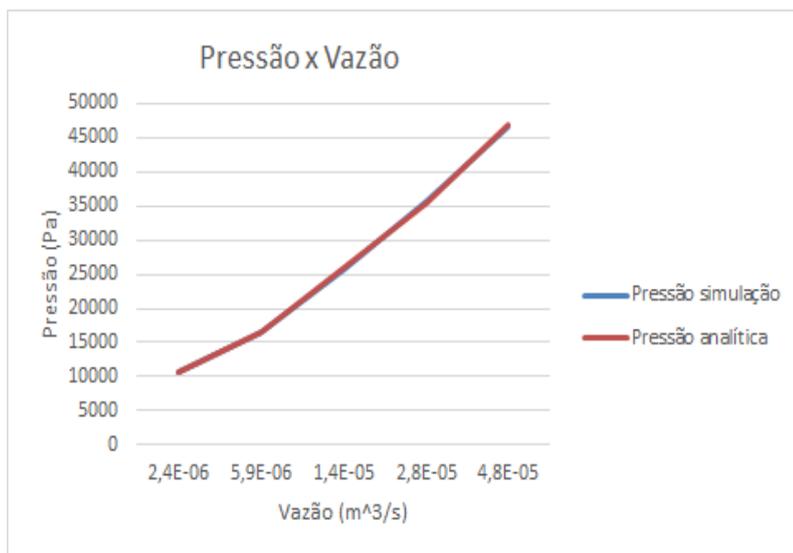


Figura 5.11: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de CMC.

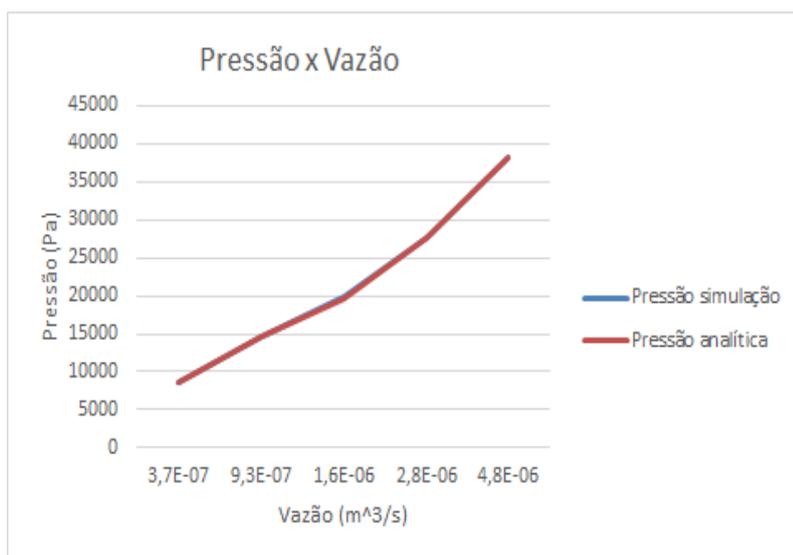


Figura 5.12: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de CMC.

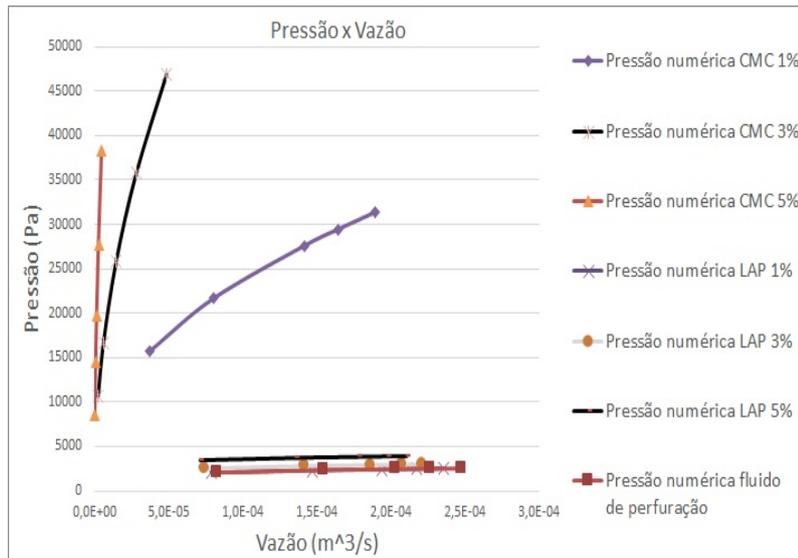


Figura 5.13: Comparação pressão x vazão entre o fluido de perfuração com CMC e Laponita.

Nos gráficos 5.10, 5.11 e 5.12 mostra-se os valores de pressão por vazão para os casos com a adição do aditivo CMC. Ao observar os gráficos, verifica-se que, diferentemente dos gráficos 5.5, 5.6, 5.7 e 5.9, o erro entre a solução numérica e solução analítica foi reduzido, este efeito ocorre por causa da redução da velocidade do escoamento, ou seja, da redução da vazão. A partir da observação dos gráficos 5.13, verifica-se que a adição do CMC teve o efeito de reduzir ainda mais a vazão para uma determinada pressão, tornando-se assim uma solução mais interessante para o problema.

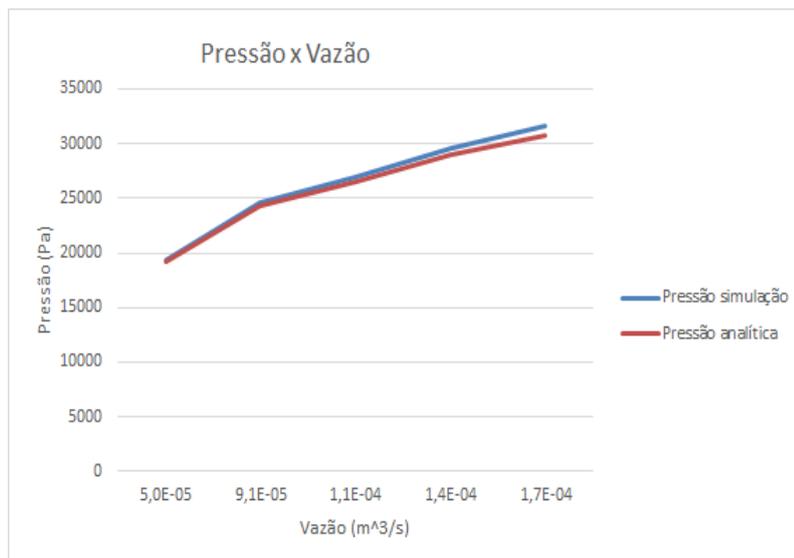


Figura 5.14: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 1% de PAM.

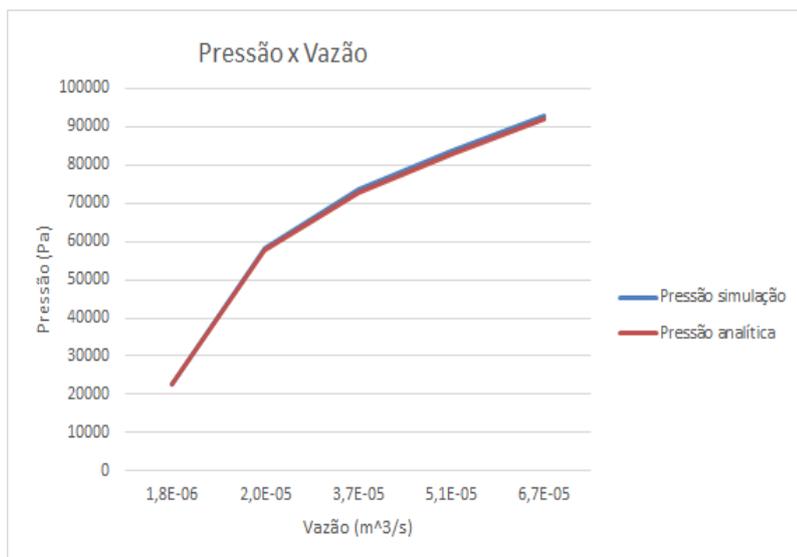


Figura 5.15: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 3% de PAM.

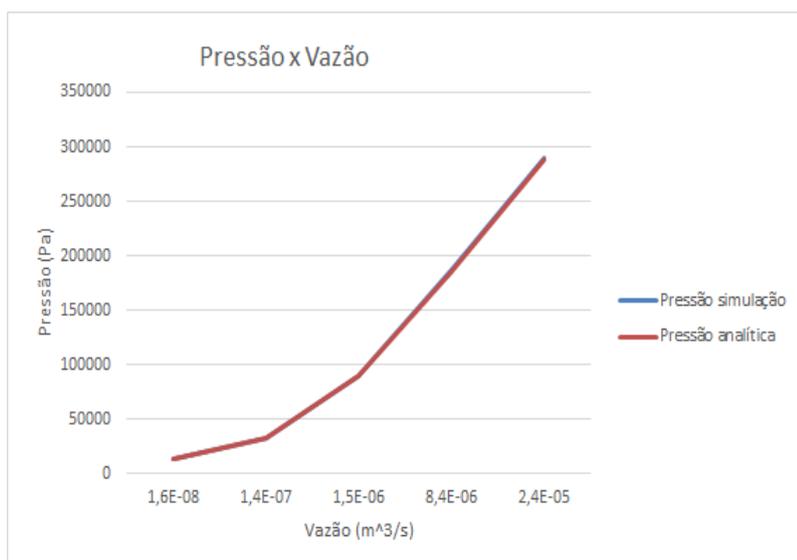


Figura 5.16: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de PAM.

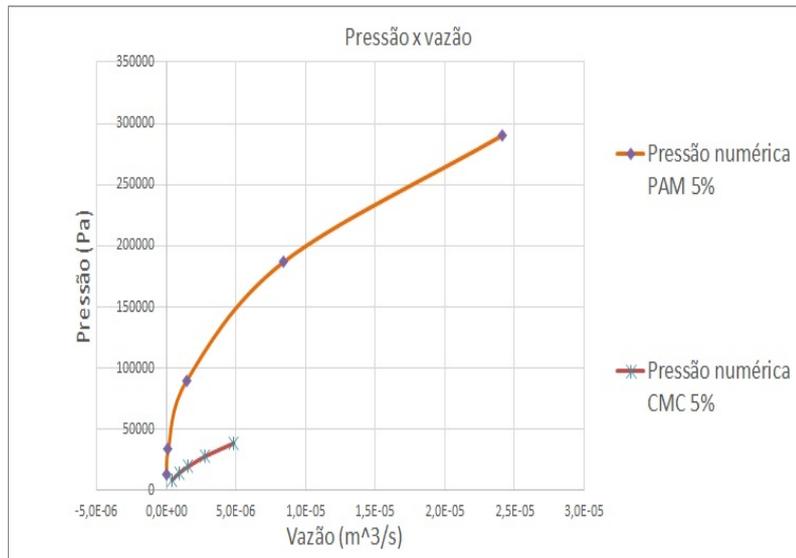


Figura 5.17: Pressão x vazão do fluido de perfuração com 5% de PAM e 5% de CMC.

Nos gráficos 5.14, 5.15 e 5.16 temos a adição do ultimo aditivo, o PAM. O PAM diferentemente dos outros, alterou muito as propriedades do fluido, a ponto de reduzir o escoamento no canal para valores muito baixos e consequentemente aumentar a pressão necessária para uma dada vazão. Avaliando a figura 5.17 temos a confirmação de que a adição de PAM seria a mais indicada pois levaria a uma menor perda de fluido para uma dada diferença de pressão entre o poço e o reservatório.

Realizando uma comparação entre o fluido de perfuração e o fluido com aditivo, percebemos que o aumento da concentração do aditivo tem como propriedade aumentar a viscosidade do fluido e consequentemente a resistência do fluido ao movimento. Um outro dado importante refere-se às propriedades elásticas que os aditivos podem impor ao fluido base, que influenciaria diretamente na região de entrada do fluido na fenda. Fluidos com características elásticas tendem a ter maior resistência ao escoamento em situações de alterações de área, devido ao aumento na viscosidade elongacional. Ressalta-se porém, que neste trabalho o comportamento elástico dos fluidos não foi considerado.

Além de verificar o comportamento da vazão com relação a pressão aplicada no sistema, podemos retirar outras informações importantes para o estudo, tais como a queda de pressão na entrada do canal, como esta se comportando o fluxo e perfil de velocidade do escoamento.

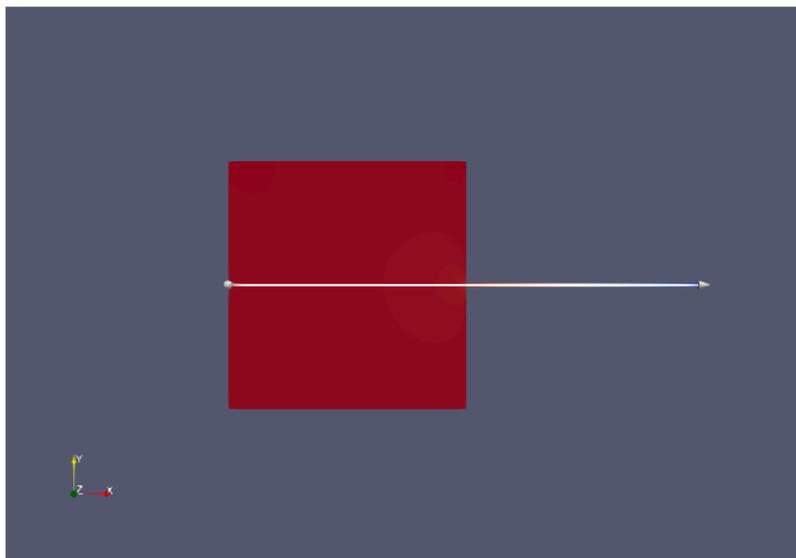


Figura 5.18: Ponto da retirada de dados.

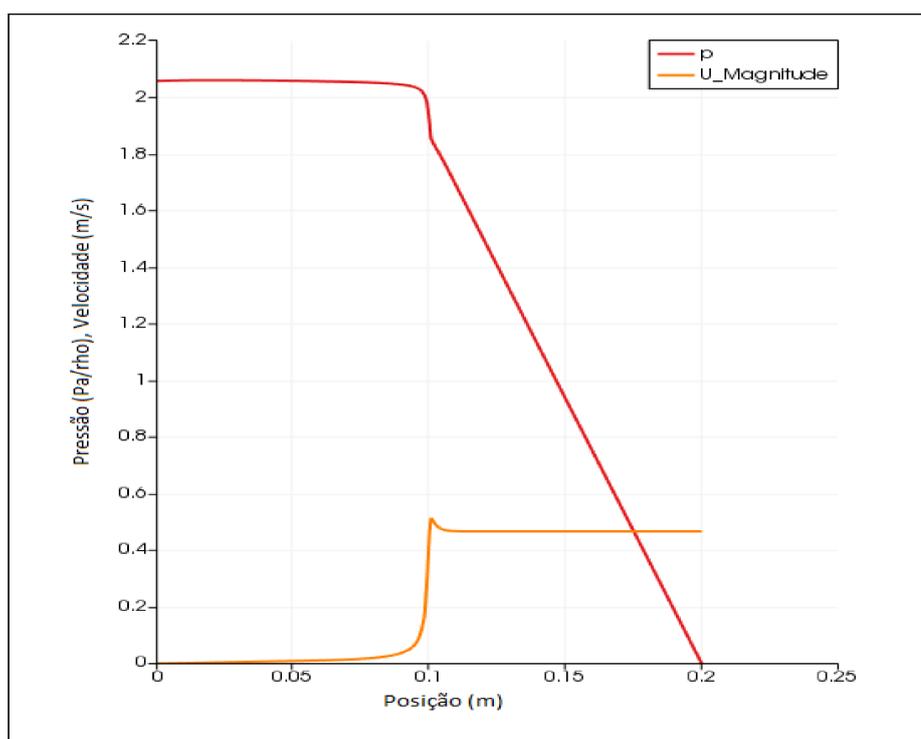


Figura 5.19: Comportamento do escoamento fluido de perfuração puro.

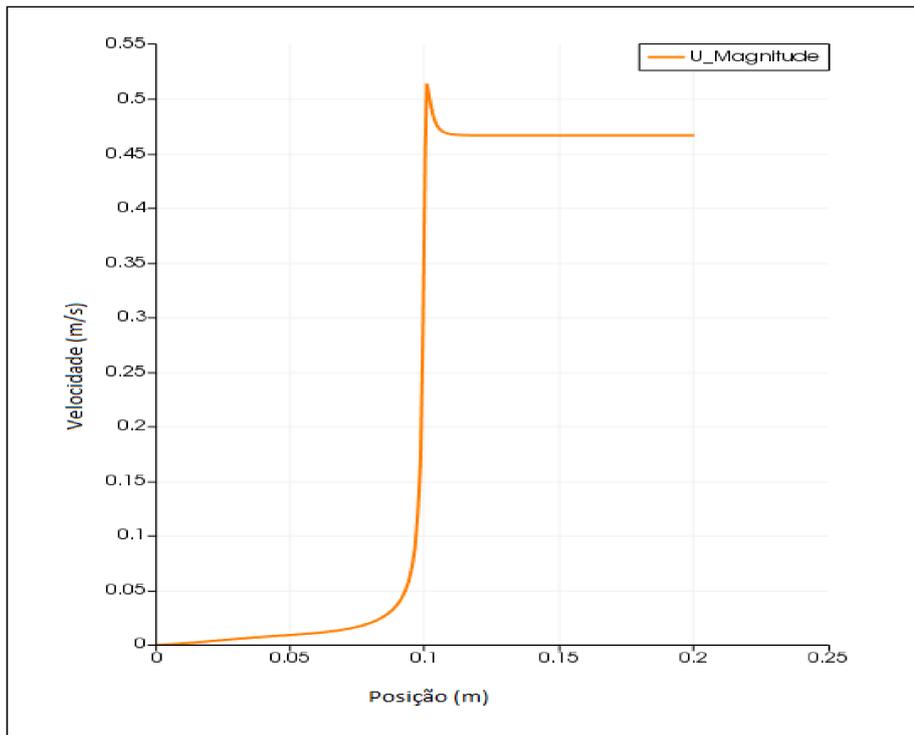


Figura 5.20: Velocidade do escoamento.

Nas figuras 5.19 e 5.20 podemos ver a perda de pressão na entrada do canal, ambos as figuras representam o comportamento do escoamento do fluido de perfuração puro. No escoamento do fluido de perfuração puro, podemos ver que, na entrada do canal existe uma queda abrupta da pressão, bem como um aumento da velocidade do escoamento, logo em seguida, já dentro do canal, o escoamento tende a se desenvolver e a estabilizar. O efeito de queda abrupta de pressão e pico de velocidade ocorre quando as vazões do escoamento podem ser consideradas altas para o sistema em questão.

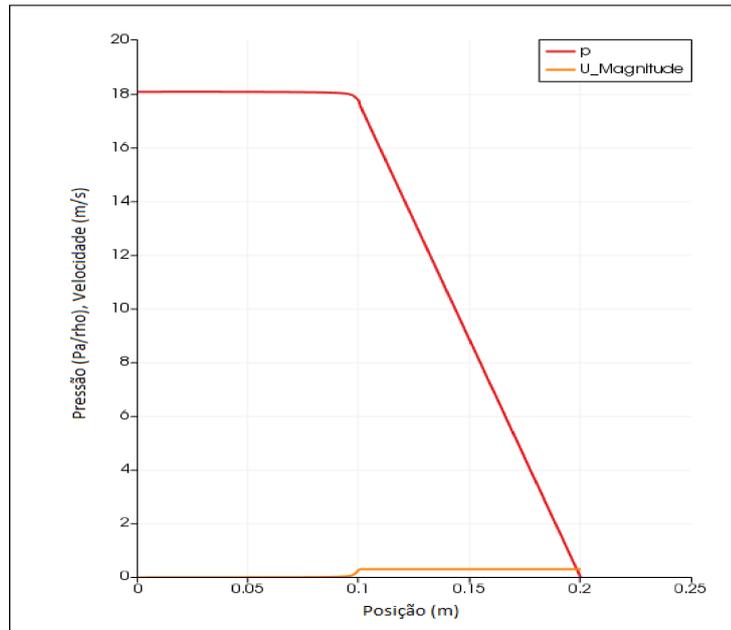


Figura 5.21: Comportamento do escoamento fluido de perfuração com 1% de PAM.

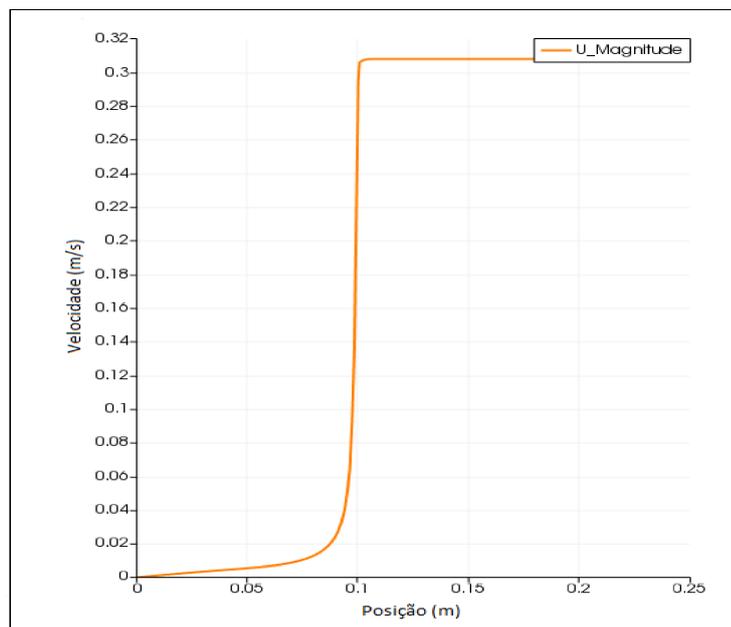


Figura 5.22: Velocidade do escoamento.

Realizando uma comparação entre as imagens 5.22 e a 5.20 é visível a diferença entre o comportamento do escoamento do fluido e o desenvolvimento da velocidade no canal, na 5.20 percebe-se que o fluido de perfuração puro leva um determinada distância para se desenvolver a partir da entrada no canal, isto se deve a velocidade do sistema, já a 5.22 o efeito do desenvolvimento do escoamento ja é mais amenizado, é mais difícil conseguir perceber no gráfico o momento em que ele ocorre, porém ele ainda existe, isto se deve ao fato de que a velocidade no sistema é uma velocidade mais baixa.

Como dito anteriormente, existe uma queda de pressão no escoamento, e este é um ponto que se precisa dar um pouco de atenção, visto que o mesmo é relevante para o estudo da invasão de fluido do poço para o reservatório.

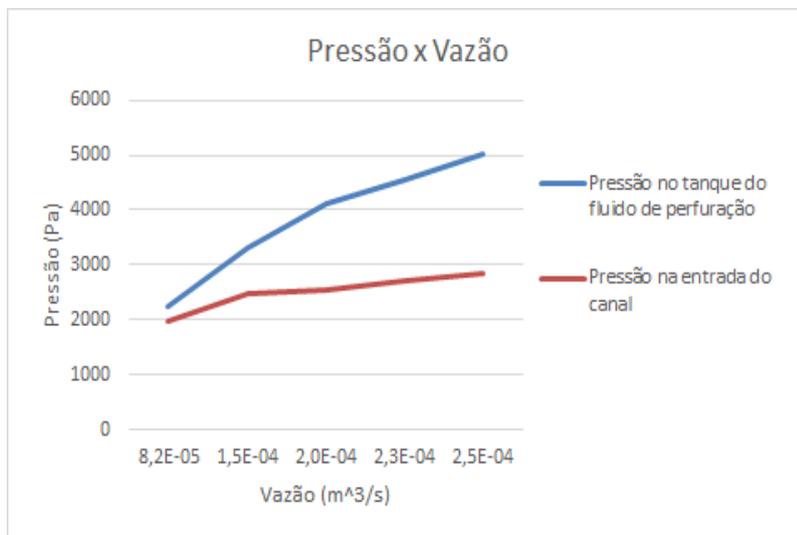


Figura 5.23: Pressão x Vazão Fluido de perfuração.

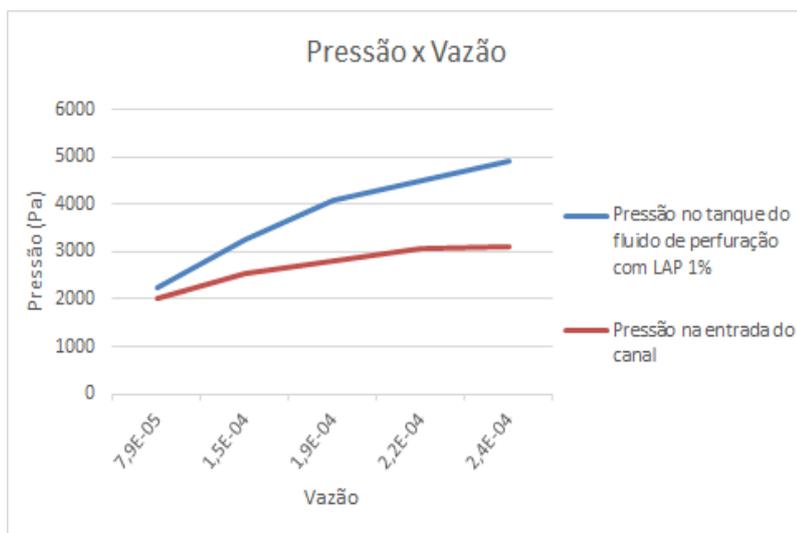


Figura 5.24: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de laponita.

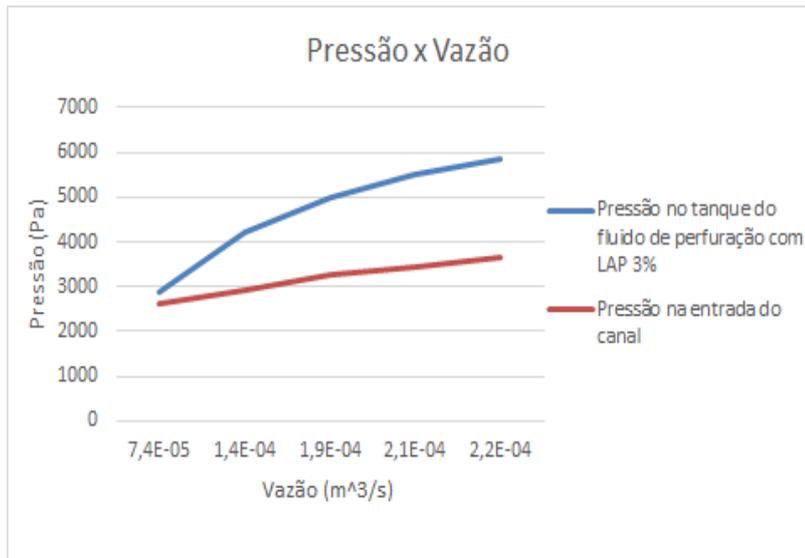


Figura 5.25: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de laponita.

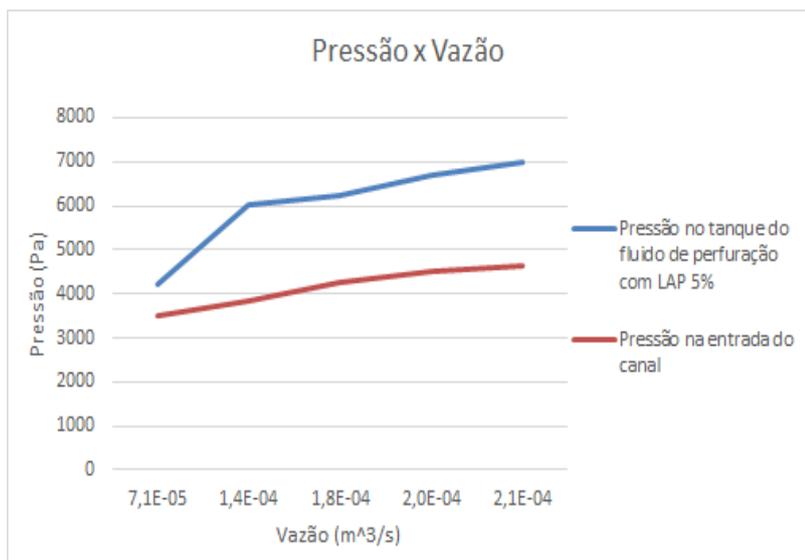


Figura 5.26: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de laponita.

As figuras 5.23, 5.24, 5.25 e 5.26 representam de uma maneira melhor, se compararmos com as figuras 5.22 e 5.20, a perda de pressão na entrada do canal. Nestas figuras, podemos observar que, existe uma grande perda se compararmos a pressão no tanque e a pressão na entrada do canal, ela varia entre 9% para baixa vazão e 37% para altas vazões.

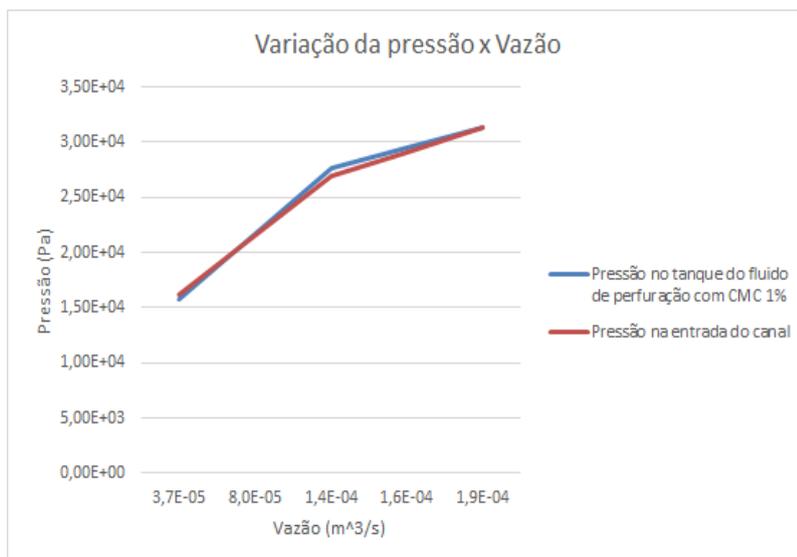


Figura 5.27: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de CMC.

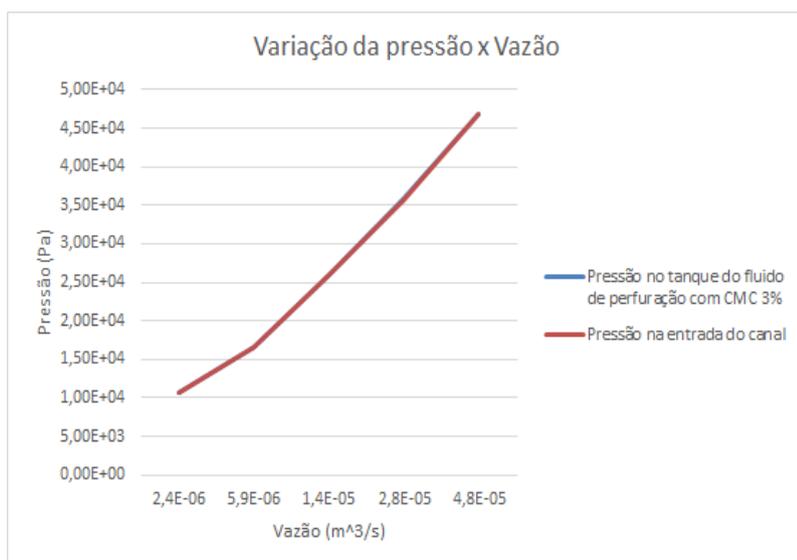


Figura 5.28: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de CMC.

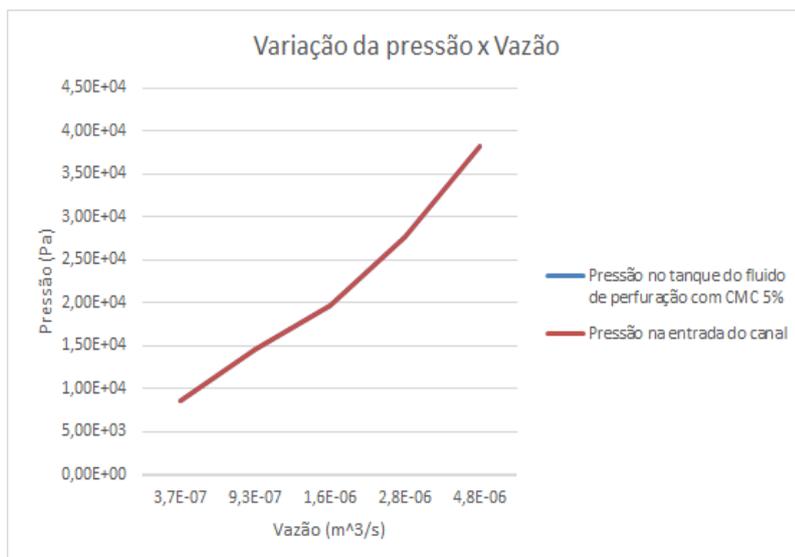


Figura 5.29: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de CMC.

Nas figuras 5.27, 5.28 e 5.29 temos os gráficos da perda de pressão para o fluido de perfuração com o aditivo CMC. Como tinha sido visto anteriormente, na comparação entre os gráficos 5.22 e 5.20, a perda de pressão é bem reduzida, ficando muito menor do que os valores encontrados para as figuras 5.23, 5.24, 5.25 e 5.26.

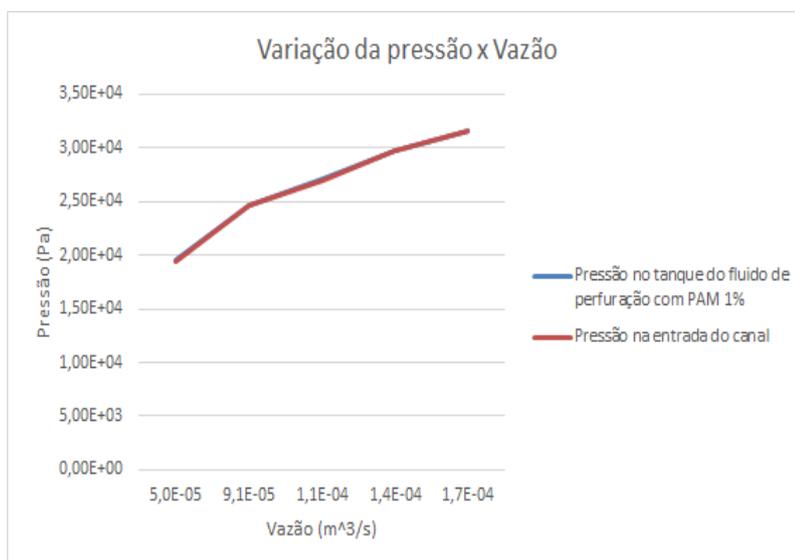


Figura 5.30: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 1% de PAM.

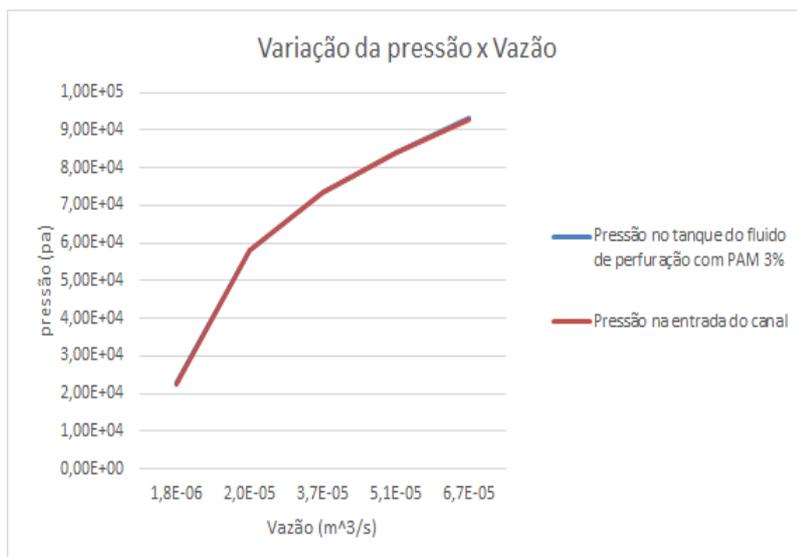


Figura 5.31: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 3% de PAM.

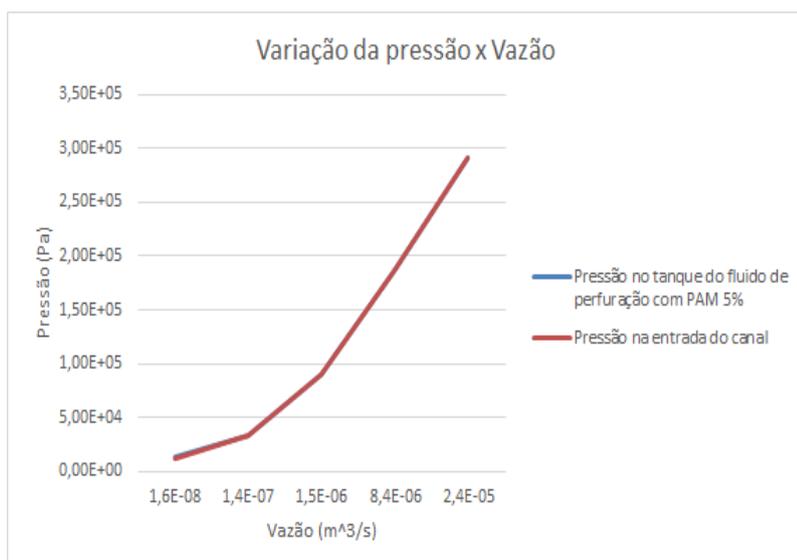


Figura 5.32: Pressão x Vazão Fluido de perfuração com 5% de PAM.

Nas figuras 5.30, 5.31 e 5.32 temos os gráficos da perda de pressão para o fluido com adição de PAM. É visível que o comportamento em relação a perda de pressão do tanque para o canal neste fluido é próximo ao do com CMC, ou seja, a variação entre a pressão do tanque e a pressão na entrada do canal é quase nula.

Tabela 5.2: Queda de pressão adimensional fluido de perfuração puro.

Vazão fluido puro	$\Delta P^*$
8,2E-05	2,95
1,5E-04	2,58
2,0E-04	2,87
2,3E-04	2,67
2,5E-04	2,59

Tabela 5.3: Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com Laponita.

Vazão LAP 1%	$\Delta P^*$	Vazão LAP 3%	$\Delta P^*$	Vazão LAP 5%	$\Delta P^*$
7,9E-05	2,81	7,4E-05	3,49	7,1E-05	10,04
1,5E-04	2,47	1,4E-04	4,88	1,4E-04	8,89
1,9E-04	2,54	1,9E-04	3,68	1,8E-04	4,64
2,2E-04	2,27	2,1E-04	3,58	2,0E-04	4,08
2,4E-04	2,40	2,2E-04	3,36	2,1E-04	3,98

Tabela 5.4: Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com CMC.

Vazão CMC 1%	$\Delta P^*$	Vazão CMC 3%	$\Delta P^*$	Vazão CMC 5%	$\Delta P^*$
3,7E-05	0,54	2,4E-06	0,79	3,7E-07	534,6
8,0E-05	0,02	5,9E-06	0,13	9,3E-07	334,7
1,4E-04	0,0008	1,4E-05	0,12	1,6E-06	257,3
1,6E-04	0,015	2,8E-05	0,064	2,8E-06	67,14
1,9E-04	0,002	4,8E-05	0,06	4,8E-06	10,31

Tabela 5.5: Queda de pressão adimensional fluido de perfuração com PAM.

Vazão PAM 1%	$\Delta P^*$	Vazão PAM 3%	$\Delta P^*$	Vazão PAM 5%	$\Delta P^*$
5,0E-05	0,069	1,8E-06	0,31	1,6E-08	87,08
9,1E-05	0,38	2,0E-05	0,008	1,4E-07	7,98
1,1E-04	0,01	3,7E-05	0,03	1,5E-06	0,13
1,4E-04	0,008	5,1E-05	0,02	8,4E-06	0,14
1,7E-04	0,004	6,7E-05	0,02	2,4E-05	0,033

Nas tabelas 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5 temos os dados sobre a queda de pressão entre o ponto logo antes da entrada do canal e o ponto na região desenvolvida do escoamento no canal em função da vazão. A adimensionalização é dada da seguinte forma:

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P}{0,5\rho v^2} \quad (5-3)$$

Onde,  $\Delta P^*$  é a pressão adimensional.

## 6

### Conclusão

Neste trabalho foram realizadas diversas análises numéricas para o escoamento de fluido de perfuração com diferentes concentrações de aditivos, foram 3 diferentes concentrações e 3 diferentes aditivos mais o fluido de perfuração puro, totalizando 10 diferente análises. Para cada análise foi verificado a pressão necessária para que o escoamento ocorresse naquela determinada vazão.

Nestes resultados, foi possível observar alguns comportamentos do fluido. Percebe-se que com o aumento da concentração do aditivo as propriedades físicas do fluido são alteradas, alterando assim o escoamento como um todo. Foi possível ver comparando os escoamentos do fluido de perfuração puro que é necessário uma diferença de pressão de 2000 Pa para que ele atinja uma vazão de  $8,23 \cdot 10^{-5}$ , enquanto que o mesmo fluido com adição de 5% do volume de PAM para atingir uma vazão de  $2,41 \cdot 10^{-5}$  precisa de aproximadamente 290000 Pa, i.e., uma pressão muito maior. Alternativamente, pode-se concluir que para um dado diferencial de pressão, o fluido com 5% de PAM irá escoar muito menos através da fenda, e portanto seria um aditivo indicado para reduzir o problema de perda de fluido.

Como não foi feito um projeto em três dimensões no *software* não foi possível realizar uma comparação direta com os dados obtidos por laboratório, o que era a proposta inicial do projeto, sendo assim, foi necessário utilizar as soluções analíticas conhecidas 4-1 e a 5-1 para poder validar o problema, como pode ser visto durante o decorrer do trabalho.

É plausível concluir que, a partir da comparação entre os resultados analítico e numérico, levando em consideração o aumento do erro de acordo com o aumento da vazão, são bem próximos, e assim obtivemos uma idéia de como a perda de circulação funciona e conseqüentemente abre-se possibilidades para novos projetos sobre este tópico, bem como projetos realizados no *software OpenFOAM*.

## Referências Bibliográficas

- [1] petroleumroughneck. Lost Circulation. <http://www.petroleumroughneck.com/2017/06/Lost-circulation.html>, 2017. [Online; acessado 04-Dezembro-2018].
- [2] CHEVRON. Lost circulation guide, drilling specialties company, a division of chevron phillips chemical company lp. Report ,1, 82p., Chevron, 2014.
- [3] Patrick Cole *et al.* A baseline study of nonproductive time related to lost circulation in geothermal drilling. Stanford Geothermal Workshop, 2017.
- [4] BEHNOUD ANDBEHNOUD E HOSSEINI HOSSEINI. Estimation of lost circulation amount occurs during under balanced drilling using drilling data and neural network. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26:627–634, 2017.
- [5] Jaffery *et al.* Case study - engineered fiber-based loss circulation control pills efcc solves total loss circulation challenges on complex depleted and fractured formation in natuna sea, indonesia. page 13. Offshore Technology Conference, 2016. Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [6] TOMISLAV MARIC; JENS HOPKEN; KYLE MOONEY. *The OpenFOAM Technology Primer*. Sourceflux, 2014.
- [7] R. BYRON BIRD; ROBERT C. ARMSTRONG; OLE HASSAGER. *Dynamics of polymeric liquids*. Wiley-Interscience, 1987.