



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE - UFCG**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA - CCT**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENG. DE PROCESSOS**  
**CURSO DE DOUTORADO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS**

**HIDRODINÂMICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM  
POÇOS DE PETRÓLEO E RESERVATÓRIO: MODELAGEM  
E SIMULAÇÃO VIA CFD**

**ALUNO: Francisco Freire de Oliveira**

**ORIENTADORES: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima**

**Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto**

Campina Grande, 31 de Agosto de 2021

**Francisco Freire de Oliveira**

**HIDRODINÂMICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM  
POÇOS DE PETRÓLEO E RESERVATÓRIO: MODELAGEM  
E SIMULAÇÃO VIA CFD**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Processos.

Orientadores:

Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima

Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

Campina Grande, 31 de Agosto de 2021

O48h      Oliveira, Francisco Freire de.  
             Hidrodinâmica de fluidos de perfuração em poços de petróleo e reservatório: modelagem e simulação via CFD / Francisco Freire de Oliveira. – Campina Grande, 2022.  
             103 f. : il. color.

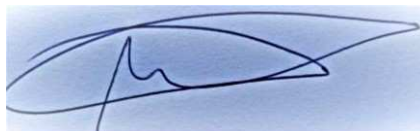
             Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciência e Tecnologia, 2021.  
             "Orientação: Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima, Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".  
             Referências.

             1. Poços de Petróleo. 2. Perfuração. 3. Controle de Poço. 4. Modelagem e Simulação. 5. CFX. I. Lima, Antonio Gilson Barbosa de. II. Farias Neto, Severino Rodrigues de. III. Título.

CDU 622.24(043)

MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA DA TESE DE DOUTORADO DE FRANCISCO FREIRE DE OLIVEIRA APRESENTADA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS DO CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

Tese de doutorado **aprovada** em 31 de Agosto de 2021.



---

**Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima**  
Orientador – UFCG



---

**Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto**  
Orientador – UFCG



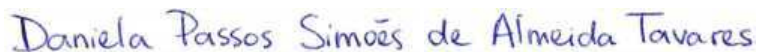
---

**Prof. Dr. Tony Herbert Freire de Andrade**  
Examinador externo – UFCG



---

**Prof. Dra. Josedite Saraiva de Souza**  
Examinador externo – UFCG



---

**Prof. Dra. Daniela Passos Simões de Almeida Tavares**  
Examinador externo – IFPB



---

**Prof. Dr. Rodrigo Moura da Silva**  
Examinador externo – IFPB

Campina Grande – PB, 31 de Agosto de 2021

## RESUMO

Com o passar das décadas, a exploração de petróleo vem se tornando cada vez mais difícil, uma vez que as reservas disponíveis estão cada vez mais escassas ou estão localizadas em regiões de acesso complicado e longe da costa, com profundidades cada vez maiores e, devido a isso, as operações de perfuração de poços de petróleo têm requerido um maior conhecimento do que ocorre no fundo do poço durante a perfuração para que o processo ocorra com viabilidade técnica e econômica. Visando a ampliação desse conhecimento, foi realizado um estudo sob a perspectiva da fluidodinâmica computacional, utilizando o *software Ansys CFX*<sup>®</sup> com o objetivo de analisar o comportamento de variáveis no interior do poço durante a ocorrência de um *kick* de gás. Para desenvolver tal estudo, foi definida uma modelagem matemática representativa do *kick* focada na parte final de um poço de petróleo e na parte do reservatório adjacente ao poço. O modelo permitiu a avaliação do comportamento dinâmico, por meio de simulações transientes, de variáveis como pressão, frações volumétricas do fluido de perfuração e do gás e velocidades superficiais dos fluidos no interior do poço durante a perfuração. Foram realizadas comparações com fluidos de perfuração com comportamentos reológicos distintos e três modelos de turbulência. Foram analisadas, também, as influências da quantidade de fluido de perfuração bombeada, da quantidade de gás que invade o poço e da porosidade da rocha reservatório. Comparando os diferentes tipos de fluido, notou-se que o fluido de Bingham conseguiu penetrar com maior intensidade na rocha reservatório em comparação ao fluido de Ostwald de Waele. Todos os modelos de turbulência analisados mostraram comportamentos semelhantes e, portanto, adequados para o sistema em análise. As simulações mostraram, também, que ao aumentar a quantidade de fluido de perfuração injetada, reduz-se a quantidade de gás que penetra no poço ao mesmo tempo que há um aumento da perda de fluido para a formação e, ainda, que ao aumentar a quantidade de gás no reservatório, seja pelo aumento da velocidade de entrada do mesmo ou pelo aumento da porosidade da rocha leva a um aumento de velocidade e concentração de gás no espaço anular. Por fim, foi analisada a influência da rotação da coluna de perfuração que, por sua vez, não apresentou desvios significativos na pressão do poço nem nas concentrações com que os fluidos se deslocam no interior do espaço anular.

*PALAVRAS-CHAVE:* Perfuração. Controle de Poço. Modelagem e Simulação. CFX.

## ABSTRACT

Over the decades, oil exploration has become increasingly difficult, since the available reserves are increasingly scarce or are located in regions of complicated access and far from the coast with ever greater depths and because of this, oil well drilling operations have required greater knowledge of what happens at the bottom of the well during drilling for the process to take place with technical and economic feasibility. Aiming at expanding this knowledge, a study was carried out from the perspective of computational fluid dynamics, using the Ansys CFX<sup>®</sup> software in order to analyze the behavior of variables inside the well during the occurrence of a gas kick. To develop such a study, a representative mathematical modeling of the kick focused in the final part of an oil well and in the part of the reservoir adjacent to the well was defined. The model allowed the evaluation of dynamic behavior, through transient simulations, of variables such as pressure, volumetric fractions of the drilling fluid and gas and surface velocities of the fluids inside the well during drilling. Comparisons were made with drilling fluids with different rheological behaviors and three turbulence models. The influence of the amount of drilling fluid pumped, the amount of gas that invades the well and the porosity of the reservoir rock were also analyzed. Comparing the different types of fluid it was noted that Bingham's fluid was able to penetrate the reservoir rock with greater intensity compared to Ostwald de Waele's fluid. All the turbulence models analyzed showed similar behaviors and, therefore, suitable for the system under analysis. The simulations also showed that by increasing the amount of injected drilling fluid, the amount of gas that enters the well is reduced at the same time that there is an increase in the loss of fluid for formation and, furthermore, that by increasing the amount of gas in the reservoir, either by increasing its entrance speed or by increasing the porosity of the rock leads to an increase in speed and concentration of gas in the annular space. Finally, the influence of the rotation of the drilling column was analyzed, which, in turn, did not present significant deviations in the pressure of the well or in the concentrations with which the fluids move inside the annular space.

**KEYWORDS:** Drilling. Well Control. Modeling and Simulation. CFX.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Organização típica de perfuração. ....	19
Figura 2-2 – Esquema da coluna de perfuração com broca.....	22
Figura 2-3 – Reservatório contendo fluido de perfuração.....	26
Figura 2-4 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos. ....	31
Figura 3-1 – Representação do poço e detalhe do trecho final.....	60
Figura 3-2 – Detalhes da malha desenvolvida no <i>software</i> : a) Visão Geral; b) Detalhe da base do poço com parte do reservatório; c) Detalhe da base do poço sem reservatório e; d) Dimensões do modelo. ....	62
Figura 3-3 – Detalhes da malha desenvolvida no <i>software</i> : a) Visão geral; b) Corte transversal do poço e; c) detalhe da coluna de perfuração e da parede externa do poço.....	64
Figura 3-4 – Detalhes da malha desenvolvida no <i>software</i> : a) Visão geral; b) Detalhes da extremidade superior do modelo; c) Detalhe da saída da região anular e; d) Detalhes da extremidade inferior do poço.....	64
Figura 3-5 – Detalhes da malha desenvolvida no <i>software</i> : a) Extremidade inferior do poço; b) Detalhe da região de interface entre os dois domínios; c) Detalhe da base da coluna de perfuração; d) Detalhe do trecho final da coluna de perfuração e; e) Detalhe da saída do fluido de perfuração na extremidade da coluna. ....	65
Figura 3-6 – Detalhes da malha desenvolvida no <i>software</i> : a) Visão geral; b) Detalhes da parede superior do reservatório e ponto de acoplamento entre os domínios; c) Detalhes da região de entrada do gás; d) Detalhe do modelo do reservatório e; e) Detalhes da malha da base do reservatório. ....	65
Figura 3-7 – Detalhes das malhas desenvolvidas: detalhes da parede externa do anular e da região do acoplamento entre o poço e o reservatório (a) Malha 1; b) Malha 2). ....	66
Figura 3-8 – Localização dos Pontos, Linhas e Planos de aquisição de dados nos domínios estudados: a) Poço; b) Parte do reservatório; c) Vista geral; d) Detalhe do poço e; e) Corte transversal do poço. ....	75
Figura 4-1 – Comparativo da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 1 aos 6,0 segundos de simulação. ....	78
Figura 4-2 – Comparativo da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 2 aos 6,0 segundos de simulação. ....	78

Figura 4-3 – Comparativo da pressão total para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 2 aos 2,0 segundos de simulação. ....	79
Figura 4-4 – Comparativo visual da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 nos trechos descritos do Plano 1, obtidas aos 6,0 segundos de simulação. ....	80
Figura 4-5 – Fração volumétrica do gás para os tipos de fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 4. ....	81
Figura 4-6 – Fração volumétrica do fluido de perfuração para os tipos de fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 6 e; b) Ponto 9. ....	82
Figura 4-7 – Fração volumétrica do fluido de perfuração para os modelos de turbulência em função do tempo: a) Ponto 6; b) Ponto 8 e; c) Ponto 9. ....	84
Figura 4-8 – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 3. ....	86
Figura 4-9 – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 6 e; b) Ponto 9. ....	87
Figura 4-10 – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração ao final da simulação (14s). ....	88
Figura 4-11 – Fração volumétrica do gás para as velocidades de entrada do gás em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 4. ....	90
Figura 4-12 – Fração volumétrica do gás para as velocidades de entrada do gás analisadas. Tempos: a) 0s; b) 2s; c) 6s; d) 10s e; e) 14s. ....	91
Figura 4-13 – Velocidade superficial do gás no eixo Z (vertical) em função do tempo: a) Ponto 3 e; b) Ponto 4. ....	94
Figura 4-14 – Pressão total para as velocidades de rotação analisadas no Ponto 2 em função do tempo. ....	96
Figura 4-15 – Fração volumétrica do fluido de perfuração para as velocidades de rotação analisadas no Ponto 2 em função do tempo. ....	96
Figura 4-16 – Pressão total para as velocidades de rotação analisadas em função do tempo: a) Ponto 2 e; b) Ponto 5. ....	97



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Classificação dos poços de petróleo.....	19
Tabela 3.1 - Características da geometria desenvolvida.....	61
Tabela 3.2 - Características das malhas desenvolvidas.....	63
Tabela 3.3 - propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.....	69
Tabela 3.4 - Propriedades do gás metano.....	70
Tabela 3.5 - Propriedades da rocha reservatório (dolomita).....	71
Tabela 3.6 - Parâmetros utilizados nas simulações.....	71
Tabela 3.7 - Parâmetros variados nas simulações.....	72
Tabela 3.8 – Pontos para extração dos resultados.....	74
Tabela 3.9 – Parâmetros do software utilizados.....	76

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 .....	12
1. INTRODUÇÃO .....	12
1.1. A Problemática .....	12
1.2. Justificativa.....	14
1.3. Objetivos .....	15
1.3.1. Objetivo Geral .....	15
1.3.2. Objetivos Específicos .....	16
CAPÍTULO 2 .....	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	17
2.1. Perfuração de poços.....	17
2.1.1. Fundamentos .....	17
2.1.2. Classificação dos poços de petróleo .....	18
2.1.3. Métodos de perfuração de poços .....	21
2.1.4. Sondas de perfuração.....	21
2.1.4.1. <i>Conceitos Gerais</i> .....	21
2.1.4.2. <i>Sistemas de uma sonda de perfuração</i> .....	22
2.1.5. Fluidos de perfuração .....	25
2.1.5.1. <i>Características dos fluidos de perfuração</i> .....	26
2.1.5.2. <i>Funções dos fluidos de perfuração</i> .....	27
2.1.5.3. <i>Propriedades dos fluidos de perfuração</i> .....	27
2.1.5.4. <i>Classificação dos fluidos de perfuração</i> .....	28
2.1.5.5. <i>Fluidos não-Newtonianos</i> .....	30
2.1.6. Limpeza do poço e excentricidade da região anular .....	33
2.1.7. Influência da rotação da coluna na perda de pressão .....	34
2.1.8. Controle de poços.....	37

2.1.8.1. Métodos de controle de poços .....	37
2.2. Fluidodinâmica computacional .....	39
2.2.1. Modelos de turbulência .....	40
2.2.1.1. Modelos de Turbulência Estatísticos .....	42
2.2.1.2. Modelo de turbulência de viscosidade turbilhonante (Eddy-viscosity turbulence model) .....	43
2.3. Estado da arte – Modelagem e fluidodinâmica .....	54
2.3.1. Simuladores de <i>kick</i> e de reservatório .....	54
CAPÍTULO 3 .....	59
3. METODOLOGIA .....	59
3.1. Descrição do problema físico e do domínio de estudo .....	59
3.1.1. Descrição do problema físico .....	59
3.1.2. Construção do domínio .....	59
3.1.3. Construção da geometria .....	61
3.1.4. Desenvolvimento da malha .....	61
3.2. Considerações da modelagem .....	66
3.2.1. O modelo matemático .....	66
3.2.2. Condições iniciais e de contorno .....	67
3.3. Propriedades termofísicas e características do fluido de perfuração, do gás, da rocha reservatório e do poço .....	68
3.4. Efeitos avaliados .....	72
3.5. Obtenção dos dados .....	73
3.6. Parâmetros da solução das simulações .....	76
CAPÍTULO 4 .....	77
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	77
4.1. Influência do grau de refinamento da malha .....	77
4.2. Influência do tipo de fluido de perfuração .....	80

4.3. Influência do modelo de turbulência empregado .....	83
4.4. Influência da velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado .....	85
4.5. Influência da velocidade de entrada do gás no domínio do reservatório .....	89
4.6. Influência da porosidade da rocha reservatório .....	93
4.7. Influência da velocidade de rotação da coluna de perfuração .....	95
CAPÍTULO 5 .....	98
5. CONCLUSÕES .....	98
REFERÊNCIAS .....	99

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. A Problemática

Grandes investimentos são necessários para explorar petróleo, principalmente em zonas *offshore* (zonas marítimas), sendo assim, até grandes empresas precisam formar grupos para compartilhar os riscos financeiros envolvidos em grandes projetos. Antes do início da perfuração é necessário fazer um projeto detalhado do poço contendo todas as especificações. Ainda assim, as operações de perfuração demandam diversas equipes de profissionais especializados de forma a proporcionar a segurança no local e viabilidade financeira do projeto.

Problemas na execução das operações de perfuração estão sempre presentes no cotidiano da perfuração de poços, seja nas operações mais simples em poços rasos, ou em operações mais complexas, devido à grande profundidade ou a alta pressão em seu interior.

Alguns desses problemas podem levar a ocorrência de um fenômeno chamado *kick*, que consiste em um fluxo indesejado dos fluidos da formação devido a um diferencial de pressão no sentido formação-poço. Ele pode ocorrer por diversos motivos, entre eles, pode-se citar a perda de circulação do fluido de perfuração, a presença de gás no interior do poço e pistoneio. Se o *kick* não é controlado eficientemente, ele pode resultar em uma invasão descontrolada de fluido da formação para o interior do poço ocasionando uma explosão, o que caracteriza um *blowout*, que, mesmo quando considerado mais simples, pode resultar na perda de milhões de dólares em equipamentos e recursos naturais valiosos e, em muitos casos, podem ainda acarretar a morte de pessoas, o que justifica a maior necessidade de entendimento do problema para um controle eficaz.

Problemas no controle de poços não costumam ocorrer sem que haja problemas mecânicos. Estes últimos associados com problemas rotineiros de controle de poços podem transformar-se em desastrosos *blowouts*. Se este fenômeno ocorrer no subsolo, geralmente no ponto onde a formação exposta é mais fraca, que corresponde à região em frente à sapata do último revestimento colocado, ele é conhecido como *underground blowout* (GRACE, 2003).

Durante a perfuração de um poço de petróleo, um fluido de perfuração é bombeado para dentro da haste de perfuração. Este fluido flui no interior da coluna de perfuração, através da broca e retorna através da região anular entre a coluna e a parede do poço. Uma das finalidades

do fluido é transportar os cascalhos do processo de perfuração para a superfície. Outra importante função do fluido é manter um certo gradiente de pressão ao longo do comprimento do poço (NYGAARD E NÆVDAL, 2006).

Uma parte crítica do poço é a zona do reservatório, onde é provável que a formação seja porosa. O balanço de pressão entre a seção do poço e o reservatório é de extrema importância. Se a pressão no poço é mais alta que a pressão de poro da formação, pode provocar a penetração do fluido de perfuração para o interior da formação do reservatório. Por outro lado, se a pressão no poço é menor que a pressão de poro da formação, os fluidos do reservatório migram para a região anular do poço (NYGAARD E NÆVDAL, 2006).

No primeiro cenário, essa penetração do fluido na formação é conhecida como perda de circulação e ocorre quando há a fratura da formação, e a infiltração do fluido ocasiona a perda da pressão hidrostática no poço induzindo os fluidos da formação a fluir para dentro do poço (segundo cenário), em qualquer formação permeável contendo pressões mais altas. Essa é uma das principais causas que levam à perda de controle do poço se não for corrigida apropriadamente. Tal fratura pode ocorrer se o gradiente de pressão hidrostática for superior ao gradiente de fratura das formações expostas (GRACE, 2003).

O elemento essencial em qualquer perfuração de poço é o fluido de perfuração. Eles podem ser descritos como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Também, chamados de lama, os fluidos de perfuração podem ser conceituados como composições frequentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo e dependem das exigências particulares de cada perfuração (BARBOSA, 2006).

Os fluidos de perfuração podem apresentar diversas características, específicas para cada processo de perfuração, mas todos devem possuir as características fundamentais em comum, tais como: ser estável quimicamente; estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente; manter-se sólidos em suspensão quando estiver em repouso; aceitar qualquer tratamento, físico e químico e; principalmente, ser bombeável (THOMAS, 2001).

Apesar de ter uma variedade de fluidos disponíveis, todos são empregados com as mesmas funções básicas, que são essencialmente, limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície; exercer pressão hidrostática sobre as formações; estabilizar as paredes do poço e, resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca (THOMAS, 2001).

## 1.2. Justificativa

Para evitar grandes problemas, em especial a ocorrência do *kick*, é imprescindível um maior conhecimento das operações envolvidas, de modo a possibilitar a perfuração de poços com maior segurança, mesmo quando realizadas em águas ultra profundas e sob condições severas, como é o caso dos campos do Pré-Sal, localizados no litoral do sudeste brasileiro, por exemplo, o que demanda uma maior eficiência e agilidade da equipe de perfuração. Com menor risco de acidentes, diminuem-se as chances de vazamento de fluidos que causariam a contaminação da área, além de diminuir as possibilidades de parada da operação, reduzindo dessa forma, o custo total do poço.

As ferramentas numéricas são importantes instrumentos já que a realização de experimentos no laboratório que possam reproduzir tais fenômenos é de difícil implementação. A extração de petróleo e as operações decorrentes dessa atividade podem ser otimizadas se houver uma forma de prever o comportamento do reservatório. Sendo assim, uma alternativa para ampliar esse conhecimento é a utilização de simuladores, que podem contribuir na tomada de decisões do engenheiro responsável pela perfuração, no treinamento e aperfeiçoamento de pessoal, bem como, em uma melhor compreensão e interpretação do que está ocorrendo nas observações de campo. Tais simuladores têm uma função decisiva na indústria e, devido à isso, têm recebido muita atenção em centros de pesquisa públicos e privados.

Apesar das vantagens que os simuladores possam oferecer, ainda são muito escassas, na literatura, informações necessárias para validar os modelos aplicados, uma vez que as grandes empresas do setor não costumam divulgar dados reais das operações de perfuração de poços de petróleo, dificultando ou até impossibilitando uma possível validação de um modelo.

Têm sido realizados estudos sobre os efeitos hidráulicos de rotação de colunas de perfuração ao longo dos anos. Segundo Hemphill e Ravi (2005), nos primeiros estudos realizados, foi observado que a rotação da coluna de perfuração contribuiu para diminuir a queda de pressão. Foram estudados, também, os efeitos da rotação da coluna de perfuração em fluidos newtonianos a partir de uma perspectiva teórica e concluiu-se que houve um efeito significativo sobre a queda de pressão, especialmente em espaços anulares menores através do qual o fluido estava se movendo em fluxo laminar.

Ainda, de acordo com Hemphill e Ravi (2005), em estudos mais recentes verificou-se que, ao contrário dos primeiros estudos, a rotação da coluna de perfuração pode produzir grandes aumentos na queda de pressão. Finalmente com o uso de ferramentas PWD (*pressure-*

*while-drilling*) em estudos hidráulicos, foi observada uma real ligação entre a velocidade de rotação da coluna de perfuração e o aumento da queda de pressão anular. Entretanto, ainda é difícil estimar o grau de aumento da queda de pressão com a velocidade de rotação da coluna, especialmente para fluidos não-newtonianos.

Independentemente dos efeitos de rotação da coluna de perfuração, existe a possibilidade da pressão do fluido de perfuração ser superior à pressão de poro da formação em determinados trechos do poço, onde a formação é mais frágil ou mais porosa. Nessa situação, parte do fluido tende a invadir a formação rochosa provocando fraturas na mesma. Com a perda dessa quantidade de fluido, a pressão hidrostática na região anular pode sofrer uma queda brusca localmente, favorecendo a invasão do ânulo por fluidos provenientes da formação, tais como gás ou óleo, o que pode ocasionar problemas sérios no processo de perfuração (OLIVEIRA, 2014).

Por tudo isso, é extremamente importante que sejam realizados estudos cada vez mais realistas que permitam prever as condições de estabilidade do poço no que diz respeito a influxos indesejados. Tal relevância dá-se devido ao risco potencialmente catastrófico inerente ao processo de perfuração do poço quando do manuseio de fluidos altamente inflamáveis e tóxicos ao meio ambiente. Tais riscos podem apresentar-se em termos de grandes perdas financeiras, severos danos ambientais e até mesmo riscos às vidas humanas.

No entanto, ainda é extremamente escassa a literatura que trata desses estudos e não foram encontrados trabalhos que mostrassem esses fenômenos de uma perspectiva que permitisse a visualização dos fenômenos aqui analisados, principalmente no que diz respeito à análise da influência da rotação da coluna o que justifica a condução do trabalho ora apresentado.

### **1.3. Objetivos**

#### **1.3.1. Objetivo Geral**

Estudar o comportamento dinâmico de fluidos de perfuração e do fluido da formação rochosa durante o processo de perfuração de poços de petróleo via CFD.



### 1.3.2. Objetivos Específicos

Como objetivos específicos podem-se citar:

- ✓ Implementar um modelo matemático do poço no *software Ansys CFX 13.0*<sup>®</sup> para avaliar o comportamento dos fluidos no interior do poço e reservatório durante o processo de perfuração da formação porosa;
- ✓ Apresentar as distribuições de pressão, velocidade e fração volumétrica dos fluidos no interior do poço e reservatório analisando o comportamento dinâmico dessas variáveis durante o escoamento da mistura na região anular do poço e no interior do reservatório;
- ✓ Analisar a influência de diferentes tipos de fluidos de perfuração na hidrodinâmica do escoamento na região anular no poço;
- ✓ Analisar a influência dos modelos de turbulência utilizados na análise dos fenômenos estudados;
- ✓ Avaliar o efeito da vazão volumétrica de fluido de perfuração injetado no poço no comportamento do escoamento;
- ✓ Avaliar o efeito da vazão volumétrica de fluido proveniente do reservatório que invade o poço;
- ✓ Avaliar o efeito da porosidade da formação rochosa na hidrodinâmica do poço;
- ✓ Analisar a influência da velocidade de rotação da coluna de perfuração no comportamento hidrodinâmico dos fluidos no espaço anular.

## CAPÍTULO 2

### 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 2.1. Perfuração de poços

##### 2.1.1. Fundamentos

Grandes investimentos são necessários para explorar petróleo e gás. Pequenas companhias de petróleo investem principalmente nos poços rasos, menos caros, perfurados em terra. Investimentos em poços *offshore* caros podem ser realizados apenas por grandes empresas de petróleo. Os custos de perfuração podem se tornar tão volumosos que em alguns casos, diversas empresas de petróleo formam grupos para compartilhar os riscos financeiros.

Além disso, muitos serviços especializados são necessários para perfurar um poço com segurança e economia. Assim como na maioria das grandes indústrias de atividades mais complexas, muitas empresas de serviços, empreiteiros e consultores, cada um com sua própria organização, são envolvidos de forma a assegurar a prestação de serviços e habilidades necessárias. Grupos especializados dentro de grandes companhias de petróleo também são envolvidos. Uma equipe de engenheiros de perfuração é geralmente identificada como um desses grupos (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991).

Dentre os vários tipos de poços, é importante ressaltar os poços classificados como pioneiros e de desenvolvimento. O primeiro tem o objetivo de descobrir um novo reservatório de petróleo. Em contraste, o objetivo de um poço de desenvolvimento, é o de explorar um reservatório conhecido. Normalmente, o grupo geológico recomenda locais para poços pioneiros, enquanto o grupo de engenharia de reservatório recomenda a localização de poços de desenvolvimento. O grupo de engenharia de perfuração faz os projetos preliminares do *design* do poço, bem como as estimativas de custos para o poço proposto. O grupo jurídico garante os direitos necessários à perfuração e à produção e estabelece título claro e direito de passagem para o acesso. Topógrafos delimitam a localização do poço.

Segundo Bourgoyne Jr. *et al.* (1991), a perfuração é feita geralmente por um empreiteiro de perfuração. Uma vez que a decisão de perfurar o poço é feita pela administração, o grupo de engenharia de perfuração prepara um projeto mais detalhado do poço e escreve as especificações da licitação. Os equipamentos e os procedimentos requeridos pelo operador

junto com a descrição do poço, devem ser incluídos nas especificações da licitação e contrato de perfuração. Nas áreas em que as experiências anteriores demonstram que a perfuração é rotineira, a base de cálculo pode ser o custo por metro (ou pé) de poço perfurado. Em áreas onde os custos não podem ser estimados com razoável certeza, a base é geralmente calculada por dia de trabalho. Em alguns casos, a proposta é baseada no custo por metro ou pé até uma certa profundidade e, além desse ponto, o custo é calculado por dia de trabalho. Quando o poço está sendo financiado por mais de uma empresa, o contrato de planejamento e perfuração do poço deve ser aprovado pelos engenheiros de perfuração representantes das diversas empresas envolvidas.

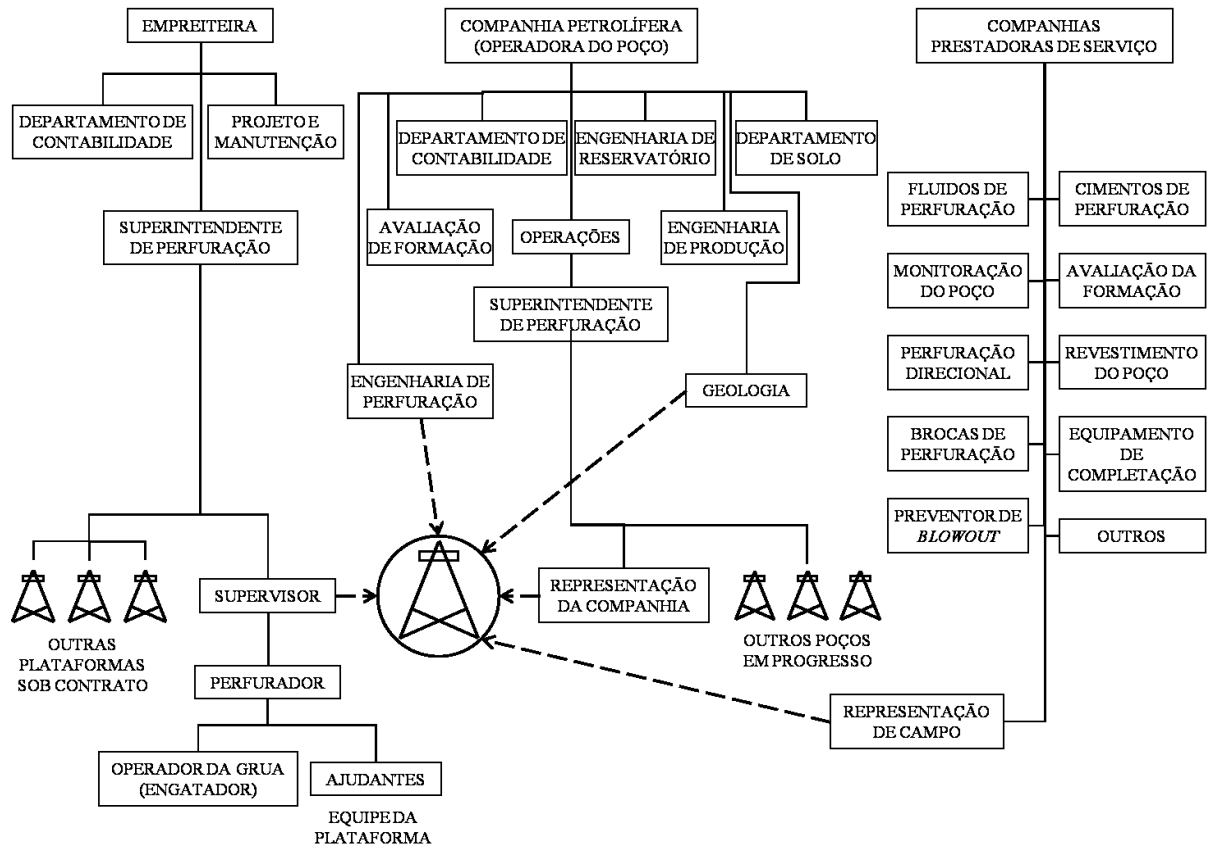
É ilustrado na Figura 2.1 uma organização típica de perfuração usada frequentemente por empreiteiras de perfuração e operadores de poço quando este é perfurado em uma base de custo por dia. O Engenheiro de perfuração recomenda os procedimentos de perfuração de forma que o poço seja perfurado da maneira mais segura e econômica possível. Em muitos casos, o plano original do poço deve ser modificado com o progresso da perfuração devido à circunstâncias imprevistas. Essas modificações também são de responsabilidade do engenheiro de perfuração. O representante da empresa, usando o plano do poço, toma, no local, decisões concernentes às operações de perfuração bem como sobre outros serviços que venham a ser requeridos (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991).

### **2.1.2. Classificação dos poços de petróleo**

Além dos dois tipos de poços apresentados na seção anterior, existem vários outros tipos de poço, como indicado na Tabela 2.1. Um poço de petróleo é classificado de acordo com a sua finalidade. Existem nove categorias distribuídas nas duas finalidades básicas às quais são atribuídos números de forma a padronizar a nomenclatura dos poços, conforme apresentado na Tabela 2.1 (PETROBRÁS, 2002).

Os poços exploratórios são aqueles que visam a descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo, a avaliação de suas reservas ou simplesmente a coleta de dados para estudos geológicos. Como ilustrado na Tabela 2.1, estes poços podem ser divididos em 6 categorias, detalhadas a seguir (PETROBRÁS, 2002):

Figura 2-1 – Organização típica de perfuração.



Fonte: Adaptado de BOURGOYNE Jr. *et al.* (1991)

Tabela 2.1 - Classificação dos poços de petróleo.

Finalidade	Categoria	Número Chave
Exploração	Pioneiro	1
	Estratigráfico	2
	Extensão	3
	Pioneiro adjacente	4
	Jazida mais rasa	5
	Jazida mais profunda	6
Exploração (Lavra)	Desenvolvimento	7
	Injeção	8
Especial	---	9

Fonte: PETROBRÁS (2002)

- a) Pioneiros: são poços que visam descobrir petróleo com base em indicadores obtidos por métodos geológicos e/ou geofísicos;

- b) Estratigráficos: são perfurados com o objetivo de obter dados sobre a disposição sequencial das rochas de subsuperfície, sem necessariamente dispor-se de informações geológicas completas da área. Eventualmente estes poços podem transformar-se em produtor de óleo se descobrir novo campo;
- c) De extensão: perfurados fora dos limites provados de uma jazida com o objetivo de ampliá-la ou delimitá-la. Pode resultar como descobridor de uma nova jazida, independente daquela para a qual foi previamente locado;
- d) Pioneiro adjacente: perfurado fora da delimitação preliminar do campo visando descobrir novas jazidas adjacentes. Se tiver sucesso, será descobridor de nova jazida, se ficar provado que se trata da mesma jazida, será reclassificado como poço de extensão;
- e) Para jazida mais rasa: são perfurados dentro dos limites estabelecidos de um campo, com o objetivo de descobrir jazidas mais rasas daquela já conhecida;
- f) Para jazida mais profunda: são poços perfurados dentro dos limites de um campo, visando a descoberta de jazidas mais profundas daquela já conhecida.

Os poços exploratórios (ou de produção) servem para extrair o petróleo da rocha-reservatório. Estes são divididos nas seguintes categorias:

- a) De desenvolvimento: são poços perfurados dentro dos limites do campo para drenar racionalmente o petróleo. Estes devem atender aos preceitos econômicos e de espaçamento entre poços;
- b) De injeção: perfurados com a intenção de injetar fluidos na rocha-reservatório para ajudar na recuperação do petróleo.

Na categoria de poços especiais, se encaixam todos aqueles que são perfurados visando a procura e produção de petróleo, e que não estejam enquadrados em qualquer das categorias anteriores, como por exemplo, poço para produção de água.

Os poços de petróleo podem ser classificados também de acordo com a profundidade final. Desta forma, um poço é considerado raso quando sua profundidade for igual ou inferior a 1500 metros, por outro lado, o poço é considerado profundo quando sua profundidade for superior a 2500 metros. Poços de profundidade média são aqueles cuja profundidade esteja entre 1500 e 2500 metros.

Pode-se, ainda, classificar um poço quanto ao seu percurso em vertical, direcional e multilateral. O poço é dito como sendo vertical quando a sonda e o alvo a ser atingido estiverem

situados na mesma direção vertical, se não estiverem o poço é dito direcional. Já o poço multidirecional é quando a sonda e o alvo estão em mais de uma direção (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991; PETROBRÁS, 2002).

### **2.1.3. Métodos de perfuração de poços**

Existem basicamente dois métodos de perfuração de um poço de petróleo: o percussivo e o rotativo. Quase toda a perfuração de poços no mundo utiliza o método rotativo, sendo assim, o método percussivo não será aprofundado neste trabalho.

No método percussivo as rochas são golpeadas por uma broca de aço com movimentos alternados ocasionando fraturamento ou esmagamento. Em determinados intervalos de tempo é preciso remover os detritos cortados pela broca, para tanto, é descida uma caçamba que é um tubo equipado com uma alça na sua extremidade superior e uma válvula na inferior. A válvula de fundo é alternadamente aberta e fechada por uma haste saliente que bate contra o fundo do poço quando a caçamba está sendo movimentada.

No método rotativo, uma broca fragmenta as rochas quando comprimida e girada sobre ela. Os cascalhos são levados até a superfície pelo fluido de perfuração, que é bombeado por dentro da coluna de perfuração e retorna pelo espaço anular formado entre a coluna de perfuração e a parede do poço. O peso sobre a broca é aplicado através de tubos pesados logo acima da broca. Existem alguns meios de impor rotação à broca: girando toda a coluna de perfuração através da mesa rotativa, ou através do *top drive* ou ainda girando apenas a broca através de um motor de fundo (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991).

### **2.1.4. Sondas de perfuração**

#### **2.1.4.1. Conceitos Gerais**

Sondas de perfuração rotativas são usadas por quase todas as perfurações feitas na atualidade. O poço é perfurado através da rotação de uma broca na qual uma força descendente é aplicada. Geralmente a broca é girada pela rotação da coluna de perfuração inteira usando uma mesa rotativa na superfície; uma força descendente é aplicada à broca utilizando-se seções de tubos pesados de paredes espessas chamados de *drill collars* conectados na coluna acima da broca. Os cascalhos são carregados até a superfície pela circulação de um fluido por dentro da

coluna de perfuração passando através da broca e voltando pelo espaço anular entre o orifício e a coluna de perfuração. Os cascalhos são separados do fluido de perfuração na superfície (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991; PETROBRÁS, 2002).

É apresentado na Figura 2.2 o esquema de uma coluna de perfuração com a broca acoplada na sua extremidade inferior.

**Figura 2-2** – Esquema da coluna de perfuração com broca.



Fonte: GEOCITIES, 2018

#### **2.1.4.2. Sistemas de uma sonda de perfuração**

Todos os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função são agrupados nos chamados *sistemas de uma sonda*. Estes sistemas são divididos em sistemas de superfície e sistema de subsuperfície. Os sistemas de superfície são subdivididos em (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991; PETROBRÁS, 2002):

- a) *Sistema de geração e transmissão de energia*
- b) *Sistema de movimentação de cargas*
- c) *Sistema de rotação*
- d) *Sistema de circulação*

Este sistema, comumente chamado de sistema de lama (*mud system*) é o único componente do processo de construção do poço que permanece em contato com o poço durante toda a operação de perfuração. Tais sistemas são designados e formulados para executar eficientemente sob condições esperadas de perfuração. Avanços na tecnologia de fluidos de perfuração tem feito o possível a fim de implementar um sistema com custos e finalidades adequados para cada etapa do processo da construção do poço.

O sistema de fluido de perfuração compreende um volume de fluido que é bombeado, utilizando bombas especialmente designadas, da superfície para o poço através da extremidade da coluna de perfuração até o espaço anular do poço retornando para o sistema de superfície para remoção de sólidos e tratamentos necessários. A capacidade do sistema de superfície é determinado pelo tamanho da sonda de perfuração e a seleção da sonda é determinada pelas características do poço.

Muitos sistemas de circulação de fluido podem ser reutilizados de poço para poço reduzindo, assim, o descarte de fluido e os custos decorrentes da produção de novo fluido (LAKE, 2006).

Eventualmente há a necessidade de se injetar ar ou gás no poço; nestes casos são requeridos outros equipamentos como compressores, *boosters* (um tipo de compressor de, geralmente, apenas um estágio), tanques de armazenamento, entre outros.

- e) *Sistema de segurança do poço*

Para evitar uma invasão descontrolada de fluidos da formação para o poço, existem os equipamentos de segurança do poço compostos essencialmente pelo conjunto de válvulas para fechamento do poço, conhecido como BOP (sigla, em inglês, para *Blow Out Preventer*) ou ESCP (equipamentos de segurança de cabeça de poço); Unidade acumuladora/acionadora; painéis remotos de controle, linhas de matar (*kill line*) e do *Choke e manifold*.

O BOP permite desviar quando necessário, o fluxo que vem do espaço anular da sonda de perfuração para outras áreas mais afastadas. Para acionar os mecanismos do BOP, de forma



imediate deve haver um volume de fluido hidráulico, armazenado sob pressão, suficiente para fechar/abrir todas as gavetas do BOP; este volume fica armazenado na unidade acumuladora/acionadora. Outra forma de acionar os elementos do BOP pelos painéis remotos operados pneumáticamente. Normalmente existe dois desses painéis: um do lado do sondador, na plataforma da sonda, e outro afastado da área de maior risco.

Quando o BOP é acionado, é vedada a passagem de fluidos para a saída de lama e peneiras. Nestes casos, o fluxo é desviado por uma linha que sai abaixo do BOP chamada de linha do *choke*. Para a injeção de fluidos pelo espaço anular usa-se a *kill line*. A linha do *choke* liga o poço ao *choke manifold* que é um conjunto de válvulas, sendo duas de estrangulamento, que permitem o controle das pressões do poço quando em *kick*. Além disso o *choke manifold* permite direcionar o fluxo dos fluidos que saem do poço para o queimador, se gás, ou para tanques do sistema de circulação, se lama, para um tanque especial, se óleo.

#### f) Sistema de monitoração

Neste sistema estão incluídos todos os equipamentos envolvidos com a medição dos parâmetros de perfuração, necessários ao controle da perfuração, tais como: registradores, sensores, transmissores, manômetros, tacômetro, indicadores de peso sobre a broca, de nível de tanques e de torque, entre outros.

#### g) Sistemas auxiliares

São equipamentos que dão apoio aos sistemas anteriores, tais como, geradores para alimentação dos alojamentos e iluminação da sonda, compressores para alimentar a rede pneumática da sonda, etc. (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991; PETROBRÁS, 2002).

O Sistema de subsuperfície é formado pela coluna de perfuração. Seus principais componentes são os tubos de perfuração (*drill pipes*), os tubos pesados (*heavy wall drill pipes*) e os comandos (*drill collars*). A coluna é o elemento que transmite peso e, na maioria dos casos, rotação à broca, além de servir de conduto para o fluido de perfuração. Além dos componentes principais citados há também os elementos acessórios que são substitutos (*subs*), estabilizadores, escareadores, alargadores e amortecedores de choque.

Para o manuseio da coluna de perfuração na plataforma existe vários equipamentos que permitem enroscar, desenroscar e ancorar a coluna na mesa rotativa. Os principais são: chave flutuante, cunha e colar de segurança.

No dimensionamento de uma coluna de perfuração precisa-se conhecer alguns parâmetros importantes, são eles: a profundidade total prevista usando esta coluna, o peso da lama, fatores de segurança à tração, colapso e pressão interna, além do peso máximo previstos sobre a broca. Com isso pode-se especificar com segurança o(s) tipo(s) de tubo(s) de perfuração que deverão ser empregados, e o tipo e a quantidade de comandos necessários. (BOURGOYNE Jr. *et al.*, 1991; PETROBRÁS, 2002).

### 2.1.5. Fluidos de perfuração

Segundo Thomas (2001), Caenn e Chillingar (1996), Lídio e Siqueira (2016), fluidos de perfuração são misturas complexas de líquidos, produtos químicos, sólidos e até gases e sua função principal é a remoção de cascalhos. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

Também, chamados de lama, os fluidos de perfuração podem ser conceituados como composições frequentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo e dependem das exigências particulares de cada perfuração. Para perfurações simples e pouco profundas, um fluido constituído de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em condições severas de perfuração, como em grandes profundidades, é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de vários aditivos. De maneira geral, os fluidos de perfuração são sistemas multifásicos que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções (BARBOSA, 2006).

Para Sharma e Mahto (2004), lamas de perfuração são geralmente suspensões com comportamento reológico não newtoniano, alguns dos quais são do tipo pseudoplásticos e outras viscoplásticos com tensão residual. Suspensões viscoplásticas são usadas em situações nas quais é desejada a mínima sedimentação de cascalhos em caso de interrupção da circulação de fluido (PEREIRA *et al.*, 2007).

O custo médio do fluido de perfuração é cerca de 10% do custo tangível total da construção do poço, entretanto, a performance do fluido pode afetar o custo total do processo de várias maneiras. Um sistema de perfuração bem planejado pode contribuir com a contenção de gastos com a operação de perfuração pelo aumento da taxa de penetração (*Rate Of Penetration* - ROP), protegendo o reservatório de danos desnecessários, minimizando a potencial perda de circulação, estabilizando o poço durante os intervalos estáticos e ajudando o

operador a permanecer em conformidade com o meio ambiente (LAKE, 2006). Uma amostra de fluido de perfuração pode ser vista na Figura 2.3.

**Figura 2-3** – Reservatório contendo fluido de perfuração.



Fonte: BARBOSA (2006)

#### ***2.1.5.1. Características dos fluidos de perfuração***

Os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim, de acordo com Thomas (2001), é desejável que o fluido apresente as seguintes características:

- ✓ Ser estável quimicamente;
- ✓ Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- ✓ Facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- ✓ Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- ✓ Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- ✓ Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- ✓ Ser bombeável;
- ✓ Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- ✓ Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço;
- ✓ Apresentar custo compatível com a operação.

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

De acordo com Thomas (2001), Amorim (2004), Farias (2005) e Lake (2006) estas são as principais funções dos fluidos de perfuração:

- Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) e estabilizar as paredes do poço;
- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
- Prover informação sobre o poço através de amostras de material;
- Minimizar riscos com pessoal, meio ambiente e equipamentos de perfuração;
- Formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço;
- Permitir uma adequada avaliação da formação geológica;
- Reduzir o atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço.

### **2.1.5.3. Propriedades dos fluidos de perfuração**

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as propriedades químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos.

As propriedades físicas mais importantes que devem ser estudadas na classificação dos fluidos de perfuração são: densidade, viscosidade, controle de perda de fluido e teor de sólidos e, dentro de cada item, deve-se estudar algumas características específicas, tais como: densidade (no caso do peso); parâmetros reológicos (no caso da viscosidade); e parâmetros de filtração (no caso do controle de perda de fluidos). Dentre os parâmetros reológicos, pode-se destacar, por exemplo, a força gel que indica o grau de gelificação de um fluido de perfuração e fornece informações sobre a resistência de um fluido em reiniciar o seu escoamento após um período de repouso das atividades de perfuração (GUIMARÃES e ROSSI, 2007). Outras propriedades físicas de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica (THOMAS, 2001).

As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH e os teores de cloreto e de bentonita. Outras propriedades químicas são o

excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e magnésio, a concentração de H<sub>2</sub>S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso) (THOMAS, 2001).

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

Para Thomas (2001), a classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase dispersante.

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

Além dos componentes principais, os fluidos de perfuração recebem aditivos na sua composição conforme necessidade e especificidade da perfuração. Estes aditivos são substâncias químicas que, quando adicionados aos fluidos, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Atualmente, encontram-se disponíveis no mercado uma variedade de aditivos, que possuem as mais variadas funções, em decorrência da variedade de situações encontradas durante a perfuração de poços (VIDAL *et al.*, 2007).

Thomas (2001) divide os fluidos de perfuração em três categorias principais: fluidos à base de água; fluidos à base de óleo; e fluidos à base de ar ou de gás. Levando em conta para tal divisão o constituinte principal da fase contínua ou dispersante do fluido.

##### *a) Fluidos à base de água (Water-Based Fluids - WBFs)*

Um fluido à base de água considera principalmente a natureza da água e dos aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das suas propriedades.

A água é a fase contínua e o principal componente de qualquer fluido à base de água, podendo variar conforme a salinidade (doce ou natural, salobra ou salgada) ou conforme a presença de sais (dureza). A principal função da água é prover o meio de dispersão para os

materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, limite de escoamento, força gel e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço (THOMAS, 2001).

*b) Fluidos à base de óleo (Oil-Based Fluids - OBFs)*

Os fluidos de perfuração são à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos.

Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água (THOMAS, 2001).

*c) Fluidos à base de ar*

Perfuração a ar ou gás (nitrogênio) é um termo genérico aplicados quando o ar ou o gás é usado como fluido circulante na perfuração rotativa. Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como o basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo (THOMAS, 2001).

Perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos.

A perfuração com névoa, uma mistura de água dispersa no ar, é empregada quando são encontradas formações que produzam água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro. Em geral, a perfuração com névoa é executada em conjunto com a perfuração com ar.

A espuma é uma dispersão de gás em líquido, na qual a fase contínua é constituída por um filme delgado de uma fase líquida, estabilizada através de tensoativo específico, denominado espumante (THOMAS, 2001).

Farias *et al.* (2009) ressaltam que, nos dias atuais, um aumento no número de cenários de perfuração envolvendo reservatórios localizados em grandes profundidades e

frequentemente submetidos à altas pressões e temperaturas, além de uma maior rigorosidade dos órgãos ambientais, tem requerido o desenvolvimento de fluidos de perfuração cada vez mais elaborados, contendo uma variedade de aditivos. Sendo assim, a seleção e a utilização do fluido que seja adequado a um determinado cenário de perfuração tem desempenhado um importante papel técnico e econômico na perfuração de um poço.

Companhias de serviço fornecedoras de fluido provêm uma grande variedade de aditivos que são utilizados para evitar atrasos na construção de poços. Exemplos desses aditivos são: materiais que evitam a perda de circulação (LCM) que ajudam a prevenir a perda de lama dentro de formações fracas ou esgotadas; fluidos marcadores que ajudam a liberar a coluna caso ela esteja presa; lubrificantes para fluidos à base de água que facilita torque e arraste em perfurações em grandes ângulos; aditivos químicos protetores, por exemplo, inibidores de corrosão, biocidas e eliminadores de H<sub>2</sub>S, que previnem danos aos tubos e ao pessoal (LAKE, 2006).

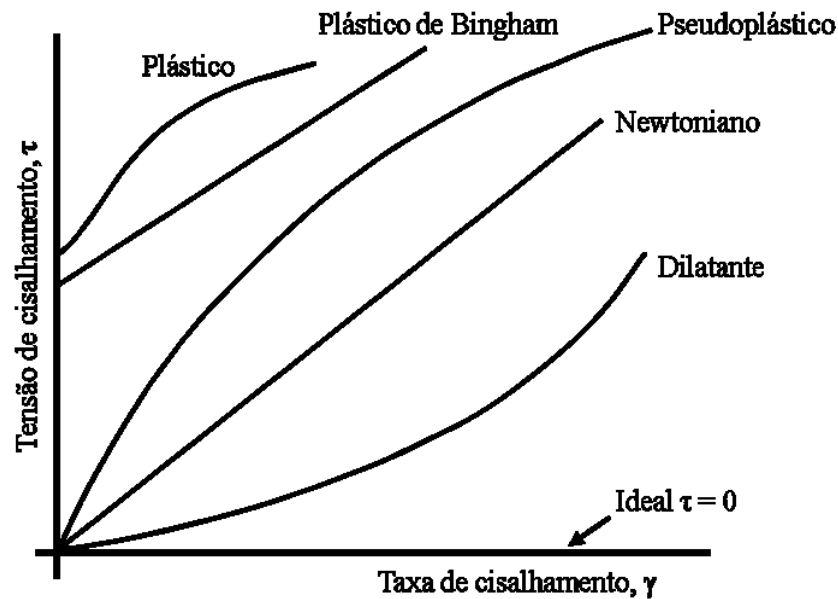
#### **2.1.5.5. Fluidos não-Newtonianos**

Mesmo entre os fluidos podem existir grandes diferenças de comportamento quando submetidos a tensões. Fluidos que obedecem à lei de Newton, onde o valor da *viscosidade dinâmica* ( $\mu$ ) é constante são conhecidos como fluidos *Newtonianos*. Se  $\mu$  é constante, a tensão de cisalhamento é linearmente dependente do gradiente de velocidade. A maioria dos fluidos comuns estão nesta categoria (SLEIGH e NOAKES, 2009).

Os fluidos que não obedecem à lei de Newton da viscosidade são conhecidos como fluidos *não-Newtonianos*. Estes são ainda divididos em algumas categorias. Estas categorias são definidas com base na relação entre a tensão de cisalhamento e o gradiente de velocidade (taxa de deformação por cisalhamento) do fluido (SLEIGH e NOAKES, 2009), como podem ser observadas na Figura 2.4, para as várias categorias de fluidos.

A seguir, serão apresentados mais detalhadamente os modelos de Bingham e de Ostwald de Waele, este último inclui os fluidos que se comportam como pseudoplásticos e dilatantes. Esta escolha se deve ao fato de que estes tipos compõem a maioria dos fluidos de perfuração utilizados na perfuração de poços de petróleo, uma vez que apresentam características reológicas importantes para a remoção de cascalhos, além de propriedade de gelificação que é de grande importância, caso a bomba pare, faz com que o fluido fique mais viscoso aprisionando os fragmentos e, com movimento, o fluido se movimenta com mais facilidade.

Figura 2-4 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos.



Fonte: Adaptado de SLEIGH E NOAKES (2009)

a) *O modelo de Bingham ou plástico*

O modelo de Bingham, ou simplesmente plástico ideal, teoricamente, requer que uma tensão mínima,  $\tau_L$ , seja aplicada para que haja alguma deformação cisalhante. Essa tensão mínima denomina-se limite de escoamento, e quando o fluido é submetido a uma tensão menor que  $\tau_L$ , ele teoricamente se comporta como sólido. A expressão matemática que define o fluido de Bingham é dada pela Equação (2.1),

$$\begin{aligned} \tau &= \mu_p \gamma + \tau_L && \text{para } \tau > \tau_L \\ \gamma &= 0 && \text{para } \tau \leq \tau_L \end{aligned} \quad (2.1)$$

onde  $\gamma$  é a taxa de cisalhamento,  $\mu_p$  e  $\tau_L$ , representam viscosidade plástica e a tensão de escoamento, respectivamente.

A viscosidade aparente, por sua vez, é dada pela Equação (2.2),

$$\mu_a = \mu_p + \frac{\tau_L}{\gamma} \quad (2.2)$$



De acordo com a Equação (2.2), quando a taxa de cisalhamento tende ao infinito, o segundo membro desta equação tende a zero, daí o valor da viscosidade aparente tende à viscosidade plástica. Dessa forma, em alguns cálculos menos precisos da engenharia, quando os fluidos de Bingham escoam sob altas vazões, o valor da viscosidade plástica pode ser utilizado.

Como exemplos de fluidos com este comportamento pode-se citar as suspensões diluídas de sólidos em líquido em geral, mas especificamente, as dispersões argilosas de bentonita em água empregadas como fluidos para perfurar poços (MACHADO, 2002).

*b) O modelo de Ostwald de Waele ou modelo de potência*

Também conhecido como fluido de potência, este modelo apresenta a relação de tensão de cisalhamento,  $\tau$  definida como,

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (2.3)$$

onde  $K$  e  $n$  são os parâmetros reológicos deste modelo, conhecidos como *índice de consistência* e *índice de comportamento*, respectivamente.

Os fluidos de potência são divididos em duas categorias de acordo com o valor do índice de comportamento que eles apresentam. Para valores de  $n$  menores do que um e maiores do que zero, estes fluidos são denominados de *pseudoplásticos*. Já aqueles cujo  $n$  é maior que 1 são chamados de *dilatantes*. Quando o valor de  $n$  é a unidade, o fluido comporta-se como fluido Newtoniano.

Pode-se ainda interpretar o comportamento de fluidos de potência pela análise da variação da sua viscosidade aparente com a taxa de cisalhamento. A viscosidade aparente do fluido pode ser determinada pela Equação (2.4),

$$\mu_a = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (2.4)$$

Onde o índice de comportamento,  $n$ , indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo Newtoniano. Já o índice de consistência,  $K$ , indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento. Quanto maior o valor de  $K$  mais consistente será o fluido (MACHADO, 2002).

### 2.1.6. Limpeza do poço e excentricidade da região anular

O fluxo de fluidos não-Newtonianos em espaços anulares tem grande relevância em vários setores da indústria, tais como indústria química, de alimentos e óleo. Uma das mais importantes aplicações é nas operações de perfurações de poços de petróleo. Neste processo, a rotação da coluna de perfuração e o peso aplicado sobre a broca são quem promovem a fragmentação da rocha. O fluido de perfuração injetado no interior da coluna remove os fragmentos de rocha provenientes do processo de perfuração e os traz até a superfície pelo espaço anular. Em poços horizontais, a coluna é geralmente deslocada devido à efeitos gravitacionais, gerando uma configuração excêntrica que altera a configuração do padrão de fluxo e cria um leito de sedimentos que afeta o processo de limpeza do poço.

O transporte de cascalhos é afetado por diversos parâmetros, como: o tamanho e a forma das partículas, geometria do poço, reologia e fluxo dos fluidos, rotação, velocidade e excentricidade da coluna de perfuração (OOMS e BURGERCENTRUM, 1999; FANG et al., 1999; SORGUN et al., 2011; OFEI et al., 2015).

Ooms e Burgercentrum (1999), em um estudo analítico, numérico e experimental, analisaram o efeito da rotação e da excentricidade da coluna de perfuração na queda de pressão no interior do poço durante a perfuração. Os autores mostraram que a excentricidade e rotação aumentam a queda de pressão.

Fang *et al.* (1999) mostraram que, devido a efeitos da geometria e da reologia do fluido, uma má distribuição do padrão de fluxo na região anular leva a um fluxo estagnado na seção mais estreita e uma tensão de cisalhamento não uniforme nas paredes do poço.

Ogugbue e Shah (2012) investigaram o efeito da excentricidade e razões de diâmetro nos perfis de velocidade axial e viscosidade. Eles concluíram que a região mais estreita da região anular apresenta uma zona de maior tensão de cisalhamento causando uma redução considerável na viscosidade nesta região.

Tardy e Bittleston (2015) mostraram que, à medida que a excentricidade aumenta, a fração de fluxo que passa através do espaço mais largo também aumenta e o fluxo na região mais estreita permanece praticamente estagnada.

Erge *et al.* (2014) e Erge *et al.* (2015) analisaram experimentalmente os efeitos da excentricidade na queda de pressão sobre a região anular. Os autores mostraram que a excentricidade pode causar a redução da queda da pressão na região anular, superior a 50% em

alguns casos. Os autores enfatizaram que a excentricidade deve ser levada em conta durante o planejamento hidráulico da perfuração de poços horizontais.

GhasemiKafrud e Hashemabadi (2016) investigaram numericamente o fluxo de fluido de perfuração e cascalhos em poços verticais. Os autores observaram que os casos excêntricos mostraram uma menor queda de pressão quando comparados com os casos concêntricos e concluíram que a excentricidade é prejudicial ao processo de limpeza do poço. O padrão de fluxo de fluido no ânulo deve ser estudado porque a remoção ineficiente de cascalhos afeta a operação de perfuração, causando uma diminuição da taxa de penetração, perda de circulação e obstrução do espaço anular. Isto pode também comprometer a integridade do poço e prender a coluna, causando a parada da operação e aumentando o tempo e os custos da operação.

Analisar o problema completo do processo de perfuração é complicado devido à alguns parâmetros de campo, tais como a reologia dos fluidos, as características da formação que são específicos e mudam em cada situação (LÍDIO e SIQUEIRA, 2016).

### **2.1.7. Influência da rotação da coluna na perda de pressão**

A manipulação da pressão do poço e sua variação é importante por vários motivos. Tanto o aspecto de limpeza e as limitações de pressão são de grande importância. A contribuição adicional de rotação de coluna de perfuração na densidade de circulação equivalente (*Equivalent Circulation Density* - ECD) pode, em algumas situações, ser de tal magnitude que as condições de perfuração se tornam impossíveis. Em situações com janela de operação estreita, ou seja, onde é pequena a faixa de variação de pressão que permita a realização da perfuração mantendo-se a integridade e segurança da operação, a previsão precisa de ECD é crucial, embora não exista equação comum que representa a contribuição rotacional. Até então, o problema é resolvido com uma variedade de equações desenvolvidas a partir de experiências de campo específicas, ou equações semi-teóricas, mas com fortes limitações em sua usabilidade (SKALLE, 2010).

A densidade de circulação equivalente pode ser entendida como a pressão real total de fundo do poço exercida sobre a formação e é a soma da densidade estática equivalente (*Equivalent Static Density* - ESD) e os incrementos de pressão experimentados pelas quedas de pressão ao longo do espaço anular e o peso extra dos cascalhos no ânulo. Controlar a ECD é especialmente importante ao perfurar seções de poço longas e horizontais, perfuração em águas

profundas, perfuração através de reservatórios esgotados e para outros poços que possuem uma janela de pressão estreita (SKALLE, 2010).

Uma equação geral para expressar a ECD com várias quedas de pressão incluídas é apresentada a seguir na Equação (2.5):

$$ECD = \rho_{mud} + \frac{\Delta p_{fricção\ anular} + \Delta p_{cascalhos} + \Delta p_{pistoneio} + \Delta p_{rotação} + \Delta p_{aceleração}}{gz} \quad (2.5)$$

Onde  $\rho_{mud}$  é a massa específica do fluido de perfuração,  $\Delta p$  são variações de pressão em diferentes fontes,  $g$  é a aceleração da gravidade e  $z$  é a profundidade.

A Equação (2.5) leva em consideração diferentes parcelas na pressão que surgem de diferentes fontes. Normalmente os efeitos de aumento de temperatura com o aumento da profundidade são ignorados quando calcula-se a ECD (SKALLE, 2010).

A seguir tem-se um breve resumo do significado de cada um dos termos de acréscimo de pressão presentes na equação.

- ✓ Fricção anular: perda de pressão resultante da fricção anular é causada pelo movimento do fluido contra uma superfície fechada, como um tubo. Quando o fluido está fluindo através de um tubo, a fricção no interior no fluido e contra a parede do tubo cria perdas de pressão. Tal perda é melhor estimada se um modelo reológico adequado for selecionado. Os principais modelos são: Newtoniano, *Bingham*, *Herschel-Buckley* e de Potência.
- ✓ Efeito dos cascalhos: em um poço horizontal há uma certa quantidade de cascalhos em suspensão e estes cascalhos contribuem com um incremento na perda de pressão. Alguns dos cascalhos sedimentam, alguns ficam dentro do fluxo de lama e alguns são erguidos por forças presentes no fluido. Estas quantidades de cascalhos afetam o peso da lama (*Mud Weight* - MW) e assim, afetam a pressão no fundo do poço. A rotação da coluna influenciará a perda de pressão, alterando a altura do leito de cascalhos.
- ✓ Pistoneio: *surge and swab* é o termo usado quando se fala acerca das mudanças de pressão devido à retirada da coluna do poço. Ao realizar essa operação, a pressão no fundo diminui devido à fricção entre o tubo em movimento e o fluido estacionário. Esta pressão é referida como pressão de pistoneio (NEW MEXICO TECH, 2012).
- ✓ Aceleração: a pressão de aceleração é também causada pelo movimento do tubo. É experimentada durante algumas operações de levantamento da coluna e quando um *kick*

de gás alcança a superfície. A aceleração do tubo causa uma aceleração no fluido de perfuração (SKALLE, 2010).

- ✓ Geleificação: é um termo usado para a estrutura geleificada que muitos fluidos formam quando são deixados estáticos por certo intervalo de tempo. Antes de se tornar apto a circular, a estrutura de gel deve ser rompida e uma pressão extra precisa ser aplicada para quebrar o gel na superfície do tubo (SKALLE, 2010). Para conseguir essa pressão extra, a bomba é usada ou simplesmente o tubo é rotacionado. A pressão de quebra do gel é tão pequena que pode ser incorporada na pressão de aceleração.
- ✓ Rotação da coluna: esta rotação poderia alterar significativamente a pressão no fundo do poço, mas uma série de estudos sobre o tema mostra resultados contraditórios sobre se essa alteração é positiva ou negativa. Skalle (2010) mostrou que a rotação da coluna em um fluxo laminar levará a um acréscimo no componente da tensão de cisalhamento. Normalmente os fluidos de perfuração são redutores de cisalhamento e a rotação daria um aumento na tensão de cisalhamento total com um decréscimo na viscosidade levando a uma redução da queda de pressão e da correspondente pressão de fundo. Quando rotaciona a coluna de perfuração, a taxa de deformação efetiva é aumentada, a viscosidade efetiva é reduzida com a redução da queda de pressão axial como resultado. Em fluxo desenvolvido de fluidos Newtonianos, a viscosidade é independente da taxa de cisalhamento e os efeitos descritos podem não acontecer. Nas menores taxas de rotação, quando ambos os números de Reynolds e de Taylor estão abaixo de seus valores críticos, o fluxo laminar do fluido poderia ser retratado como um fluxo de tipo helicoidal.

Para a maioria das operações de perfuração, um aumento na queda de pressão é experimentada. Atribui-se isso ao desenvolvimento de instabilidades (SKALLE, 2010). De acordo com Marken *et al.* (1992), a rotação da coluna cria forças centrípetas que lançam fluido para perto das paredes do tubo deixando um vazio. Estes vazios são preenchidos com fluidos da parte mais externa da região anular. Como resultado, tem-se um fluxo secundário chamado de vórtices de Taylor. Como descrito por Skalle (2010), a rotação e a formação desses vórtices levam à uma mistura axial-radial e tem o mesmo efeito no transporte de momento linear como uma mistura turbulenta.

Devido ao fato do fluxo turbulento ser espessador de cisalhamento, este efeito levará a um aumento na queda de pressão. Em adição à formação dos vórtices de Taylor, os autores Marken *et al.* (1992) apresentaram algumas sugestões adicionais como causas para o aumento

da queda de pressão durante as operações de perfuração, como: circulação de fluidos, efeitos como vibração da coluna e movimento do tubo as quais alteram o regime de fluxo. Movimento lateral e rotacional, juntamente com vibração e movimento axial, tendem a quebrar padrões de fluxo do fluido dando outra contribuição ao fluxo semelhante ao turbulento (SKJOLD, 2012).

### **2.1.8. Controle de poços**

Segundo Grace (2003), antes de 1960, o método mais comum de controle de poço era conhecido como o Método do Nível do Fluido de Perfuração no Tanque Constante (*Constant Pit Level Method*) ou o Método da Retirada de Barril em Barril (*Barrel In-Barrel Out Method*). Entretanto, percebeu-se que, se o influxo fosse qualquer fluido diferente de água, esse método poderia ser catastrófico. Se o influxo fosse gás, este deveria expandir quando viesse à tona, caso contrário, a pressão no poço tornar-se-ia excessiva quando da impossibilidade de expansão do gás. Quando isso ocorre, o poço pode romper resultando em um *blowout* subterrâneo. Consequentemente, foram desenvolvidos os procedimentos clássicos de controle de pressão.

Apesar disso, existem situações em que os antigos métodos são apropriados enquanto que os métodos clássicos não o são. Ainda assim, os procedimentos clássicos são usados apesar de serem completamente inadequados. Se a situação atual não for aproximada pelos modelos teóricos utilizados no desenvolvimento dos procedimentos clássicos, então estes procedimentos não são adequados (GRACE, 2003).

#### **2.1.8.1. Métodos de controle de poços**

O objetivo na circulação em um influxo de gás é trazê-lo à superfície, permitindo que o gás expanda para evitar a ruptura do poço. Ao mesmo tempo, há a necessidade de manter a pressão hidrostática total no fundo do poço igual à pressão do reservatório, a fim de prevenir um influxo adicional de fluido da formação. Os procedimentos clássicos de controle de pressão rotineiramente honram a segunda condição de manter as pressões iguais, mas ignora qualquer consideração da pressão de fratura na sapata (GRACE, 2003).

Para a remoção de um *kick* deve-se lançar mão de um método de controle de poços adequado. A maioria desses métodos tem como princípio básico a manutenção da pressão constante no fundo do poço durante a remoção do *kick*. E para prevenir novos influxos para o

interior do poço, a pressão no fundo do poço deve ser mantida igual à pressão de poro da formação com o acréscimo de uma margem de segurança usualmente equivalente às perdas de carga no anular (AVELAR, 2008).

O advento da tecnologia no controle de pressão permitiu o desenvolvimento do Método do Sondador (*Driller's Method*) para o deslocamento de influxo do poço sem permitir influxo adicional (GRACE, 2003).

De acordo com Grace (2003) e Avelar (2008), os principais métodos de controle de poços são os seguintes:

a) *Método do Sondador (Driller's Method)*

Este método é simples e requer um mínimo de cálculos, sendo composto por duas etapas. Na primeira etapa, o gás é removido do poço através do fluido de perfuração que já está no interior do poço mantendo-se a pressão no fundo do poço inalterada. A segunda etapa é cumprida com a circulação de um novo fluido de perfuração mais pesado em substituição ao fluido anterior. Este novo fluido produzirá uma pressão hidrostática superior à pressão da formação. Por ser simples, este método é mais facilmente entendido e ensinado pela equipe de perfuração, no entanto pode ocasionar maiores pressões no interior do poço durante a remoção do *kick* (AVELAR, 2008).

b) *Método do Engenheiro (The Wait And Weight Method)*

Nesse método é necessária apenas uma circulação e normalmente gera menores pressões no interior do poço. No entanto, requer cálculos matemáticos mais complexos e precisos, ao contrário do Método do Sondador. Este método consiste na remoção do fluido invasor pelo fluido de perfuração adensado. Como o nome sugere, o poço é fechado enquanto a densidade do fluido de perfuração aumenta. No início, o tempo requerido para adensar o fluido era significativo, entretanto, atualmente, a maioria dos sistemas conseguem aumentar a densidade do sistema de superfície tão rápido quanto o fluido é bombeado (AVELAR, 2008; GRACE, 2005).

### c) Métodos volumétricos

Os Métodos Volumétricos são aplicados quando a circulação do *kick* não for possível. Essas situações podem ocorrer quando, por exemplo, a coluna de perfuração está fora do poço, a broca está a uma longa distância do fundo do poço, os jatos da broca estão entupidos ou ainda, quando existem problemas mecânicos com o sistema de circulação. Estes métodos são divididos em Método Volumétrico Estático e Método Volumétrico Dinâmico (AVELAR, 2008).

O Método Volumétrico Estático é composto de duas fases, onde na primeira fase permite-se que o gás migre para a superfície com sucessivos períodos de sangramento do fluido de perfuração para manter a pressão no fundo do poço aproximadamente constante. Já na segunda fase, também conhecida como *top kill*, o gás é substituído por um fluido de perfuração adensado através de sucessivas injeções de fluido de perfuração e sangramento de gás.

O Método Volumétrico Dinâmico não é muito diferente do anterior, com a diferença de que, neste método, o fluido de perfuração é bombeado pela linha do *kill*, e atravessa o topo do anular, retornando pela linha de *choque* (AVELAR, 2008).

Independentemente do método usado para controlar o poço, deve-se observar alguns aspectos primordiais: o primeiro é observar que a pressão frente à formação que gerou o *kick* deve permanecer ligeiramente superior à pressão de poros da formação para que sejam evitados influxos futuros, e o segundo aspecto a ser observado é que a pressão de fratura de todas as formações expostas e a resistência à pressão interna dos revestimentos devem ser maiores do que as pressões geradas no sistema durante a remoção do *kick* (AVELAR, 2008).

## 2.2. Fluidodinâmica computacional

Em geral, o conjunto de equações resultantes de um modelo matemático empregado na modelagem de um reservatório de petróleo é demasiadamente grande e complexo para que possa ser resolvido analiticamente. Daí a necessidade do uso de um método numérico que aproxime um sistema de equações diferenciais parciais em um sistema de equações lineares. Os métodos numéricos podem então ser incorporados a *softwares* que podem utilizar algoritmos para resolver e analisar um determinado conjunto de equações de um modelo matemático (CORDAZZO, 2006).

A fluidodinâmica computacional (ou CFD – *Computational Fluid Dynamics*) é um ramo da mecânica dos fluidos que usa métodos numéricos e algoritmos para resolver e analisar problemas que envolvem escoamentos de fluidos. Os computadores são usados para executar



os cálculos necessários para simular a interação de líquidos e gases com superfícies definidas por condições de contorno. Com a alta velocidade dos supercomputadores, melhores soluções podem ser obtidas rapidamente (ANDERSON, 1995).

Os métodos de CFD resolvem as equações de *Navier-Stokes* para fluxos. Para os fluxos laminares, os resultados calculados resultantes são precisos e confiáveis, mas os fluxos turbulentos são de difícil predição. Uma solução numérica muito refinada é necessária para capturar todos os detalhes do fluxo que em situações práticas necessitam de um sistema computacional robusto se for usada a simulação numérica direta (CHEN e XU, 1998).

Os *softwares* de fluidodinâmica computacional resolvem equações de balanço de massa, quantidade de movimento e energia de forma numérica e iterativa, calculando soluções das variáveis para cada célula do volume de controle. O resíduo numérico é a diferença entre o valor de uma variável antes e após uma iteração, portanto, quanto menor for a variação no resultado desta variável, maior a sua convergência numérica. Estes *softwares* estão cada vez mais poderosos e são aplicados para simular com o máximo de realismo possível os diversos sistemas modelados (GONÇALVES e BRUCOLI, 2012).

### 2.2.1. Modelos de turbulência

As primeiras tentativas de desenvolvimento de uma descrição matemática das tensões de turbulência buscou imitar o processo de gradiente de difusão molecular. Assim, Boussinesq introduziu o conceito conhecido como viscosidade turbilhonante. Assim como Reynolds, Boussinesq imortalizou a literatura sobre turbulência. A aproximação de viscosidade turbilhonante de Boussinesq é tão amplamente conhecida que poucos autores necessitam referenciar seu artigo original (WILCOX, 2006).

A turbulência consiste em flutuações no campo de fluxo no tempo e no espaço. É um processo complexo, principalmente por ser tridimensional e instável, pode ter efeitos significativos no escoamento. A turbulência ocorre quando as forças de inércia no fluido tornam-se significantes quando comparadas com as forças viscosas, e é caracterizada por um elevado Número de Reynolds (ANSYS, 2010).

A importância da turbulência em situações práticas consiste no fato de que para escalas pequenas e baixas velocidades, no sentido de que o número de Reynolds não é tão grande, as equações de movimento para um fluido viscoso possuem soluções bem comportadas e estáveis. Tais fluxos são controlados por difusão viscosa de vórtice e momento e o movimento é

designado como laminar e pode ser observado experimentalmente na natureza (WILCOX, 2006).

Em números de Reynolds maiores, a inércia do fluidos supera o cisalhamento viscoso e o movimento laminar torna-se instável. Rápidas flutuações de velocidade e pressão aparecem e o movimento torna-se inerentemente tridimensional e instável. Quando isso ocorre, o movimento é dito turbulento. Nos casos de fluxos completamente desenvolvidos em tubos, por exemplo, o fluxo laminar é assegurado somente se o número de Reynolds baseado na velocidade máxima e raio do tubo for menor que 2.300 (WILCOX, 2006).

Apesar dos muitos anos de pesquisas, a turbulência ainda continua sendo um grande desafio para os pesquisadores, pois os escoamentos turbulentos são instáveis e contém flutuações que são dependentes do tempo e do espaço. Dentre as características mais importantes dos escoamentos turbulentos, destaca-se a multiplicidade de escalas que os caracterizam, desde as maiores estruturas as quais são controladas pela viscosidade do fluido além de serem altamente rotacionais. Os fluxos em regime turbulento caracterizam-se pelo fato das velocidades em um ponto variarem incessantemente em magnitude e direção. O intervalo de tempo dessas flutuações é geralmente ordens de grandeza menores do que o interesse prático. (GONÇALVES e BRUCOLI, 2012)

Um modelo de turbulência ideal deve introduzir a mínima quantidade de complexidade enquanto captura a essência relevante da física do processo. Além das considerações físicas, a turbulência é inerentemente tridimensional e dependente do tempo. Assim, uma quantidade enorme de informação é necessária para descrever completamente um fluxo turbulento. Felizmente, não se precisa, geralmente, de um completo histórico temporal sobre todas as coordenadas espaciais para cada propriedades do fluxo. Então, para uma dada aplicação de fluxo turbulento, deve-se fazer a seguinte pergunta: dado um conjunto de condições iniciais e/ou de contorno, como se pode prever as propriedades relevantes do fluxo? Elas são geralmente ditadas pela aplicação. Para as aplicações mais simples, pode-se requerer apenas os coeficientes de fricção e da transferência de calor. Aplicações mais complexas podem requerer conhecimento detalhado do espectro energético, magnitudes e escalas das flutuações de turbulência. (WILCOX, 2006).

Em princípio, as equações de *Navier-Stokes* descrevem fluxos tanto laminares quanto turbulentos, sem a necessidade de informações adicionais. No entanto, o fluxo turbulento em números de Reynolds realistas abrangem uma ampla gama de comprimento de turbulência e de escalas de tempo, que geralmente envolvem escalas de comprimento muito menor do que o

menor volume de malhas que possa ser utilizado em uma análise numérica. A Simulação Numérica Direta (DNS) destes fluxos exigiria poder de computação que é muitas ordens de grandeza maior do que o disponível em um futuro previsível (ANSYS, 2010).

Para habilitar os efeitos da turbulência a serem previstos, uma maior quantidade de pesquisa em CFD tem se concentrado em métodos que fazem uso de modelos de turbulência. Estes modelos foram desenvolvidos especificamente para contabilizar os efeitos da turbulência, sem recorrer a uma malha impraticavelmente refinada nem à Simulação Numérica Direta (ANSYS, 2010).

### **2.2.1.1. Modelos de Turbulência Estatísticos**

Quando se olha em escalas de tempo muito maiores que as escalas de tempo de flutuações turbulentas, poderia ser dito que o fluxo turbulento exibe características médias com uma componente flutuante adicional variável com o tempo. Por exemplo, uma componente de velocidade poderia ser dividida em uma componente média e uma componente variável com o tempo.

Em geral, modelos de turbulência buscam modificar as equações de Navier-Stokes originais instáveis pela introdução de quantidades médias e flutuantes para produzir as equações do tipo *Reynolds Averaged Navier-Stokes* (RANS). Estas equações representam as quantidades de fluxo médio somente enquanto são modelados os efeitos turbulentos sem a necessidade de resolução das flutuações turbulentas. Todas as escalas do campo turbulento estão sendo modeladas. Os modelos de turbulência baseados nas equações RANS são conhecidos como Modelos de Turbulência Estatísticos devido ao procedimento de aplicação de médias empregado para obter as equações (ANSYS, 2010).

Simulação via equações RANS reduzem grandemente o esforço computacional comparado com a Simulação Numérica Direta (DNS) e é geralmente aplicada para cálculos práticos de engenharia. Entretanto, o procedimento de aplicação das médias introduz termos adicionais contendo produtos das quantidades flutuantes que agem como tensões adicionais ao fluido. Estes termos são chamados de tensões turbulentas ou tensões de Reynolds e são difíceis de determinar diretamente então tornam-se incógnitas (ANSYS, 2010).

As tensões turbulentas de Reynolds precisam ser modeladas pela adição de equações de quantidades conhecidas para a obtenção do fechamento. O fechamento implica que há um número suficiente de equações para todas as incógnitas, incluindo o tensor de tensão de

Reynolds resultando do procedimento de aplicação das médias. As equações usadas para o fechamento do sistema definem o tipo do modelo de turbulência (ANSYS, 2010).

➤ *Equações de Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS)*

Como descrito anteriormente, modelos de turbulência buscam resolver um conjunto de equações de transporte modificadas pela introdução de componentes médios e flutuantes. Por exemplo, uma velocidade  $U_i$  pode ser dividida em uma componente média  $\bar{U}_i$  e uma componente variável de tempo  $u_i$ , onde  $U_i = \bar{U}_i + u_i$

O componente médio é dado pela Equação (2.6):

$$\bar{U}_i = \frac{1}{\Delta t} \int_t^{t+\Delta t} U_i dt \quad (2.6)$$

**2.2.1.2. Modelo de turbulência de viscosidade turbilhonante (Eddy-viscosity turbulence model)**

Este tipo de modelo de turbulência é o mais popular. Ele sugere que a turbulência consiste em pequenos turbilhões que se formam continuamente e se dissipam, e em que as tensões de Reynolds são assumidas como sendo proporcionais aos gradientes de velocidade média. Isto define um "modelo de viscosidade turbilhonante" (CHEN e XU, 1998; ANSYS, 2010).

A hipótese de viscosidade turbilhonante assume que as tensões de Reynolds podem ser relacionadas aos gradientes de velocidade média e a viscosidade turbulenta pela hipótese de gradiente de difusão, de maneira análoga à relação entre os tensores de tensão e deformação em um fluxo newtoniano laminar, conforme Equação (2.7) (ANSYS, 2010):

$$-\rho \overline{u_i u_j} = \mu_t \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \delta_{ij} \left( \rho k + \mu_t \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \right) \quad (2.7)$$

Onde  $\mu_t$  é a viscosidade turbilhonante ou viscosidade turbulenta, que deve ser modelada.

Analogamente à hipótese de viscosidade turbilhonante é a hipótese da difusividade turbilhonante que afirma que os fluxos de Reynolds de um escalar são linearmente relacionados ao gradiente escalar médio, como visto na Equação (2.8) (ANSYS, 2010):

$$-\rho \overline{u_i \phi} = \Gamma_t \frac{\partial \phi}{\partial x_i} \quad (2.8)$$

Onde  $\Gamma_t$  é a difusividade turbilhonante e é prescrita. A difusividade turbilhonante pode ser escrita como na Equação (2.9):

$$\Gamma_t = \frac{\mu_t}{Pr_t} \quad (2.9)$$

Onde  $Pr_t$  é o número de Prandtl turbilhonante. Viscosidades turbilhonantes são prescritas usando o número de Prandtl turbulento.

As Equações (2.7) a (2.9) podem expressar flutuações turbulentas em termos de funções de variáveis médias somente se a viscosidade turbulenta  $\mu_t$  for conhecida. Ambos os modelos de turbulência de duas equações,  $k-\epsilon$  e  $k-\omega$  usam esta variável.

Sujeito a estas hipóteses, o momento médio de Reynolds e as equações escalares de transporte transformam-se na Equação (2.10) (ANSYS, 2010):

$$\frac{\partial \rho U_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho U_i U_j) = \frac{\partial p'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \mu_{eff} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_i} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \right] + S_M \quad (2.10)$$

Onde  $S_M$  é a soma das forças do corpo e  $\mu_{eff}$  é a viscosidade efetiva (Equação (2.11)):

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t \quad (2.11)$$

Onde  $\mu$  e  $\mu_t$  correspondem às viscosidades dinâmica e turbulenta, respectivamente.

E  $p'$  é uma pressão modificada definida pela Equação (2.12):

$$\partial p' = p + \frac{2}{3} \rho k + \frac{2}{3} \mu_{eff} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \quad (2.12)$$

O último termo da equação anterior  $\frac{2}{3} \mu_{eff} \frac{\partial U_k}{\partial x_k}$  envolve a divergência de velocidade.

*a) Modelo de Zero Equação*

O desenvolvimento de modelos de zero equação data de 1925, quando Prandtl postulou a hipótese de comprimento de mistura (CHEN e XU, 1998).

Modelos de viscosidade turbilhonante muito simples computam um valor global para  $\mu_t$  a partir da velocidade média e uma escala de comprimento geométrico usando uma fórmula empírica. Como nenhuma equação de transporte é resolvida esses modelos são chamados de "zero equação" (ANSYS, 2010).

O modelo de zero equação utiliza equação algébrica para calcular a contribuição viscosa dos redemoinhos turbulentos. Uma constante é calculada para todo o domínio do fluxo (ANSYS, 2010).

A viscosidade turbulenta é modelada como o produto de uma escala de velocidade turbulenta,  $U_t$ , e uma escala de comprimento turbulenta,  $l_t$ , como proposto por Prandtl e Kolmogorov (Equação (2.13)),

$$\mu_t = \rho f_\mu U_t l_t \quad (2.13)$$

Onde  $f_\mu$  é uma constante de proporcionalidade. A escala de velocidade turbulenta,  $U_t$ , é tomada como sendo a velocidade máxima no domínio do fluido. A escala de comprimento é derivada usando a Equação (2.14):

$$l_t = (V_D^{1/3})/7 \quad (2.14)$$

Onde  $V_D$  é o volume do domínio fluido. Este modelo possui pouca fundamentação física e não é recomendado (ANSYS 2010).

*b) Modelos de turbulência de duas equações*

Os modelos de turbulência de duas equações têm servido de fundação para muita pesquisa em modelos de turbulência nas últimas três décadas. Estes modelos proveem não somente o cálculo do  $k$  como também a escala de turbulência ou equivalente. Conseqüentemente, estes modelos são completos, isto é, podem ser usados para prever propriedades de um dado fluxo turbulento com nenhum conhecimento anterior da estrutura da turbulência (WILCOX, 2006).

Modelos de turbulência de duas equações são amplamente utilizados, uma vez que eles oferecem uma boa relação entre esforço numérico e acurácia computacional. Tanto a velocidade quanto a escala de comprimento são resolvidos usando equações de transporte separadas (daí o termo 'de duas equações') (ANSYS, 2010).

Os modelos de duas equações  $k-\varepsilon$  e  $k-\omega$  usam a hipótese de gradiente de difusão para relacionar as tensões de Reynolds aos gradientes de velocidade média e a viscosidade turbulenta. Esta última é modelada como o produto de uma velocidade turbulenta e escala de comprimento turbulento (ANSYS, 2010).

Nos modelos de duas equações, a escala de velocidade de turbulência é calculada a partir da energia cinética turbulenta, que é fornecida a partir da solução de sua equação de transporte. A escala de comprimento turbulento é estimada a partir de duas propriedades do campo de turbulência, geralmente a energia cinética de turbulência e sua taxa de dissipação. A taxa de dissipação de energia cinética turbulenta é fornecida a partir da solução de sua equação de transporte (ANSYS, 2010).

#### ✓ *O modelo $k-\varepsilon$*

De longe, este era o modelo de duas equações mais popular até a última década do século XIX (WILCOX, 2006).

O modelo  $k-\varepsilon$  consiste na inclusão de duas equações de transporte para modelar as propriedades turbulentas do escoamento, uma equação diferencial para a escala de velocidade turbulenta e outra para a escala de comprimento turbulenta, permitindo contabilizar os efeitos de difusão e convecção de energia turbulenta. As duas equações estão relacionadas às variáveis  $k$  e  $\varepsilon$ , respectivamente (MARROIG e NUNES, 2016; GUARDO *et al.*, 2004).

O  $k$  é a energia cinética de turbulência e é definida como a variação das flutuações na velocidade. Tem dimensões de ( $L^2T^{-2}$ ), por exemplo,  $m^2/s^2$ . O  $\varepsilon$  é a dissipação (a taxa com a qual as flutuações de velocidade se dissipam), e tem dimensões de  $k$  por unidade de tempo ( $L^2T^{-3}$ ), por exemplo,  $m^2/s^3$ .

O modelo  $k-\varepsilon$  introduz duas novas variáveis no sistema de equações. A equação de continuidade é dada pela Equação (2.15) (ANSYS, 2010),

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho U_j) = 0 \quad (2.15)$$

E a equação de momento linear torna-se a Equação (2.16),

$$\frac{\partial(\rho U_i)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_i U_j) = \frac{\partial p'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \mu_{eff} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \right] + S_M \quad (2.16)$$

onde,  $S_M$  é a soma das forças dos corpos,  $\mu_{eff}$  é viscosidade efetiva contada para a turbulência, e  $p'$  é a pressão modificada, definida como na Equação (2.17),

$$p' = p + \frac{2}{3} p \cdot k + \frac{2}{3} \mu_{eff} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \quad (2.17)$$

O modelo  $k$ - $\varepsilon$ , é baseado no conceito de viscosidade turbilhonante, então,

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t \quad (2.18)$$

onde  $\mu_t$  é a viscosidade turbulenta.

O modelo  $k$ - $\varepsilon$  assume que a viscosidade turbulenta está ligada à energia cinética turbulenta e à dissipação pela relação apresentada na Equação (2.19),

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.19)$$

onde  $C_\mu$  é uma constante.

Os valores de  $k$  e  $\varepsilon$  vem diretamente das equações de transportes diferenciais para a energia cinética turbulenta e taxa de dissipação turbulenta conforme Equações (2.20) e (2.21):

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \rho \varepsilon + P_{kb} \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \varepsilon) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_k - C_{\varepsilon 2} \rho \varepsilon + C_{\varepsilon 1} P_{\varepsilon b}) \quad (2.21)$$



onde,  $C_{\varepsilon 1}$ ,  $C_{\varepsilon 2}$ ,  $\sigma_k$  e  $\sigma_\varepsilon$  são constantes.  $P_{kb}$  e  $P_{\varepsilon b}$  representam a influência das forças de empuxo, como descritas a seguir.  $P_k$  é produção de turbulência devido às forças viscosas que é modelada usando a Equação (2.22),

$$P_k = \mu_t \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \frac{\partial U_i}{\partial x_j} - \frac{2}{3} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \left( 3\mu_t \frac{\partial U_k}{\partial x_k} + \rho k \right) \quad (2.22)$$

Para fluxos incompressíveis,  $\frac{\partial U_k}{\partial x_k}$  é pequeno e o segundo termo do lado direito da equação anterior não contribui significativamente à produção. Para fluxos compressíveis,  $\frac{\partial U_k}{\partial x_k}$  é grande apenas em regiões com alta divergência de velocidade, como em colisões.

O termo  $3\mu_t$  é baseado na suposição de "tensão congelada". Isto previne que os valores de  $k$  e  $\varepsilon$  se tornem grandes demais através das colisões, uma situação que piora progressivamente à medida que a malha é refinada nas colisões. (ANSYS, 2010).

#### ✓ O modelo $k-\omega$

O modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  é o mais popular por diferentes razões. Entretanto, um significativo número de modelos alternativos têm sido desenvolvidos por razões tanto físicas quanto numéricas. Esses modelos são desenvolvidos para superar algumas deficiências bem conhecidas desse modelo. Um dos mais bem sucedidos desses modelos alternativos é o modelo  $k-\omega$  de Wilcox. Ele tem a vantagem de não necessitar de funções de amortecimento na subcamada viscosa e as suas equações são menos rígidas próximas às paredes (MENTER, 1992; KOK, 1999).

Semelhante ao modelo  $k-\varepsilon$ , este é um modelo no qual são adicionadas duas equações diferenciais parciais de transporte, associadas às variáveis  $k$  e  $\omega$  que estão relacionadas à energia cinética turbulenta e à taxa específica de dissipação de energia, respectivamente (MARROIG e NUNES, 2016; GUARDO *et al.*, 2004).

Uma das vantagens da formulação  $k-\omega$  é o tratamento próximo à parede para cálculos em baixos números de Reynolds. O modelo não envolve funções de amortecimento não-lineares complexas requeridas no modelo  $k-\varepsilon$  e é portanto mais preciso e mais robusto. Um modelo  $k-\varepsilon$  de baixo Reynolds necessitaria uma resolução próxima à parede de  $y^+ < 0,2$ , enquanto a mesma situação no modelo  $k-\omega$  seria de  $y^+ < 2$ . Em fluxos industriais, mesmo  $y^+ < 2$  não

pode ser garantido na maioria das aplicações e, por esta razão, um novo tratamento próximo à parede foi desenvolvido para os modelos  $k-\omega$ . Isto permite uma mudança suave da forma de baixo Reynolds para uma formulação da função de parede (ANSYS, 2010; SONG *et al.*, 2003).

Os modelos  $k-\omega$  assumem que a viscosidade de turbulência está ligada à energia da cinética de turbulência e a frequência turbulenta através da relação descrita pela Equação (2.23) (ANSYS, 2010; WILCOX, 1986).

$$\mu_t = \rho \frac{k}{\omega} \quad (2.23)$$

✓ *O modelo  $k-\omega$  de Wilcox*

O ponto inicial da presente formulação é o modelo  $k-\omega$  desenvolvido por Wilcox (1986). Ela resolve duas equações de transporte: uma para a energia cinética turbulenta e a outra para a frequência turbulenta,  $\omega$ . O tensor de tensão é calculado a partir do conceito de viscosidade turbilhonante conforme Equações (2.24) e (2.25).

Equação de  $k$ :

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \beta' \rho k \omega + P_{kb} \quad (2.24)$$

Equação de  $\omega$ :

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \omega) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\omega} \right) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + \alpha \frac{\omega}{k} P_k - \beta' \rho \omega^2 + P_{\omega b} \quad (2.25)$$

Além das variáveis independentes, a densidade,  $\rho$ , e o vetor velocidade,  $U$ , são tratados com quantidades conhecidas do método de Navier-Stokes.  $P_k$  é a taxa de produção de turbulência que é calculada através da Equação (2.22).

As constantes do modelo são dadas por:

$$\beta' = 0,09$$

$$\alpha = 5/9$$

$$\beta = 0,075$$

$$\begin{aligned}\sigma_k &= 2 \\ \sigma_\omega &= 2\end{aligned}$$

O tensor de tensão de Reynolds desconhecido,  $\rho\overline{u_i u_j}$ , é calculado pela Equação (2.26).

$$-\rho\overline{u_i u_j} = \mu_t \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \delta_{ij} \left( \rho k + \mu_t \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \right) \quad (2.26)$$

A fim de evitar o acúmulo de energia cinética turbulenta em regiões estagnadas, dois limitadores de produção estão disponíveis.

A formulação segue Menter (1994) e diz que (Equação (2.27)):

$$P_k = \min(P_k, C_{lim}\rho\varepsilon) \quad (2.27)$$

O coeficiente  $C_{lim}$  é chamado de *clip factor* e tem o valor de 10 para modelos baseados em  $\omega$ . Este limitador não afeta a performance da camada de cisalhamento do modelo, mas tem evitado consistentemente o acúmulo no ponto de estagnação em simulações aerodinâmicas.

Usando a aproximação padrão de Boussinesq para o tensor de tensão de Reynolds, o termo de produção  $P_k$  para fluxos incompressíveis pode ser expresso pela Equações (2.28) e (2.29):

$$P_k = \mu_t S^2 \quad (2.28)$$

Com

$$S = \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}, \quad S_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.29)$$

Onde S denota a magnitude da taxa de deformação e  $S_{ij}$  é o tensor da taxa de deformação.

Kato e Launder (1993) notaram que para níveis muito altos da taxa de cisalhamento S em regiões estagnadas são responsáveis pelos excessivos níveis de energia cinética turbulenta. Uma vez que a deformação próxima a um ponto de estagnação é praticamente irrotacional e

que taxa de vórtice  $\Omega$  é muito pequena, eles propuseram a seguinte mudança no termo de produção apresentados nas Equações (2.30) e (2.31):

$$P_k = \mu_t S \Omega \quad (2.30)$$

Com

$$S = \sqrt{2\Omega_{ij}\Omega_{ij}}, \quad \Omega_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \quad (2.31)$$

Onde  $\Omega$  denota a magnitude da taxa de vorticidade e  $\Omega_{ij}$  é o tensor de vorticidade. Em um fluxo de cisalhamento  $S$  e  $\Omega$  são iguais.

Os limitadores aqui descritos estão disponíveis para os modelos de turbulência baseados em  $\varepsilon$  e para os modelos de turbulência  $k-\omega$ , BSL e SST.

O modelo  $k-\omega$  é aplicável a ambos os tipos de escoamentos: limitado por paredes ou livre de cisalhamento. Uma vez que a maioria dos escoamentos turbulentos complexos incluem ambos os tipos de região, este é um requisito mínimo para qualquer modelo de turbulência que se propõe para escoamentos complexos. Este modelo, ainda, fornece grande melhora nas previsões para escoamentos separados por choques sem a introdução de qualquer modificação de compressibilidade no modelo. (WILCOX, 2006).

✓ *O modelo Baseline (BSL)  $k-\omega$*

O modelo BSL é uma mistura entre os modelos  $k-\omega$  aplicado próximo às superfícies e o modelo  $k-\varepsilon$  aplicado longe das superfícies de forma a corrigir o problema causado pela forte sensibilidade dos modelos  $k-\omega$  em condições de fluxos livres quando estes são aplicados em todo o escoamento. Isto consiste em uma transformação do modelo  $k-\varepsilon$  em uma formulação  $k-\omega$  e uma subsequente adição das equações correspondentes. O modelo de Wilcox é então multiplicado por uma função de mistura  $F_l$  (que será vista mais adiante) e o modelo  $k-\varepsilon$  transformado por uma função  $1-F_l$ .  $F_l$  é igual a 1 próximo à superfície e diminui até zero fora da camada limite (isto é, uma função da distância da parede). No extremo da camada limite e fora dela, o modelo padrão  $k-\varepsilon$  é, portanto, recuperado. Equações (2.32) a (2.35).

➤ Modelo de Wilcox:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{k1}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \beta' \rho k \omega \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \omega) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{\omega 1}} \right) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + \alpha_1 \frac{\omega}{k} P_k - \beta_1 \rho k \omega^2 \quad (2.33)$$

➤ Modelo  $k$ - $\varepsilon$  transformado:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{k2}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \beta' \rho k \omega \quad (2.34)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \omega) \\ = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{\omega 2}} \right) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + 2\rho \frac{1}{\sigma_{\omega 2} \omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j} + \alpha_2 \frac{\omega}{k} P_k - \beta_2 \rho k \omega^2 \end{aligned} \quad (2.35)$$

As constantes do modelo são dadas por:

$$\beta' = 0,09$$

$$\alpha_1 = 5/9$$

$$\beta_1 = 0,075$$

$$\sigma_{k1} = 2$$

$$\sigma_{\omega 1} = 2$$

$$\alpha_2 = 0,44$$

$$\beta_2 = 0,0828$$

$$\sigma_{k2} = 1$$

$$\sigma_{\omega 2} = 1/0,856$$

Agora as equações do modelo de Wilcox são multiplicadas pela função  $F_l$ , as equações do modelo  $k$ - $\varepsilon$  transformado são multiplicadas pela função  $1-F_l$  e as equações correspondentes de  $k$ - e  $\omega$  são adicionadas para gerar o modelo BSL (ANSYS, 2010).

✓ *O modelo de transporte por tensão de cisalhamento (Shear Stress Transport – SST)*

O modelo SST baseado no modelo  $k-\omega$  considera o transporte da tensão de cisalhamento turbulento e dá previsões altamente precisas do aparecimento e a quantidade de separação de fluxo sob gradientes adversos de pressão.

O modelo SST é um modelo de viscosidade turbulenta que inclui duas características principais: a primeira diz respeito a uma combinação de modelo  $k-\omega$  no interior da camada limite e o modelo  $k-\varepsilon$  na região exterior, fora da camada limite; a segunda característica é que ele apresenta uma limitação da tensão de cisalhamento em regiões onde o gradiente de pressão é considerável. Este modelo reúne as características mais vantajosas dos modelos  $k-\varepsilon$  e  $k-\omega$  apresentando baixa sensibilidade às condições de contorno e da corrente livre para do modelo  $k-\varepsilon$  e o tratamento robusto e preciso de parede do modelo  $k-\omega$  (CARVALHO, 2015).

Os modelos anteriormente apresentados não conseguem prever corretamente o aparecimento e a quantidade de separação de fluxo de superfícies lisas, porque eles não consideram o transporte de tensão de cisalhamento turbulenta. Isso resulta em uma previsão superestimada da viscosidade turbilhonante. O comportamento de transporte adequado pode ser obtido por um limitador para a formulação da viscosidade turbilhonante, conforme mostrado na Equações (2.36) e (2.37) (ANSYS, 2010).

$$v_t = \frac{a_1 k}{\max(a_1 \omega, SF_2)} \quad (2.36)$$

onde,

$$v_t = \mu_t / \rho \quad (2.37)$$

Na Equação (2.36),  $S$  é uma medida invariante da taxa de deformação, e  $F_2$  é um função de mistura, detalhada a seguir, que restringe o limitador para a camada limite da parede.

As funções de mistura são críticas para o sucesso do método. Sua formulação é baseada na distância para a superfície mais próxima e nas variáveis de fluxo conforme apresentado nas Equações (2.38 a (2.42) (ANSYS, 2010).

Então,

$$F_1 = \tanh(\arg_1^2) \quad (2.38)$$

Sendo,

$$\arg_1 = \min \left( \max \left( \frac{\sqrt{k}}{\beta' \omega y}, \frac{500v}{y^2 \omega} \right), \frac{4\rho k}{CD_{k\omega} \sigma_\omega 2y^2} \right) \quad (2.39)$$

Onde  $y$  é a distância para a parede mais próxima,  $v$  é a viscosidade cinemática e,

$$CD_{k\omega} = \max \left( 2\rho \frac{1}{\sigma_\omega 2\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j}, 1.0 \times 10^{-10} \right) \quad (2.40)$$

E,

$$F_2 = \tanh(\arg_2^2) \quad (2.41)$$

sendo,

$$\arg_2 = \max \left( \frac{2\sqrt{k}}{\beta' \omega y}, \frac{500v}{y^2 \omega} \right) \quad (2.42)$$

## 2.3. Estado da arte – Modelagem e fluidodinâmica

### 2.3.1. Simuladores de *kick* e de reservatório

O primeiro poço de petróleo foi perfurado no estado americano da Pensilvânia no ano de 1959 e, desde aquele ano até a década de 1930, não havia a preocupação com os aspectos técnicos dos mecanismos físicos do reservatório por parte das pessoas que trabalhavam nas empresas petrolíferas. A partir de 1930, começaram a ser realizados os primeiros estudos pelo escoamento em caixas de areia e circuitos elétricos (NASH *Apud* CORDAZZO, 2006).

Foi só a partir da década de 1950 que surgiram os primeiros simuladores de reservatório de petróleo quando as companhias petrolíferas começaram a fazer pesquisa e análise numérica com o objetivo de desenvolver modelos práticos para utilização nos computadores da época, motivados principalmente pelas atividades de planejamento de médio e longo prazo, os quais

justificavam o investimento nesses estudos. (MATTAX e DALTON *Apud* CORDAZZO, 2006).

Além dos simuladores de reservatório, também têm sido desenvolvidos diversos simuladores da ocorrência de *kicks* durante o processo de perfuração. Tais simuladores tem como principal objetivo prever e evitar a ocorrência do *kick*, fenômeno cuja ocorrência é muito comum durante as operações de perfuração de poços e que, se não controlado eficientemente, pode evoluir para um *blowout*. A possibilidade de ocorrência de um *blowout* necessita ser reduzida para evitar possíveis acidentes com perdas humanas e financeiras, assim como, danos ambientais (OLIVEIRA, 2014).

De acordo com Nunes (2002), os simuladores podem reproduzir os mais diversos cenários de ocorrência de *kicks*, seja com fluidos de perfuração à base de água ou óleo, em poços inclinados ou verticais, mesmo em águas profundas. O autor desenvolveu um modelo matemático para simular um *kick* de gás e prever a variação de pressão na linha de *choke* e no espaço anular do poço, durante uma situação de controle de poço em águas profundas. Foram implementadas no modelo algumas considerações sobre o efeito da geometria do poço, as perdas de carga por fricção, bem como a expansão do influxo. O autor estudou alguns parâmetros no controle de poço, tais como o ganho de lama (*pit gain*), a lâmina d'água, diâmetro da linha de *choke*, a densidade e os parâmetros reológicos do fluido de perfuração, assim como, a vazão de bombeio na circulação. Os seguintes aspectos foram considerados nas simulações de poços em águas profundas e ultra profundas: deslizamento entre as fases; geometria do poço variável; método do sondador e; fluido a base de água utilizando modelos de Bingham e Potência.

Cordazzo (2006) realizou simulação de reservatório de petróleo utilizando o Método dos Volumes Finitos baseado em Elementos (EbFVM, sigla em inglês para *Element-based Finite Volum Method*). A implementação computacional do modelo foi feita em duas alternativas de solução do sistema de equações adotados no trabalho do autor. O primeiro esquema de solução foi o IMPES (*Implicit Pressure, Explicit Saturation*), no qual o campo de pressão é calculado implicitamente e o campo de saturação obtido explicitamente, utilizando valores mais recentes do campo de pressão; o segundo esquema foi o Totalmente Implícito, que permite avançar a solução no tempo sem as restrições de passo de tempo inerentes ao método IMPES. O autor ainda fez comparações entre o simulador desenvolvido e um simulador comercial.



Avelar (2008) desenvolveu um modelo matemático para simular o *kick* que resolve um conjunto de equações diferenciais parciais de conservação para o fluxo bifásico complementado por algumas relações auxiliares, utilizando o método das diferenças finitas. Os cálculos das perdas de carga por fricção, da expansão do gás e um modelo de deslizamento entre as fases (*drift flux model*) foram incorporados ao modelo, que é capaz de simular um fenômeno de *kick* em poços verticais ou horizontais, em poços terrestres (*onshore*) e marítimos (*offshore*), utilizando fluido de perfuração com base água e densidade constante e conhecida. O objetivo principal do modelo foi obter os resultados das vazões do fluido de perfuração e do gás na superfície e as pressões no fundo do poço, na sapata e na superfície em função do tempo. A simulação abrangeu quatro situações: perfuração normal, perfuração com influxo de gás, fechamento do poço até estabilização das pressões e circulação do gás. A autora realizou simulações tomando-se como base dois poços verticais sendo um terrestre e outro marítimo, levando-se em conta o acoplamento com o reservatório, e os resultados obtidos foram comparados com resultados de outros trabalhos existentes e com dados experimentais.

Limoeiro (2011) desenvolveu uma modelagem matemática para a previsão do comportamento da pressão no espaço anular, no fundo do poço e na sapata do revestimento, enquanto ocorre um *kick* de gás. Ele implementou no modelo algumas considerações com relação aos efeitos da geometria do poço, perda friccional de pressão e modelos de escoamento bifásicos. O modelo proposto é numérico com procedimentos iterativos e a solução das equações diferenciais obtida usando o método das diferenças finitas, para computar o perfil de velocidade de escoamento, distribuição de pressão e fração gás/líquido nas regiões do anular; é baseado nas equações de balanço de massa para gás e de momento para a mistura líquido-gás, além de equações de estado para ambos. A geometria do anular é variável, o fluido de perfuração utilizado é à base de água e foram considerados a velocidade de escorregamento e o fator de fricção do escoamento bifásico. Limoeiro (2011) implementou o modelo no *software* algébrico *Mathematica 7.0* alimentado por dados de campo, e comparou com outros modelos existentes. Foram feitas, ainda variações para o ganho de lama (*pit gain*) e comparados os resultados para as pressões na sapata e no fundo do poço para algumas alturas de lâminas de água (LDAs).

As características dos modelos desenvolvidos por Nunes (2002), Avelar (2008) e Limoeiro (2011) podem ser resumidas da forma apresentada no Quadro 2.1.

**Quadro 2.1** - Principais características dos modelos de *kick*.

Modelo Características	Nunes (2002)	Avelar (2008)	Limoeiro (2011)
Poço inclinado e horizontal		X	
Perda de carga na região bifásica	X	Beggs & Brill	X
Velocidade de deslizamento	X	X	X
Acoplamento com o reservatório		X	
Geometria do poço	Variável	Variável	Variável
Método de circulação	Sondador	Sondador e Engenheiro	
Reologia do fluido de perfuração	Bingham e Potência	Newtoniano, Bingham e Potência	
Modelo da região bifásica		Distribuição de Bolhas	X

Fonte: Autor

Oliveira (2011) aplicou o modelo simplificado de previsão de comportamento de *kick* de gás em um poço de petróleo via modelagem e simulação no *software Ansys CFX*<sup>®</sup> de um poço de petróleo durante a ocorrência de um *kick* de gás. A geometria e a malha não estruturada para a representação do poço foram desenvolvidas utilizando o *software* comercial *Ansys Icem CFD*<sup>®</sup>. O modelo desenvolvido teve o objetivo de analisar o comportamento de variáveis hidrodinâmicas como pressão, frações volumétricas do fluido de perfuração e do gás além da densidade da mistura no interior do poço. Todas as variáveis foram avaliadas em estado permanente.

Oliveira *et al.* (2016a) modelaram, em *Ansys CFX*<sup>®</sup>, um poço de petróleo no qual foram realizadas simulações com objetivo de analisar o comportamento de variáveis fluidodinâmicas no interior do poço durante a ocorrência de um *kick* de gás. Neste modelo, foi avaliado o comportamento dinâmico de variáveis como: pressão, viscosidade, frações volumétricas e densidades dos fluidos no interior do tubo durante a perfuração. Foram, ainda, realizadas comparações com diferentes tipos de fluidos com comportamentos reológicos distintos. Neste trabalho, os autores não levaram em consideração o acoplamento do poço com o reservatório nem a rotação da coluna de perfuração.

Oliveira *et al.* (2016b) utilizou o modelo de poço de petróleo desenvolvido por Oliveira *et al.* (2016a) para analisar o comportamento em estado dinâmico dos fluidos no interior do poço quando utilizados diferentes modelos de turbulência. Para tanto, foram utilizados quatro modelos de turbulência a saber: *k-epsilon*, *RNG k-epsilon*, *k-omega* e *Shear-Stress Transport*

(SST). Foram utilizadas as mesmas variáveis de controle adotadas por Oliveira *et al* (2016a). Os autores concluíram que os resultados foram semelhantes para os dois primeiros modelos no que tange à frente de invasão do gás que tende invadir todo o espaço anular. Quando usados os modelos *k-omega* e SST, foi observado que o gás avança mais próximo à parede do poço.

A evolução dos simuladores é de fundamental importância, uma vez que os desafios relacionados com a perfuração de poços tem aumentado significativamente com a exploração de reservas de hidrocarbonetos cada vez mais profundas. Com isso, tem aumentado a complexidade da geometria do poço, bem como as condições no fundo do poço, uma vez que a pressão e a temperatura aumentam drasticamente com a profundidade (Oliveira, 2014).

Para diminuir estes efeitos são necessários modelos de escoamento bifásicos cada vez mais complexos e precisos, assim como modelos reológicos mais representativos. Além desses avanços, também foram desenvolvidas correlações para cálculo de perda de carga, da expansão do gás e da velocidade de deslizamento entre as fases que permitiram a obtenção de melhores resultados nos simuladores (OLIVEIRA, 2014; AVELAR *et al.*, 2009).

## CAPÍTULO 3

### 3. METODOLOGIA

#### 3.1. Descrição do problema físico e do domínio de estudo

##### 3.1.1. Descrição do problema físico

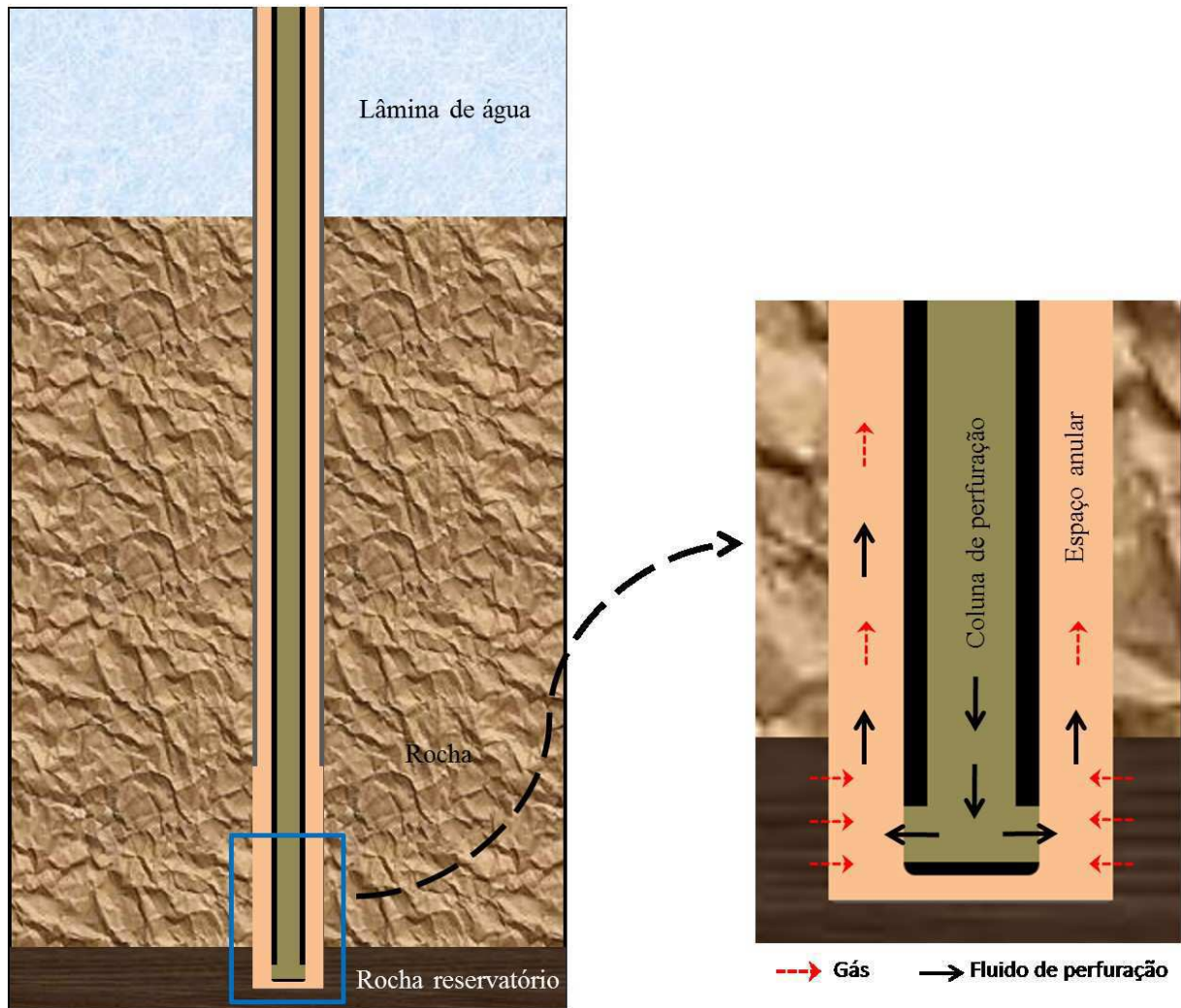
O problema físico consiste no estudo da circulação de fluido de perfuração em um tubo que representa o trecho final, com formação porosa e não revestido de um poço de petróleo durante a perfuração. Optou-se por simular um trecho de rocha reservatório contendo apenas gás, visto que este é o que oferece maior risco de explosões e danos à estrutura de perfuração quando há a ocorrência de um *kick* e este não é adequadamente controlado.

Na Figura 3.1 é apresentado o esquema de um poço de petróleo que está sendo perfurado. Para a simulação, a entrada do gás no espaço anular ocorre na extremidade inferior do trecho não revestido de um poço de petróleo (trecho perfurado na rocha reservatório, Figura 3.1). O fluido de perfuração juntamente com o gás da formação escoam na região anular em fluxo bifásico ascendente. O estudo foi realizado analisando-se perfis transientes do escoamento bifásico levando-se em consideração a porosidade do reservatório, bem como a rotação da coluna de perfuração.

##### 3.1.2. Definição do domínio

De acordo com Oliveira (2014), um poço de petróleo, principalmente na região do Pré-Sal, no litoral do sudeste brasileiro, atinge frequentemente profundidades superiores a cinco mil metros na sua fase final de perfuração. Sendo assim, fazer uma modelagem abrangendo todo esse comprimento seria inviável, devido ao esforço computacional demandado e a dificuldade de visualização. O reservatório, por sua vez, também apresenta grandes dimensões e formas variadas o que inviabiliza a sua completa modelagem.

**Figura 3-1** – Representação do poço e detalhe do trecho final.



Fonte: Autor

Para a determinação do comprimento do poço e a extensão do reservatório a serem modelados foram realizados testes de viabilidade computacional e de visualização satisfatória dos resultados esperados. Durante estes testes, foram modeladas e simuladas diversas combinações de geometrias tanto do poço quanto do reservatório e o acoplamento entre estes domínios. Os referidos testes permitiram concluir que um domínio do poço com cerca de 10 m de comprimento seria satisfatório para representar o que ocorreria no fundo do poço no momento da ocorrência dos fenômenos estudados. O domínio representando o reservatório, após os testes mencionados, foi definido como um disco constituído de rocha porosa (dolomita) com 5 m de diâmetro e espessura de 0,5 m. Considerando que o poço estudado encontra-se em uma região central do reservatório, pode-se assumir que o gás presente esteja igualmente distribuído no trecho de reservatório adotado no estudo.

### 3.1.3. Construção da geometria

Após serem feitas as considerações descritas anteriormente, foi construída a geometria, cujos detalhes são mostrados na Figura 3.2, com a utilização o software *Ansys ICEM CFD*<sup>®</sup> 13.0. As dimensões da geometria estão apresentadas na Tabela 3.1 e na Figura 3.2.

**Tabela 3.1** - Características da geometria desenvolvida.

<b>Dimensão</b>	<b>Valor (cm)</b>	<b>Descrição</b>
<b>D1</b>	12	Diâmetro da coluna de perfuração
<b>D2</b>	20	Diâmetro do poço
<b>D3</b>	500	Diâmetro do reservatório
<b>H1</b>	6	Altura da entrada de fluido de perfuração
<b>H2</b>	25	Altura da entrada de gás
<b>H3</b>	1000	Altura total do trecho de poço avaliado
<b>H4</b>	50	Espessura do reservatório

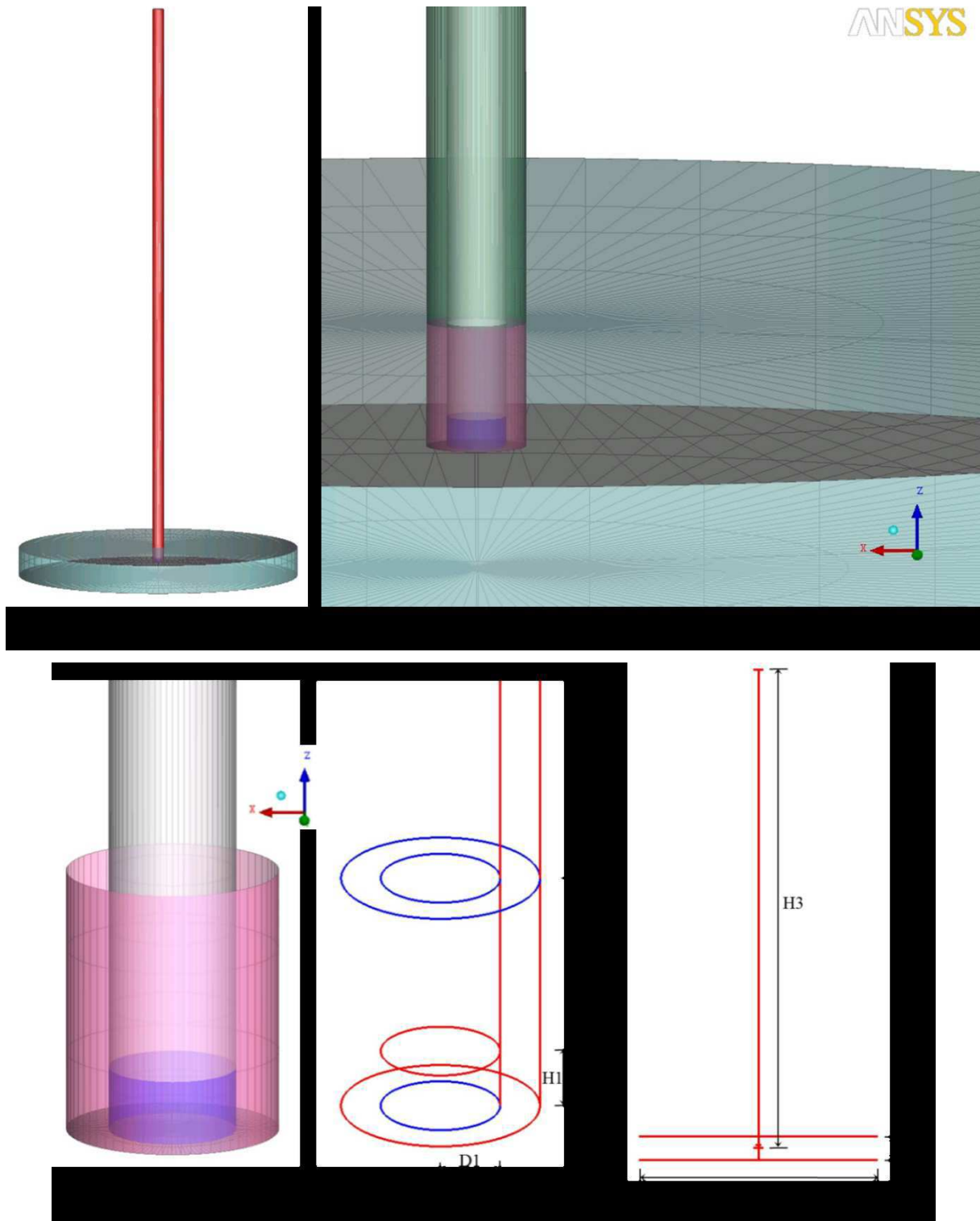
Fonte: Autor; OLIVEIRA (2014)

### 3.1.4. Desenvolvimento da malha

A malha foi gerada com o uso do *software Ansys ICEM CFD*<sup>®</sup> 13.0. Esse *software* permite a criação de geometrias e geração de malhas além da otimização e pós-processamento das mesmas. Além disso, o *software* permite que a geometria possa ser importada de outros programas com extensões CAD (ANSYS, 2010).

Foram testados diversos graus de refinamento da malha de forma a otimizar a relação de esforço computacional e qualidade dos dados obtidos. Por fim, optou-se pela utilização de duas malhas não-estruturadas, pela facilidade de geração das mesmas nos domínios desenvolvidos. As informações das malhas estão apresentadas na Tabela 3.2. Estas foram as malhas utilizadas para os testes de independência de refinamento da malha no estudo.

**Figura 3-2** – Detalhes da malha desenvolvida no *software*: a) Visão Geral; b) Detalhe da base do poço com parte do reservatório; c) Detalhe da base do poço sem reservatório e; d) Dimensões do modelo.



Fonte: Autor

**Tabela 3.2** - Características das malhas desenvolvidas.

<b>Parâmetro</b>	<b>Malha 1</b>	<b>Malha 2</b>
Nº Elementos Totais	640 mil	1,70 milhões
Nº Nós	130 mil	727 mil
% Elementos Tetraédricos	100	71,6
% Elementos Hexaédricos	-	24,7
% Elementos Piramidais	-	3,7

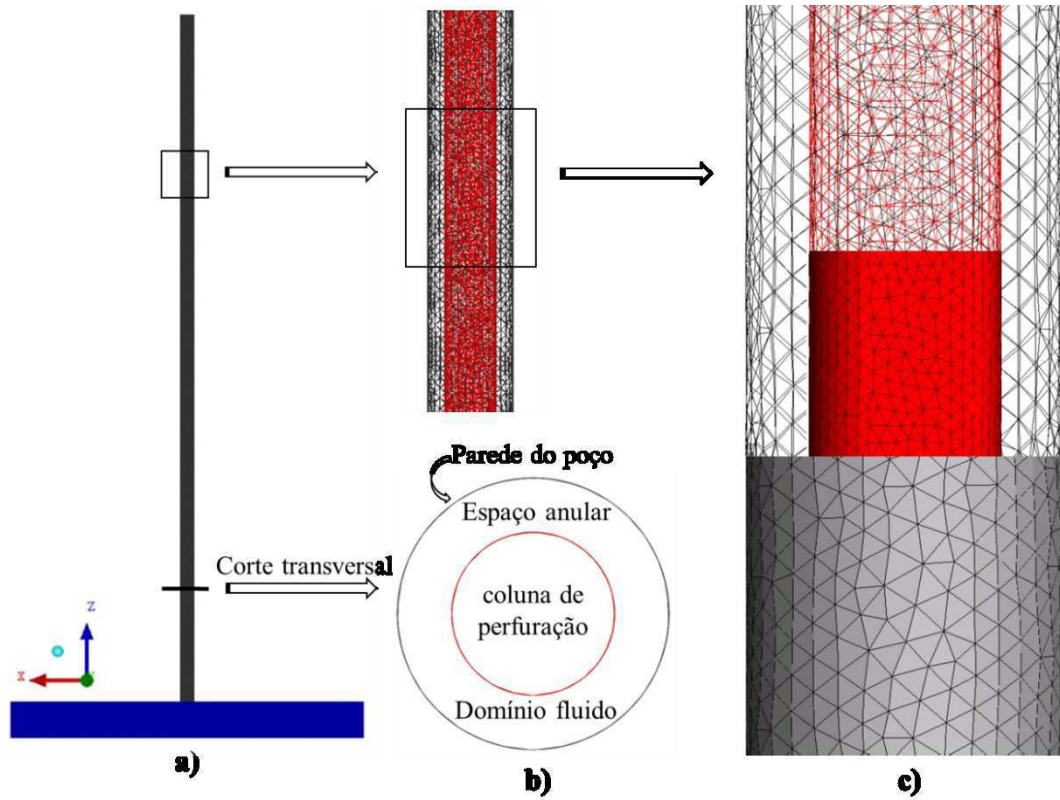
Fonte: Autor

A estrutura do modelo foi dividida em dois domínios distintos e interligados, sendo um primeiro domínio do tipo fluido representando a região anular do poço e um segundo domínio, este poroso, representando o reservatório. Optou-se por não incluir o interior da coluna de perfuração na malha, pois não há interesse em avaliar o que acontece ali, já que não há presença de gás na mesma. Assumiu-se que esta região permaneceu cheia de fluido de perfuração durante o período simulado exercendo, portanto, a pressão hidrostática relativa a todo o comprimento do poço. As Figuras 3.3 a 3.6 ilustram detalhes das regiões da malha desenvolvida e, na Figura 3.7 tem-se um comparativo do refinamento das duas malhas descritas.

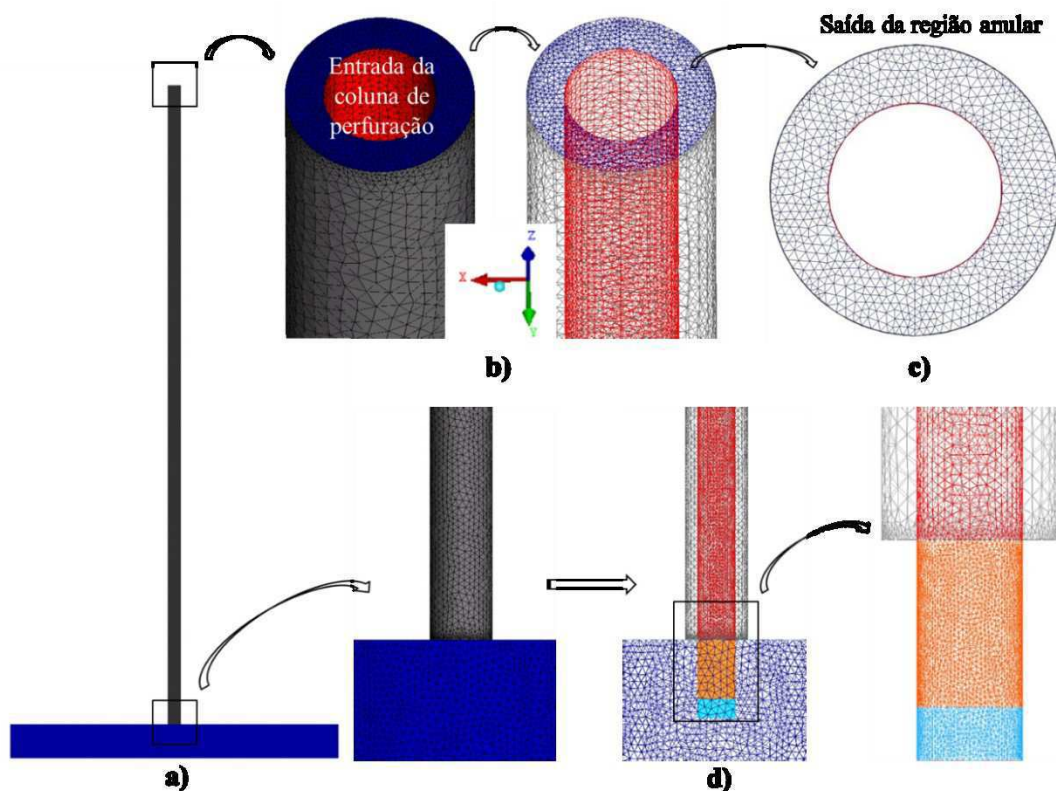
O regime de simulação é transiente e o intervalo de tempo simulado é relativamente pequeno (14 segundos), devido às dimensões do domínio, já que optou-se por manter os parâmetros de simulação em concordância com dados reais de operação de perfuração de poços de petróleo. Não obstante, foram realizadas dezenas de simulações experimentais para a determinação do tempo total de simulação, bem como o passo de tempo entre cada iteração que melhor representasse os resultados.



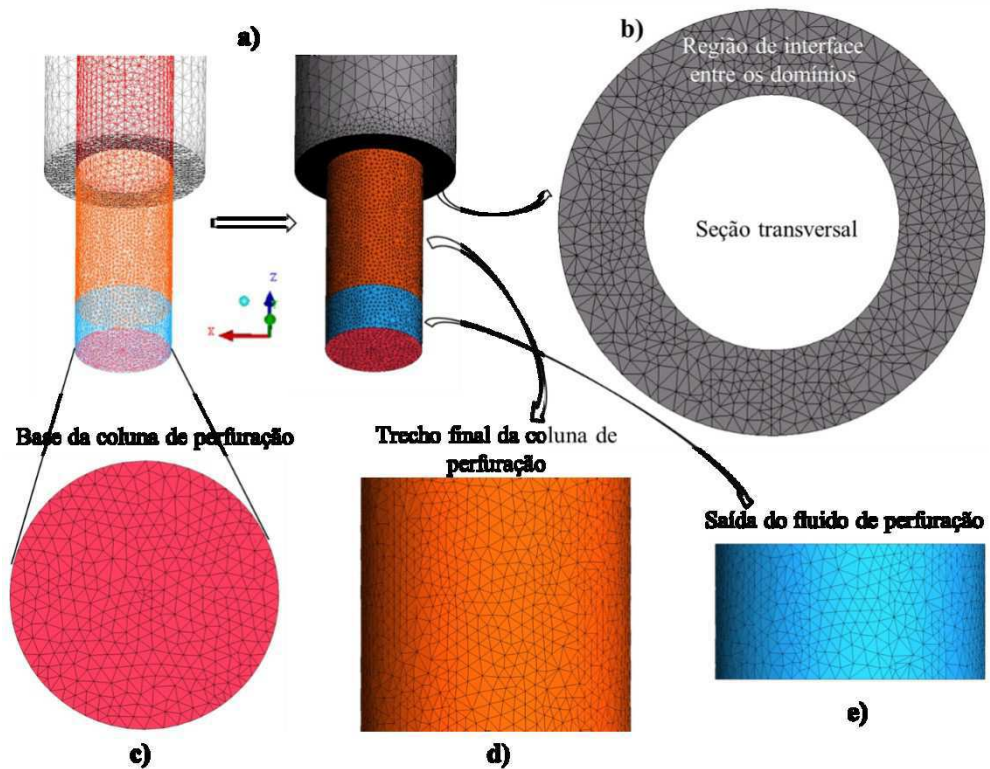
**Figura 3-3** – Detalhes da malha desenvolvida no *software*: a) Visão geral; b) Corte transversal do poço e; c) detalhe da coluna de perfuração e da parede externa do poço.



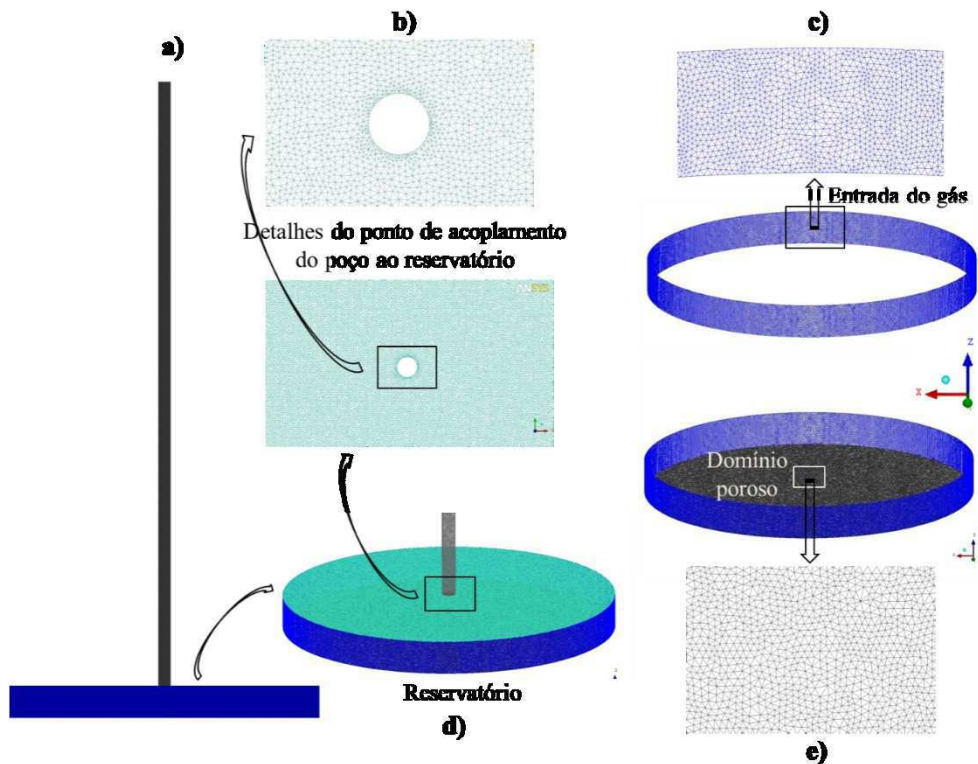
**Figura 3-4** – Detalhes da malha desenvolvida no *software*: a) Visão geral; b) Detalhes da extremidade superior do modelo; c) Detalhe da saída da região anular; e; d) Detalhes da extremidade inferior do poço.



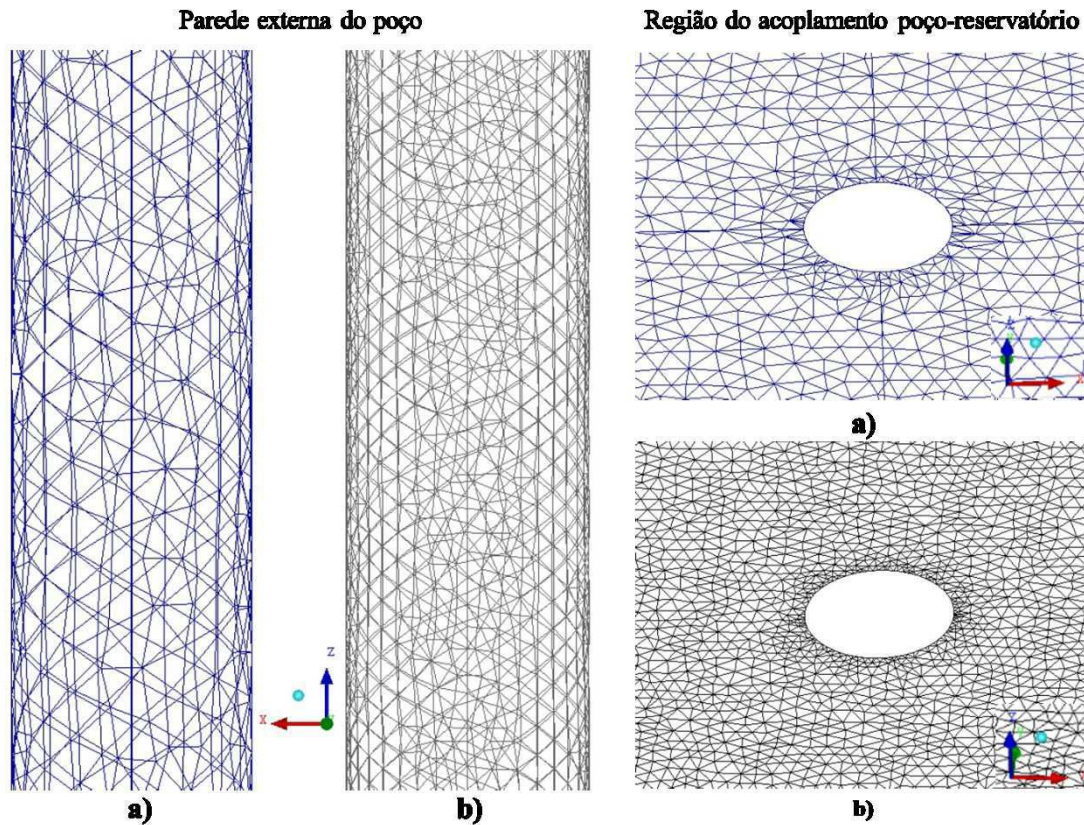
**Figura 3-5** – Detalhes da malha desenvolvida no *software*: a) Extremidade inferior do poço; b) Detalhe da região de interface entre os dois domínios; c) Detalhe da base da coluna de perfuração; d) Detalhe do trecho final da coluna de perfuração e; e) Detalhe da saída do fluido de perfuração na extremidade da coluna.



**Figura 3-6** – Detalhes da malha desenvolvida no *software*: a) Visão geral; b) Detalhes da parede superior do reservatório e ponto de acoplamento entre os domínios; c) Detalhes da região de entrada do gás; d) Detalhe do modelo do reservatório e; e) Detalhes da malha da base do reservatório.



**Figura 3-7** – Detalhes das malhas desenvolvidas: detalhes da parede externa do anular e da região do acoplamento entre o poço e o reservatório (a) Malha 1; b) Malha 2).



## 3.2. Considerações da modelagem

### 3.2.1. O modelo matemático

A modelagem foi realizada no ambiente do *software* comercial *Ansys CFX*<sup>®</sup>, versão 13.0. Objetivando a simplificação e a viabilidade da modelagem, foram feitas as considerações a seguir, no que diz respeito às propriedades dos fluidos envolvidos:

- ✓ O regime de escoamento foi transiente;
- ✓ Todos os fluidos de perfuração são não-newtonianos e foram considerados incompressíveis;
- ✓ A variação de compressibilidade do gás foi considerada muito pequena, e portanto, negligenciada neste ambiente;
- ✓ A variação de temperatura no trecho avaliado foi negligenciada;
- ✓ As propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração e do gás mantiveram-se constantes no trecho analisado;

- ✓ As velocidades de bombeamento do fluido de perfuração e de entrada de gás foram consideradas constantes no intervalo de tempo analisado;
- ✓ As paredes das geometrias não possuem rugosidades;
- ✓ O meio poroso possui distribuição isotrópica dos poros e da permeabilidade;
- ✓ As fases líquida e gasosa foram consideradas contínuas (fluido de perfuração e gás);
- ✓ A rocha reservatório foi considerada porosa.

As equações de transporte que regem as simulações são incorporadas nos modelos de turbulência utilizados. As equações principais são apresentadas na Equação 2.15 (Equação de Continuidade) e na Equação 2.16 (Equação de Momento Linear) e as modificações incorporadas nessas equações que caracterizam as especificidades de cada modelos, bem como suas constantes, são apresentadas nas Equações subsequentes ao longo da seção 2.2.1.2, que trata dos modelos de turbulência de viscosidade turbilhonante

### 3.2.2. Condições iniciais e de contorno

A condição inicial do poço consiste na coluna de perfuração e espaço anular cheios de fluido de perfuração com velocidade nula e o reservatório com os poros preenchidos de gás também com velocidade nula no instante inicial.

A condição de contorno do poço representa uma situação normal de perfuração, com circulação de fluido de perfuração em vazão constante e conhecida e sem a presença de gás no interior do poço. Neste caso, a velocidade do fluido de perfuração na entrada da coluna de perfuração (Figura 3.5 b)) é calculada pela Equação (3.1),

$$v_{le} = \frac{\dot{Q}_l}{\pi d_i^2 / 4} \quad (3.1)$$

onde,  $\dot{Q}_l$  é a vazão de fluido de perfuração injetada no poço; e  $d_i$  é o diâmetro da coluna de perfuração.

A pressão no ponto onde ocorrerá a saída do fluido de perfuração da coluna e entrada do mesmo no espaço anular (Figura 3.5 e)) foi dada pela Equação (3.2).

$$p_{formação} = SIDPP + \rho_l g D_p \quad (3.2)$$

onde,  $SIDPP$  é a pressão estabilizada de fechamento da coluna de perfuração;  $\rho_l$  é a densidade do fluido de perfuração;  $g$  é a aceleração da gravidade; e  $D_p$  representa a profundidade do poço até o ponto onde se queira calcular a pressão.

Durante a entrada de gás no poço, as condições de bombeamento de fluido permanecem inalteradas em relação à condição anterior e a velocidade do líquido na entrada do poço também pode ser calculada pela Equação (3.3). Nesta etapa, a vazão de entrada do gás é determinada pela equação do fluxo radial permanente em meios porosos para fluidos compressíveis, mostrada na Equação (3.3) (ROSA et al., 2006).

$$\dot{Q}_g = \frac{2\pi K_{res} H_{res} (p_{formação} - p_{fundo})}{\mu_g \ln(d_{res}/d_e)} \quad (3.3)$$

Portanto, a velocidade de entrada do gás no poço é calculada pela Equação (3.4).

$$v_{ge} = \frac{2\pi K_{res} H_{res} (p_{formação} - p_{fundo})}{\mu_g \ln(d_{res}/d_e)} \frac{1}{\pi d_e H_{res}} \quad (3.4)$$

onde,  $K_{res}$  e  $H_{res}$  são a permeabilidade e a altura do reservatório, respectivamente,  $(p_{formação} - p_{fundo})$  é o diferencial de pressão no fundo do poço;  $\mu_g$  é a viscosidade do gás;  $d_{res}$  e  $d_e$  são os diâmetros do reservatório e do poço, respectivamente;  $\pi d_e H_{res}$  representa a área da superfície de seção transversal de entrada do gás.

### 3.3. Propriedades termofísicas e características do fluido de perfuração, do gás, da rocha reservatório e do poço

Foram utilizados dois fluidos de perfuração, ambos com comportamento reológico não-Newtoniano, sendo um fluido de Potência (pseudoplástico) e outro fluido de Bingham, cujas características foram apresentadas na seção 2.1.5.5. Os parâmetros de cada fluido estão apresentados na Tabela 3.3.

**Tabela 3.3** - Propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.

	Potência		Bingham	
<b>Parâmetros</b>	<b>K (Pa.s<sup>n</sup>)</b>	<b>n</b>	<b>τ<sub>L</sub> (Pa)</b>	<b>μ<sub>p</sub>(Pa.s)</b>
Valor	0,855	0,549	3,527	0,019
<b>Taxa de deformação de cisalhamento (s<sup>-1</sup>)</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Valor	5	600	5	600

Fonte: WALDMANN (2012)

Foi considerado que o reservatório é formado apenas por gás natural. Este gás encontrado durante as perfurações podem apresentar valores superiores a 90% de metano em sua composição (LEE *et al.*, 1966). Dessa forma, foi admitido que a composição do gás natural invasor é constituída majoritariamente por metano, de forma a simplificar a descrição e implementação do fluido no software.

A densidade do gás foi calculada pela Equação (3.5).

$$\rho_g = \frac{(p_{fundo} + p_{atm})M}{Z' R T} \quad (3.5)$$

onde,  $p_{fundo}$  e  $p_{atm}$  são as pressões no fundo do poço e na superfície, respectivamente;  $M$  é a massa molecular do gás;  $Z'$  é o fator de compressibilidade;  $R$  é a constante universal dos gases;  $T$  é a temperatura no fundo do poço.

A viscosidade dinâmica do gás ( $\mu_g$ ), dada em micropoise, foi calculada pela Equação (3.6), desenvolvida por LEE *et al.* (1966).

$$\mu_g = K' \exp[X' \rho_g^{Y'}] \quad (3.6)$$

Onde:

$$K' = \frac{(7,77 + 0,063 M)T^{1,5}}{122,4 + 12,9 M + T} \quad (3.7)$$

$$X' = 2,57 + \frac{1914,5}{T} + 0,0095 M \quad (3.8)$$

$$Y' = 1,11 - 0,04 X' \quad (3.9)$$

Onde,  $\rho_g$  é a densidade do gás, dada em  $g/cm^3$ ;  $T$  é a temperatura no local, dada em  $^{\circ}R$  e  $M$  é a massa molecular do gás, dada em  $g/mol$ .

As principais propriedades deste gás estão apresentadas na Tabela 3.4.

**Tabela 3.4** - Propriedades do gás metano.

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>
Massa molar	0,016 kg/mol
Densidade	223,7 kg/m <sup>3</sup>
Viscosidade dinâmica	2,8242 10 <sup>-5</sup> Pa.s
Temperatura de referência	365 K
Pressão de referência	4,9977 10 <sup>7</sup> Pa

Fonte: PEACE (2013); LEE *et al.* (1966)

A rocha reservatório utilizada nas simulações foi uma rocha do tipo dolomítica cujas principais propriedades estão resumidas na Tabela 3.5. As rochas dolomíticas possuem diferentes valores de porosidade, variando conforme o tipo de rede cristalina do qual a rocha é formada. No entanto, segundo a literatura, essa porosidade possui valores abaixo de 25%, na maioria dos casos (THAYER, 1983). Foram escolhidos os três valores de porosidade apresentados na Tabela 3.5.

**Tabela 3.5 - Propriedades da rocha reservatório (dolomita).**

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>
Massa molar	0,1844 kg/mol
Densidade	2820 kg/m <sup>3</sup>
Capacidade calorífica específica	920 J/kg·K
Condutividade térmica (a 373 K)	3,9 W/m·K
Permeabilidade	1·10 <sup>-14</sup> m <sup>2</sup>
Porosidade	10; 15; 20 (%)
Temperatura de referência	365 K
Pressão de referência	4,9977 10 <sup>7</sup> Pa

Fonte: EPPELBAUM *et al.* (2014)

As características do poço, parâmetros e condições de pressão e temperatura estão resumidas na Tabela 3.6.

**Tabela 3.6 - Parâmetros utilizados nas simulações.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor (Unid. SI)</b>
Profundidade total do poço	3 600 m
Espessura da lâmina d'água	1 000 m
Altura do trecho do poço representado	10 m
Diâmetro do poço	0,20 m
Diâmetro da coluna de perfuração	0,12 m
SIDPP	3,1026 10 <sup>6</sup> Pa
Densidade do fluido de perfuração	1 199 Kg/m <sup>3</sup>
Temperatura na superfície	300 K
Pressão na superfície	101 325 Pa
Gradiente geotérmico	0,025 K/m
Aceleração da gravidade	9,8066 m/s <sup>2</sup>
Pressão no fundo do poço	4,9977 10 <sup>7</sup> Pa
Temperatura no fundo do poço	365 K
Rugosidade das paredes	Não

Fontes: AVELAR (2008); PERRY (1999), REID *et al.* (1986); OLIVEIRA, (2014)



### 3.4. Efeitos avaliados

Para o presente trabalho, foram avaliados os seguintes efeitos:

- ✓ Influência do grau de refinamento da malha;
- ✓ Influência do tipo de fluido de perfuração;
- ✓ Influência do modelo de turbulência empregado;
- ✓ Influência da velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado;
- ✓ Influência da velocidade de entrada do gás no domínio do reservatório;
- ✓ Influência da porosidade da rocha reservatório;
- ✓ Influência da velocidade de rotação da coluna de perfuração.

O fluido padrão foi escolhido como sendo o plástico de Bingham. Foram utilizados os valores intermediários dentre os valores utilizados dos seguintes parâmetros: velocidade de injeção do fluido, velocidade de penetração do gás e porosidade da rocha, como valores-padrão nas simulações nas quais respectivos parâmetros não estavam sendo avaliados, e não foi considerada a velocidade de rotação da coluna de perfuração nas simulações nas quais esse parâmetro não estava sendo avaliado.

Na Tabela 3.7 são apresentados os casos simulados com as respectivas variações nos parâmetros avaliados. Os parâmetros analisados em cada simulação estão destacados em negrito na Tabela em questão, sendo o **Caso1** a referência para todos os demais casos.

**Tabela 3.7** - Parâmetros variados nas simulações.

Simulação	Malha	Fluido de Perfuração	Modelo de Turbulência	Velocidade de Injeção do fluido (m/s)	Velocidade de Penetração do Gás (m/s)	Porosidade da rocha (%)	Velocidade de rotação da coluna (rpm)
Caso1	<b>1</b>	<b>Bingham</b>	<b>SST</b>	<b>1,1</b>	<b>0,015</b>	<b>0,15</b>	<b>0</b>
Caso2	<b>2</b>	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	0
Caso3	1	<b>Ostwald</b>	SST	1,1	0,015	0,15	0
Caso4	1	Bingham	<b>k-ε</b>	1,1	0,015	0,15	0
Caso5	1	Bingham	<b>BSL</b>	1,1	0,015	0,15	0

Continuação

Caso6	1	Bingham	SST	<b>0,5</b>	0,015	0,15	0
Caso7	1	Bingham	SST	<b>2,2</b>	0,015	0,15	0
Caso8	1	Bingham	SST	1,1	<b>0,010</b>	0,15	0
Caso9	1	Bingham	SST	1,1	<b>0,020</b>	0,15	0
Caso10	1	Bingham	SST	1,1	0,015	<b>0,10</b>	0
Caso11	1	Bingham	SST	1,1	0,015	<b>0,20</b>	0
Caso12	1	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	<b>200</b>
Caso13	1	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	<b>350</b>
Caso14	1	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	<b>500</b>
Caso15	1	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	<b>650</b>
Caso16	1	Bingham	SST	1,1	0,015	0,15	<b>3.000</b>

Fonte: Autor

### 3.5. Obtenção dos dados

Para obter os dados necessários para analisar os resultados das diversas simulações executadas, foram criados dez pontos para aquisição de dados, sendo os quatro primeiros pontos distribuídos verticalmente ao longo do centro espaço anular, o quinto ponto encontra-se na extremidade interna do anular, próximo à coluna de perfuração e os cinco últimos, distribuídos horizontalmente ao longo do reservatório nas proximidades da entrada do anular. A localização dos pontos buscou uma distribuição espacial através dos domínios de forma a representar a variação das propriedades dos fluidos aqui analisadas, e de forma a permitir o acompanhamento das ondas de invasão tanto do gás no espaço anular quanto do fluido de perfuração no reservatório com o passar do tempo. As coordenadas das localizações desses pontos nos domínios estão apresentadas na Tabela 3.8 e a localização dos mesmos estão mostradas na Figura 3.8 a) e 3.8 b). Esses pontos servem como base para a captura de dados para todas as análises realizadas.

Também foram traçadas duas linhas. A primeira linha (Linha 1) foi traçada verticalmente no centro da região anular, ou seja, em  $X = 8,0$  cm, e abrangendo toda a extensão do domínio em questão, partindo de  $Z = 0$  cm, no fundo do poço, até  $Z = 1000$  cm na saída do anular, mantendo-se  $Y = 0$ . A segunda linha (Linha 2) foi traçada horizontalmente atravessando

o espaço anular de  $X = 6$  cm (na borda interna do anular) até  $X = 10$  cm na borda externa do poço, neste caso também foi mantido  $Y = 0$ . As Figuras 3.8 c), 3.8 d) e 3.8 e) indicam a localização das linhas descritas.

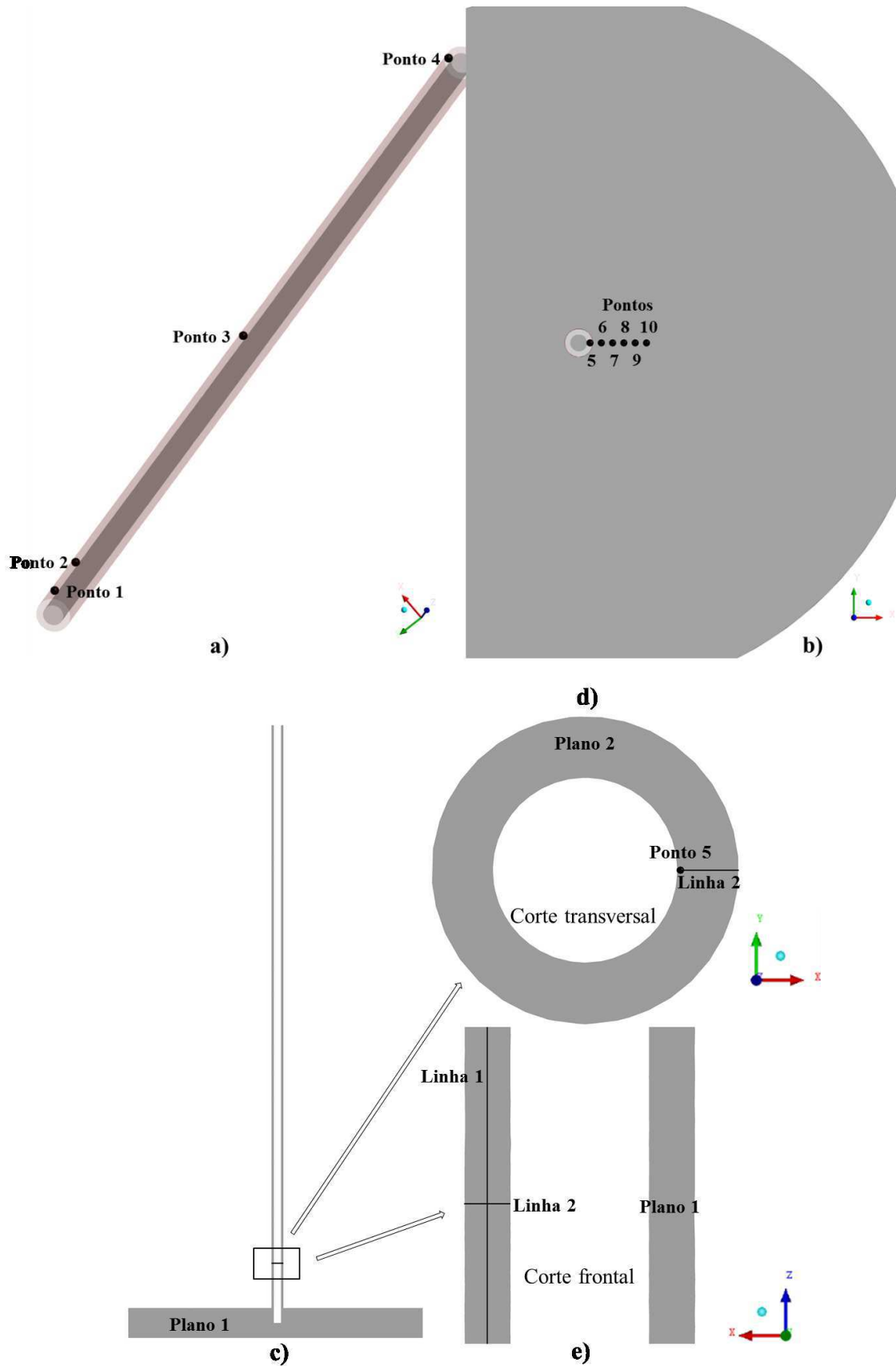
Foram utilizados, ainda, planos representando cortes dos domínios em estudo. O plano vertical, doravante identificado como Plano 1, consiste em um plano XZ em  $Y = 0$  e o plano horizontal, identificado a partir de agora como Plano 2, consiste em um plano XY com Z sendo variado conforme a região analisada. As Figuras 3.8 c), 3.8 d) e 3.8 e) indicam a localização dos planos, na qual o Plano 2 foi fixado em  $Z = 100$  cm.

**Tabela 3.8** – Pontos para extração dos resultados.

<b>Ponto/coordenadas</b>	<b>X (cm)</b>	<b>Y (cm)</b>	<b>Z (cm)</b>
<b>Ponto 1</b>	8	0	50
<b>Ponto 2</b>	8	0	100
<b>Ponto 3</b>	8	0	500
<b>Ponto 4</b>	8	0	990
<b>Ponto 5</b>	6,1	0	100
<b>Ponto 6</b>	16	0	0
<b>Ponto 7</b>	24	0	0
<b>Ponto 8</b>	32	0	0
<b>Ponto 9</b>	40	0	0
<b>Ponto 10</b>	48	0	0

Fonte: Autor

**Figura 3-8** – Localização dos Pontos, Linhas e Planos de aquisição de dados nos domínios estudados: a) Poço; b) Parte do reservatório; c) Vista geral; d) Detalhe do poço e; e) Corte transversal do poço.



Fonte: Autor

### 3.6. Parâmetros da solução das simulações

Em todas as simulações foram definidos os parâmetros no *Solver* do *software* como apresentados na Tabela 3.9. Foram utilizados três modelos de turbulência a saber: *k-ε*; BSL; e SST. Todos os modelos estão incorporados no *software*.

**Tabela 3.9** – Parâmetros do software utilizados.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Passos de tempo</b>	2,0 s
<b>Critério de convergência</b>	RMS
<b>Residual</b>	$1 \cdot 10^{-4}$
<b>Coefficiente de tensão superficial</b>	$7,199 \cdot 10^{-2}$ N/m
<b>Esquema de advecção</b>	Alta resolução
<b>Esquema transiente</b>	Euler de segunda ordem
<b>Tipo de interpolação da pressão</b>	Trilinear
<b>Tipo de interpolação da velocidade</b>	Trilinear
<b>Acoplamento da fração volumétrica</b>	Sim

Fonte: Autor

A presente pesquisa foi desenvolvida no Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande nas dependências do Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos, da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica.

## CAPÍTULO 4

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações realizadas com o modelo proposto neste trabalho. Os resultados foram obtidos por simulações realizadas no *software Ansys CFX*<sup>®</sup> e foram representados sobre os pontos, linhas e superfícies, especificados na seção 3.5.

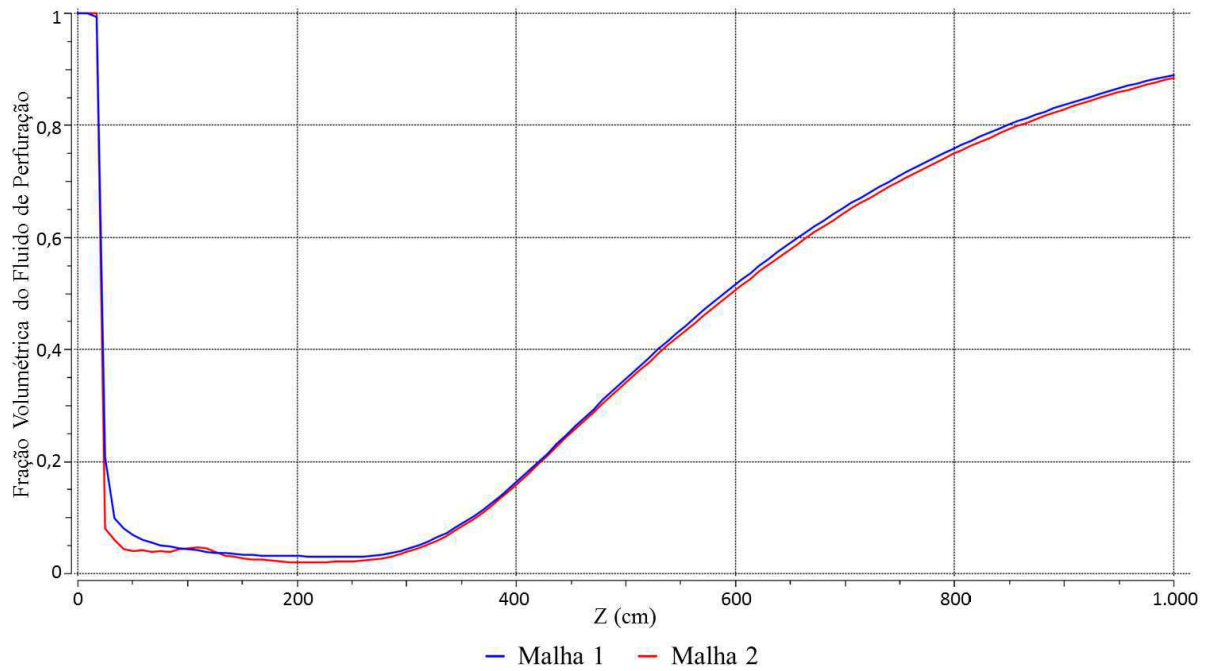
#### 4.1. Influência do grau de refinamento da malha

Para os testes de independência do grau de refinamento da malha, foram utilizadas duas malhas não-estruturadas, a Malha 1, menos refinada, e a Malha 2, mais refinada. Suas características estão especificadas na Tabela 3.2.

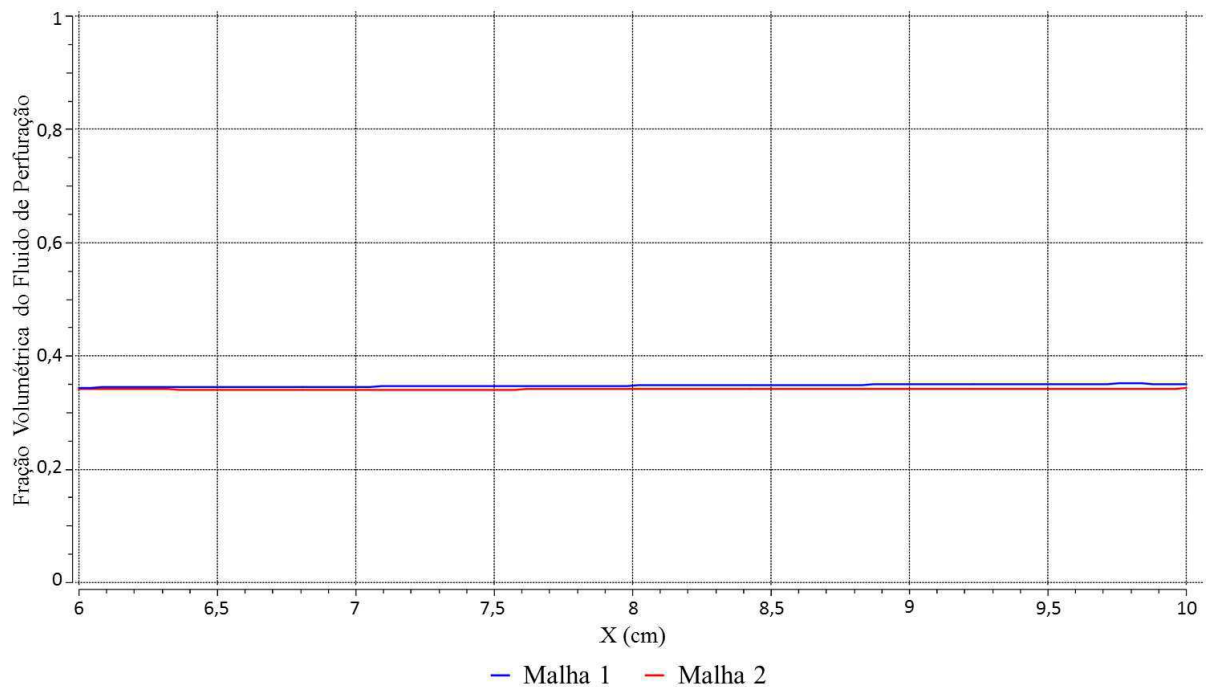
A fim de comparar os resultados obtidos utilizando cada malha, foram realizadas duas simulações (Caso1 e Caso2), e os resultados obtidos foram apresentados nos gráficos da Figura 4.1.

Na Figura 4.1 é apresentado o comportamento da concentração em termos de fração volumétrica do fluido de perfuração ao longo da Linha 1. A comparação realizada entre as malhas ilustra que as curvas são muito parecidas, indicando que o refinamento da malha não proporcionou uma melhora efetiva nas informações obtidas a partir das simulações. A Figura 4.2 indica a fração volumétrica do fluido de perfuração ao longo da Linha 2 onde, mais uma vez, pode-se notar que não há uma diferença significativa nos resultados para ambas as malhas.

**Figura 4-1** – Comparativo da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 1 aos 6,0 segundos de simulação.

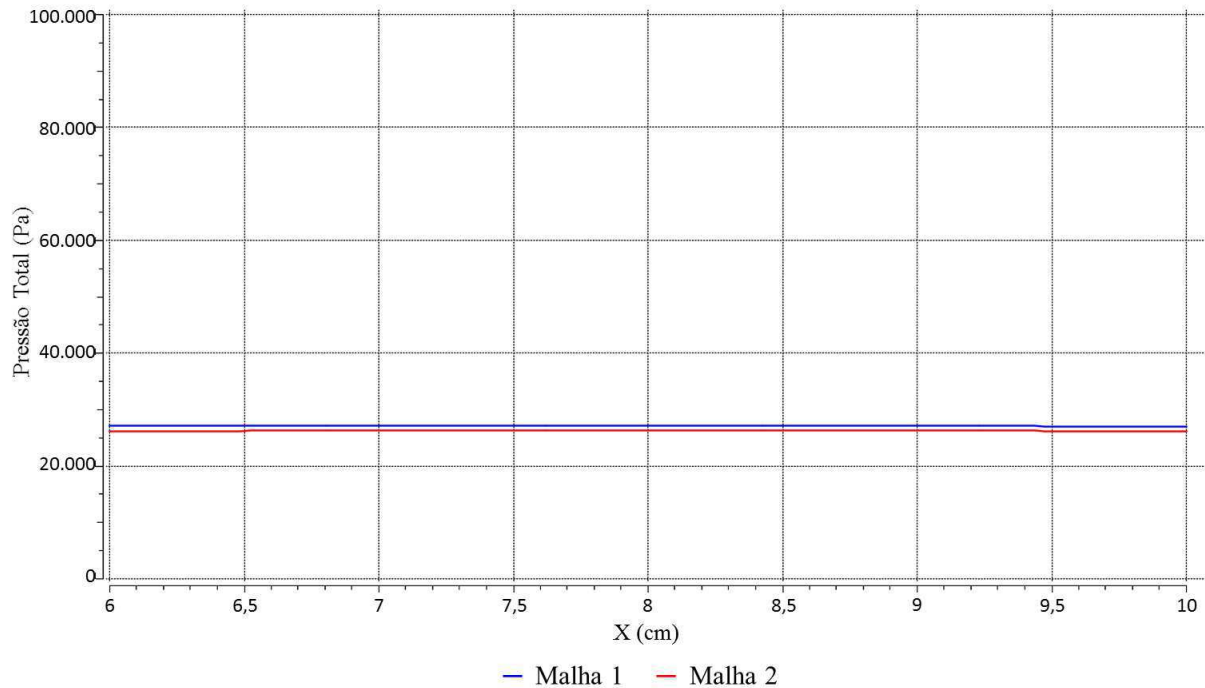


**Figura 4-2** – Comparativo da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 2 aos 6,0 segundos de simulação.



Na Figura 4.3 é mostrada a pressão total ao longo da Linha 2 e, aqui também percebe-se que não houve variação significativa quando comparadas as malhas 1 e 2.

**Figura 4-3** – Comparativo da pressão total para as Malhas 1 e 2 ao longo da Linha 2 aos 2,0 segundos de simulação.



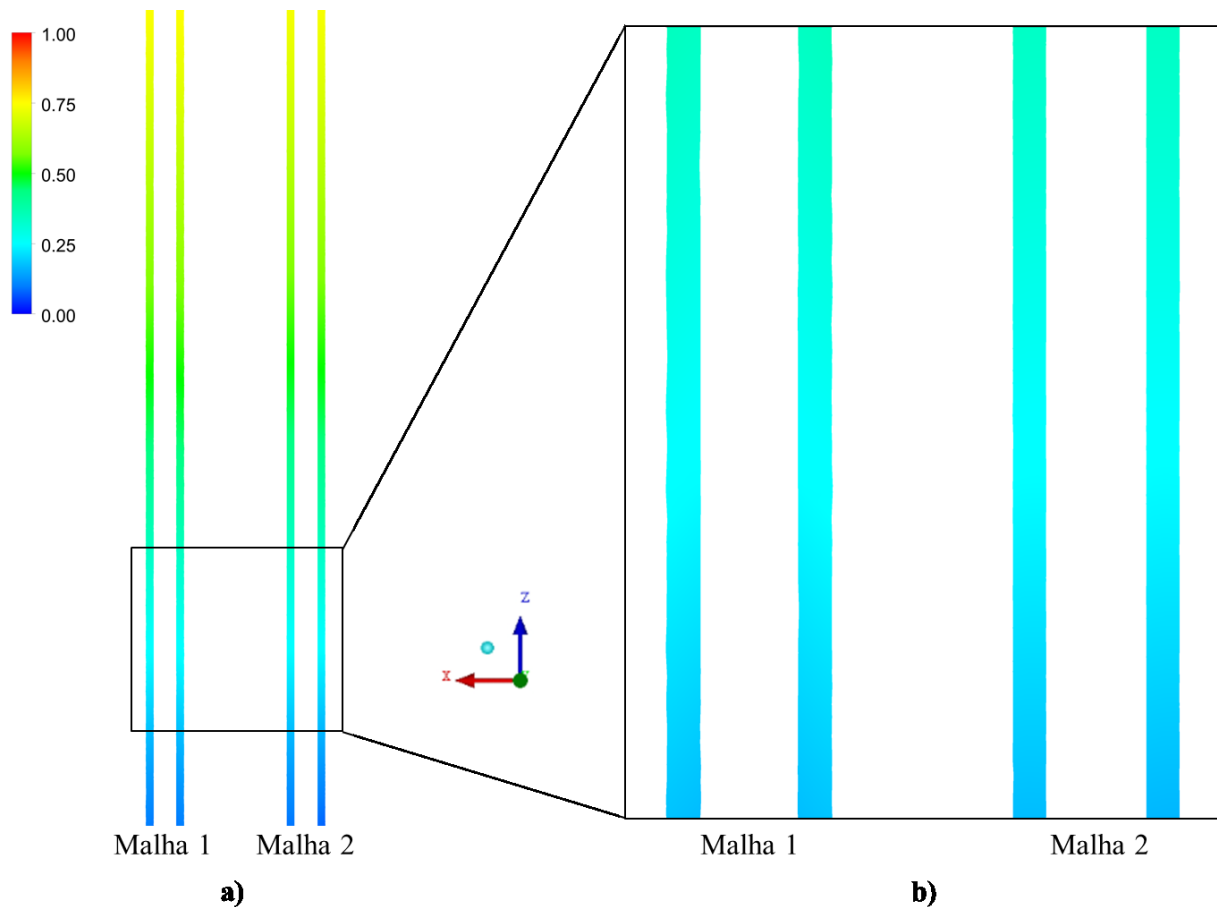
Também foram observados parâmetros visuais da comparação. A Figura 4.4 ilustra a concentração de fluido de perfuração dentro da região anular em um determinado intervalo do trecho onde fosse possível observar as matizes de transição para melhor visualização. Na Figura 4.4a) é mostrado um trecho do Plano 1 compreendendo cerca de 430cm da seção central do modelo, já a Figura 4.4b) ilustra um detalhe mais ampliado desse mesmo trecho compreendendo um intervalo de 100 cm.

Analisando a Figura 4.4 é possível observar visualmente que não há diferença significativa na coloração das imagens representativas das Malhas 1 e 2, evidenciando o que foi observado nos gráficos das Figuras 4.1 a 4.3.

Tendo em vista os resultados obtidos e mostrados nas Figuras 4.1 a 4.4 foi possível concluir que não há diferenças significativas que justificassem o uso de uma malha mais refinada que demandaria tempo e capacidade computacional significativamente maiores, deste modo, optou-se por utilizar a Malha 1 nas demais simulações.



**Figura 4-4** – Comparativo visual da fração volumétrica do fluido de perfuração para as Malhas 1 e 2 nos trechos descritos do Plano 1, obtidas aos 6,0 segundos de simulação.



## 4.2. Influência do tipo de fluido de perfuração

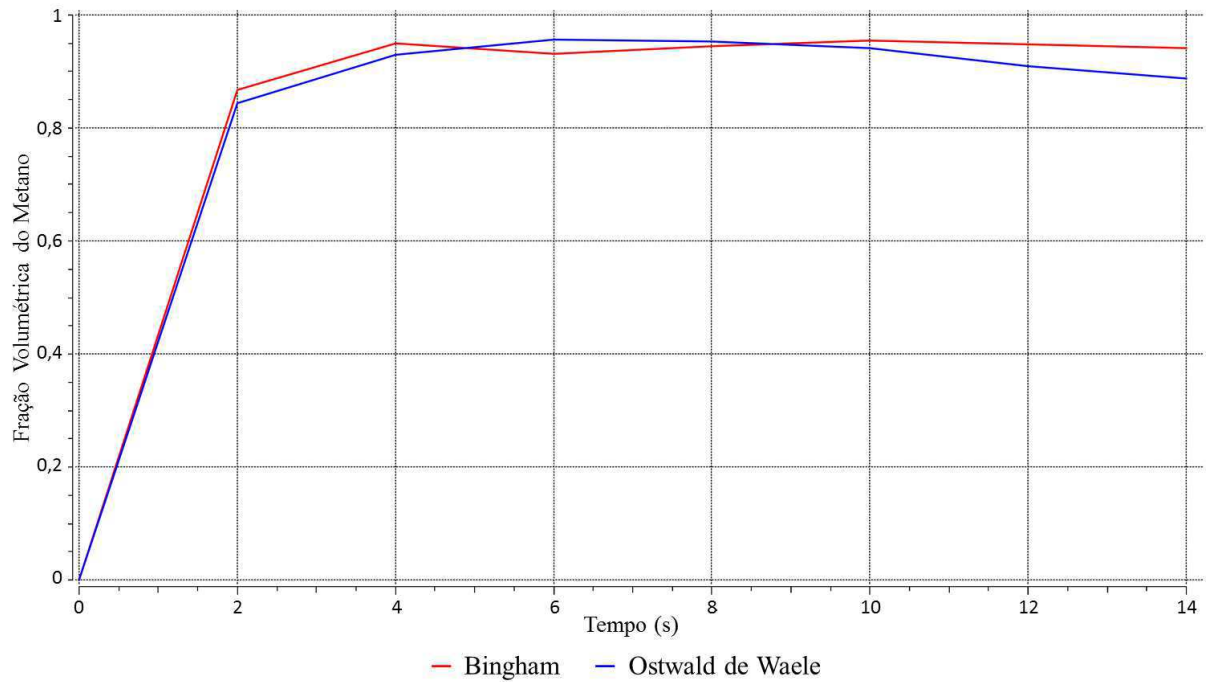
Foram utilizados dois tipos de fluidos não-Newtonianos com comportamentos reológicos distintos: O Fluido de Bingham ou plástico ideal e o Fluido de Ostwald de Waele, conhecido como fluido de Potência.

Para comparar o comportamento desses fluidos foram feitas duas simulações (Caso1 e Caso3) mantendo os demais parâmetros inalterados, como especificado no Tabela 3.7. Os resultados estão apresentados na Figura 4.5, que ilustra as frações volumétricas do metano nos pontos de amostragem 1 e 4, distribuídos verticalmente próximos às duas extremidades do espaço anular. Os referidos pontos de amostragem estão mostrados na Figura 3.8 e suas coordenadas estão especificadas na Tabela 3.8.

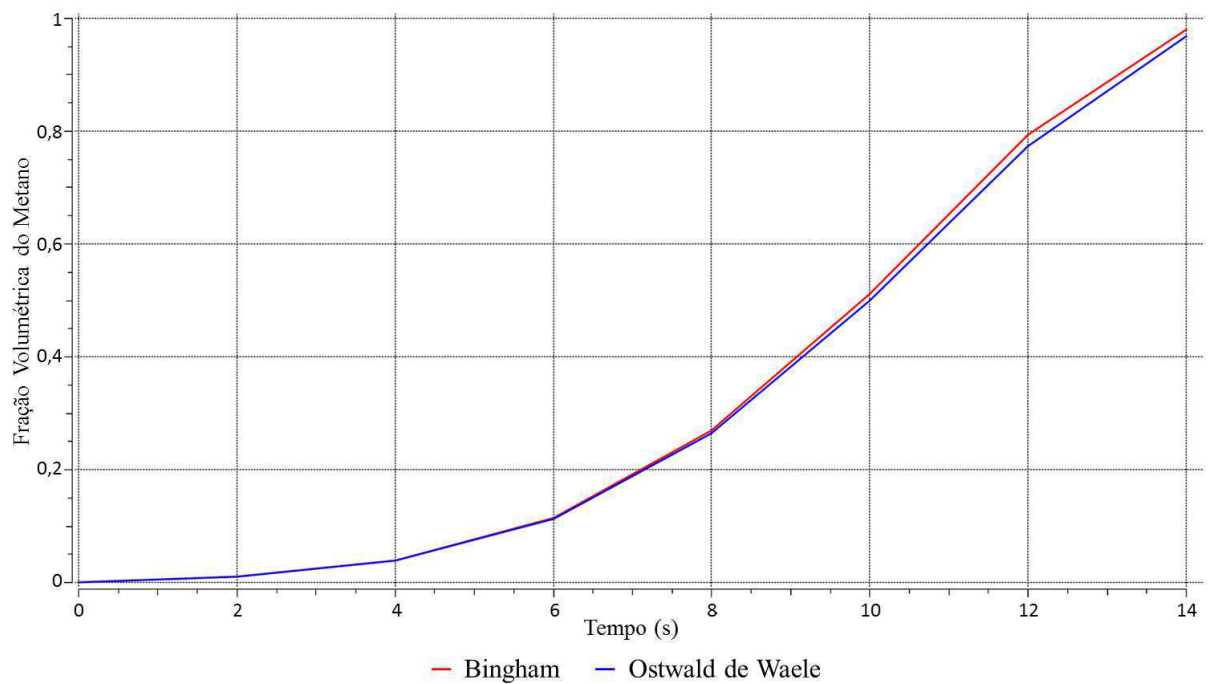
Analisando os gráficos apresentados na Figura 4.5, nota-se que a variação da fração volumétrica do metano invadindo o fluido de perfuração comporta-se de maneira muito similar na maior parte do tempo para ambos os fluidos analisados. Nota-se, entretanto, uma leve

diferença ao final do tempo no Ponto 1. Esta diferença não é ampliada ao longo do trecho analisado, haja vista que, no Ponto 4, a frente de avanço do gás chega a sua máxima concentração praticamente ao mesmo tempo para os dois fluidos analisados.

**Figura 4-5** – Fração volumétrica do gás para os tipos de fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 4.



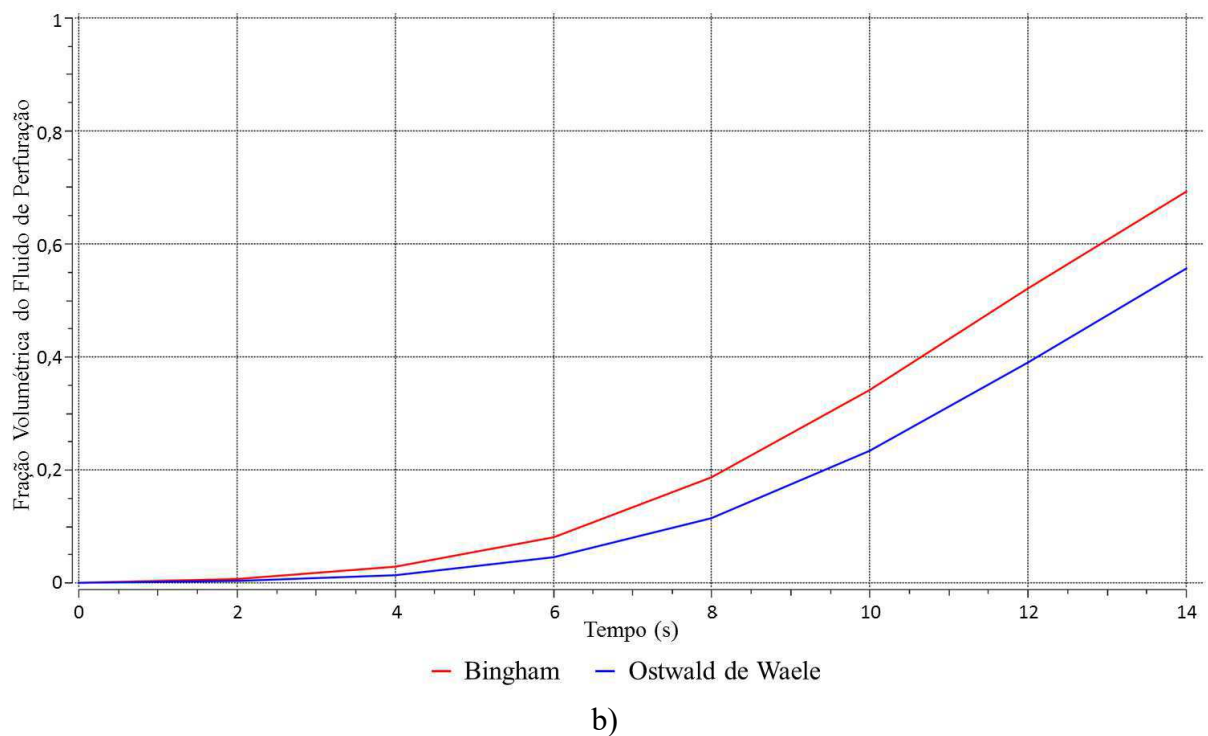
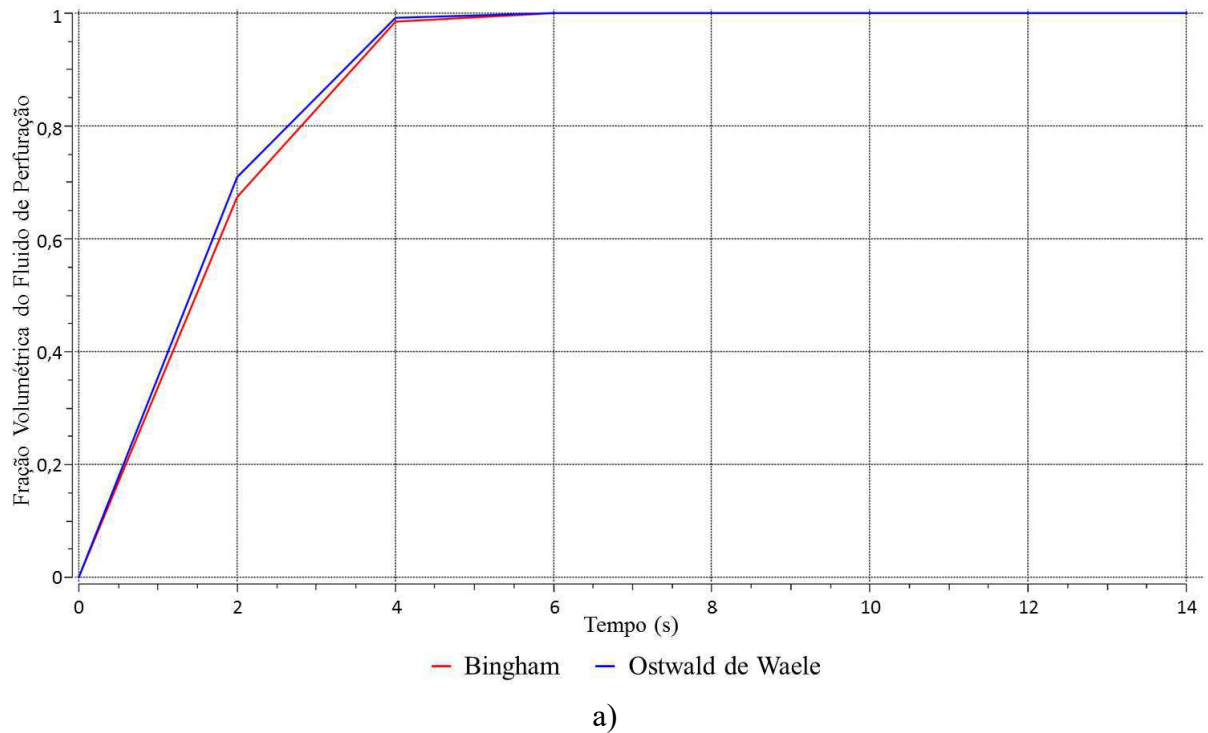
a)



b)

Na Figura 4.6 são mostradas as frações volumétricas do fluido de perfuração, desta vez na direção horizontal, nos pontos de amostragem 6 e 9.

**Figura 4-6** – Fração volumétrica do fluido de perfuração para os tipos de fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 6 e; b) Ponto 9.



Quando analisada a fração volumétrica do fluido na direção horizontal, percebe-se que, no Ponto 6, localizado próximo à coluna de perfuração, não há diferença significativa na concentração final. Mas, quando se observa o Ponto 9, nota-se claramente o afastamento das duas curvas, denotando que o fluido não-Newtoniano que segue a lei de Potência apresenta uma menor concentração naquele ponto, no instante final da simulação. Isto implica que o fluido de perfuração que segue a lei de Bingham conseguiu penetrar com maior intensidade na rocha reservatório refletindo em uma perda mais acentuada de fluido de perfuração para a formação rochosa.

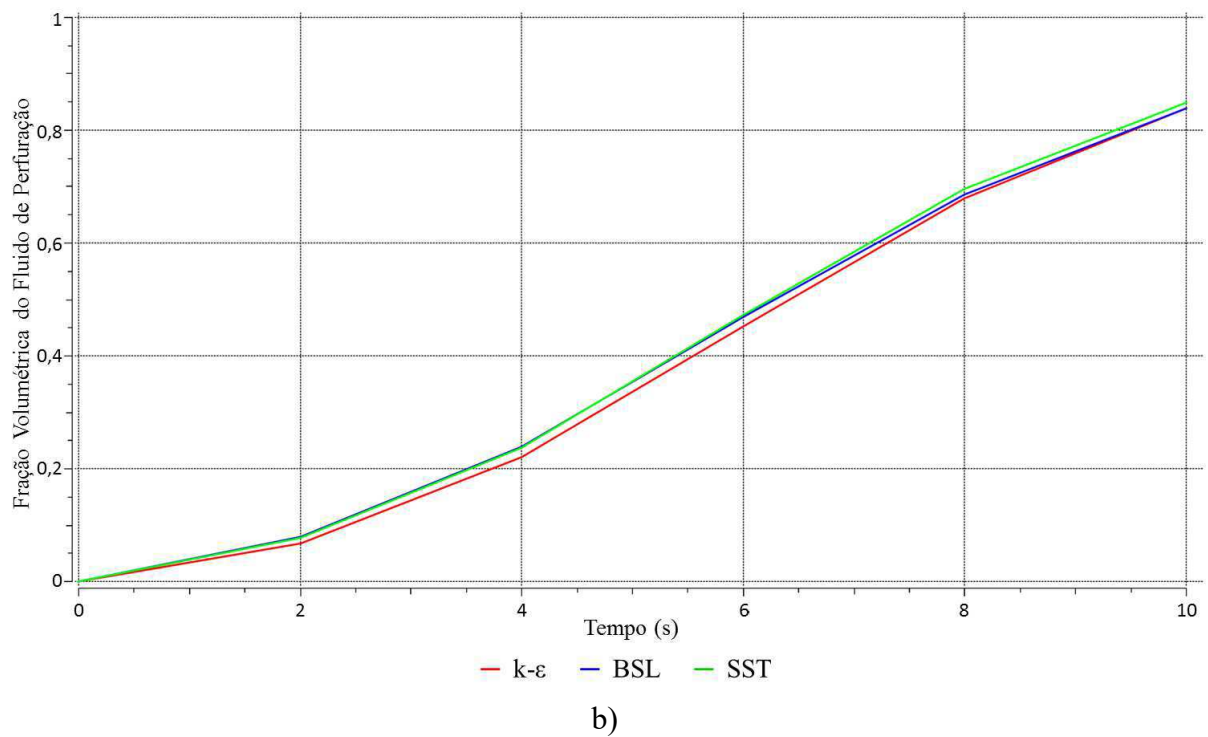
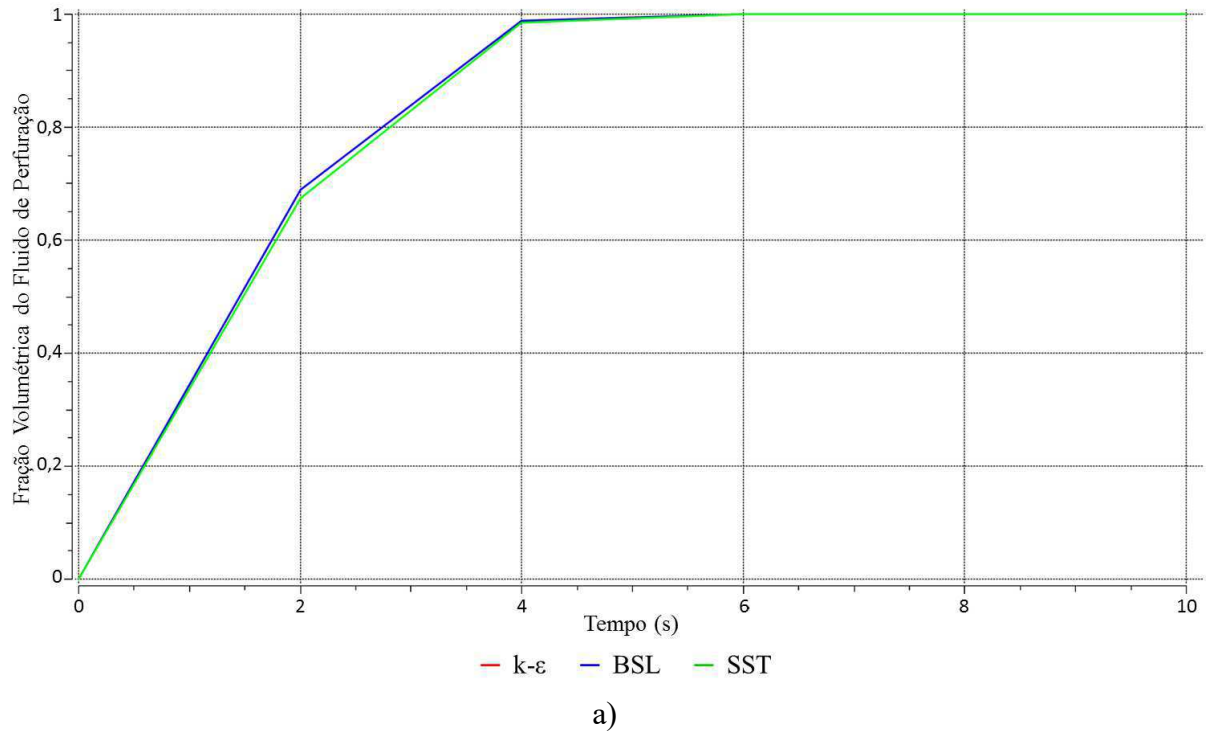
### 4.3. Influência do modelo de turbulência empregado

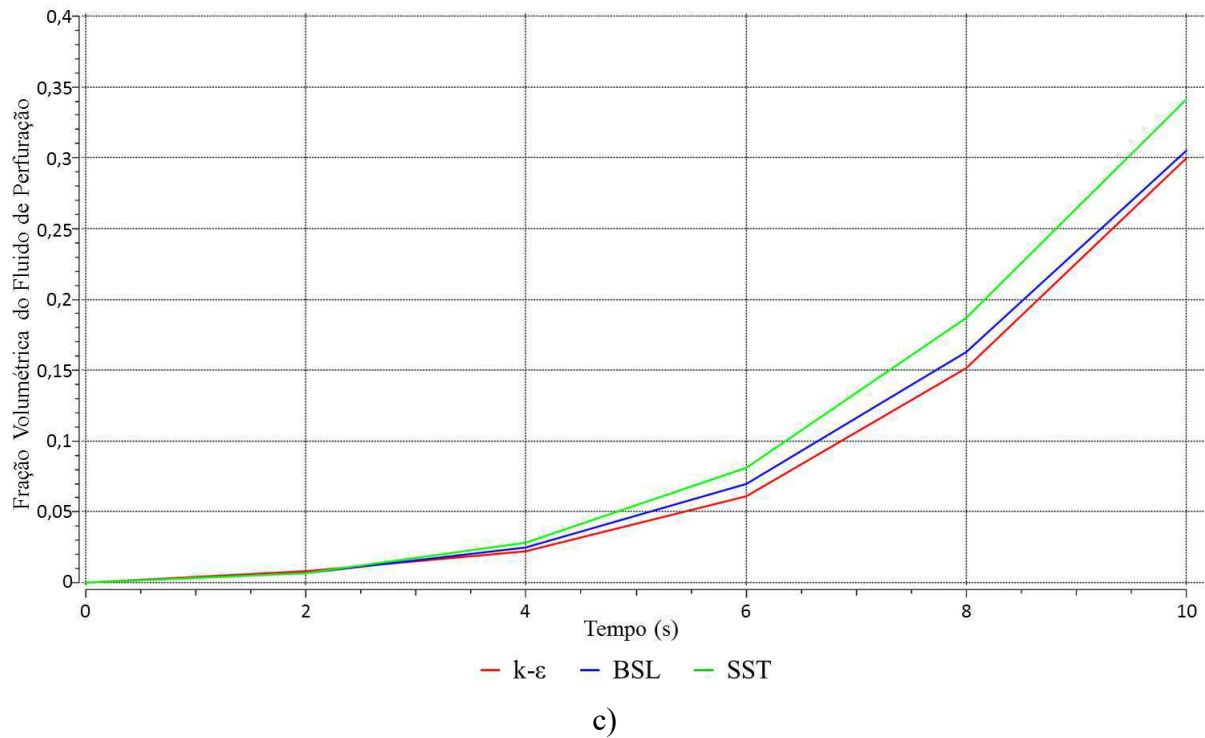
No presente trabalho, foram realizadas simulações utilizando três diferentes modelos de turbulência, todos integrados no *software* utilizado. Foram eles:  $k-\varepsilon$ , BSL e de Transporte por Tensão de Cisalhamento (SST). As principais características de cada modelo estão descritas na seção 2.2.1.

Para avaliar o comportamento de cada modelo foram realizadas três simulações (Caso1, Caso4 e Caso5), mantendo-se os demais parâmetros inalterados, conforme especificado no Tabela 3.7. Os resultados podem ser observados nos gráficos da Figura 4.7, que ilustram a fração de fluido de perfuração nos pontos de amostragem 6, 8 e 9, cujas localizações e coordenadas estão ilustradas, respectivamente, na Figura 3.8 e na Tabela 3.8.

Observando os gráficos presentes na Figura 4.7, percebe-se que praticamente não há diferenciação entre os modelos de turbulência empregados quando se analisa a penetração do fluido de perfuração na rocha reservatório até alcançar o Ponto 8. A partir deste ponto, há um leve afastamento da curva que representa o modelo SST.

**Figura 4-7** – Fração volumétrica do fluido de perfuração para os modelos de turbulência em função do tempo: a) Ponto 6; b) Ponto 8 e; c) Ponto 9.





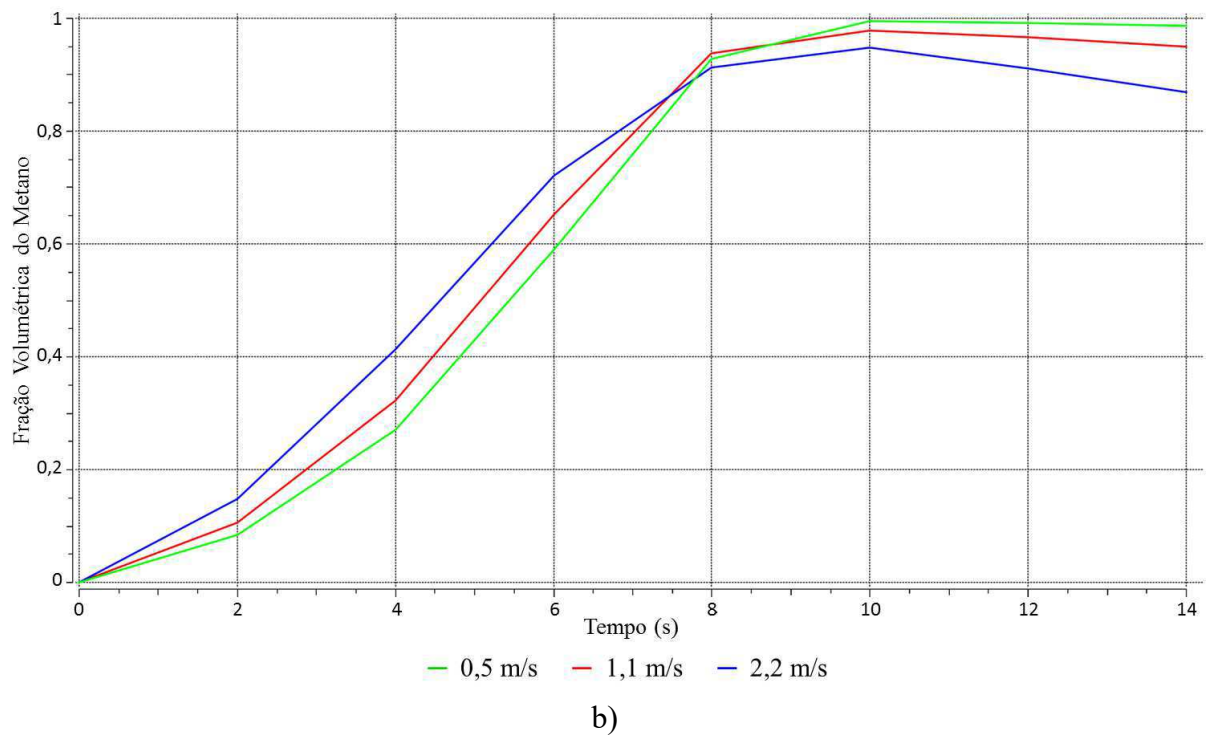
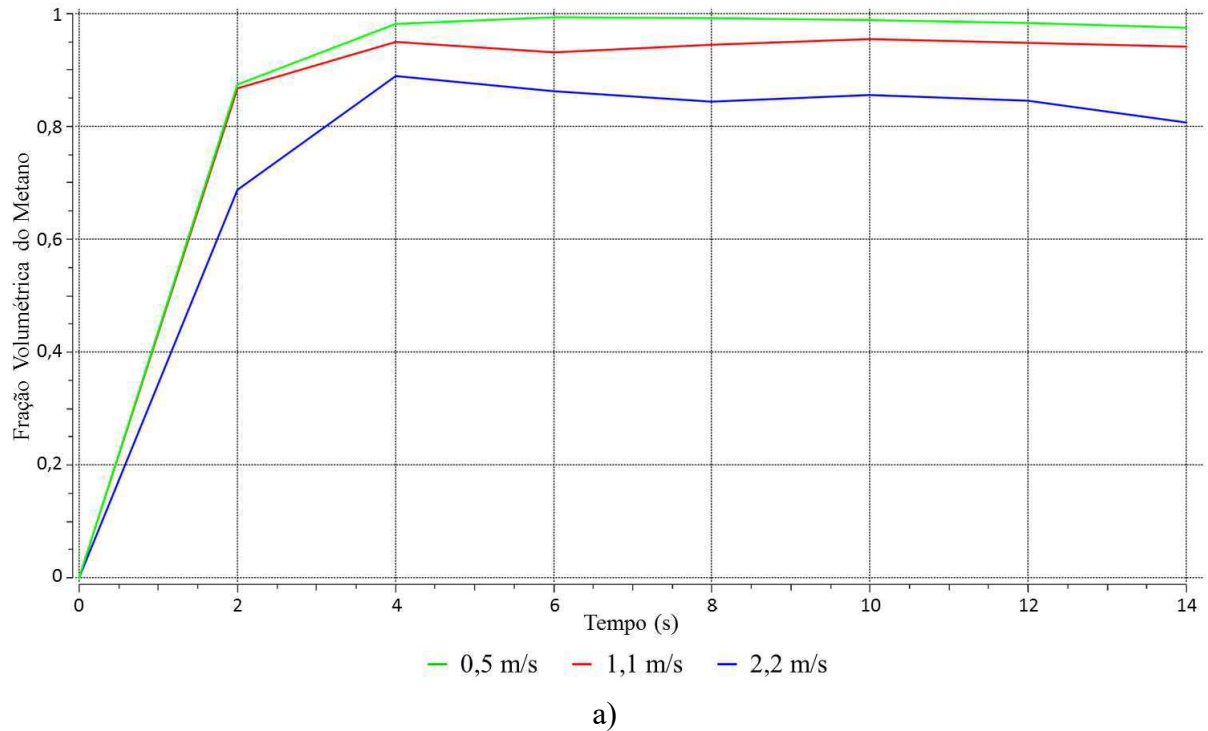
Com base nas informações reportadas por Oliveira (2014) e Cunha (2014), optou-se por utilizar o modelo de turbulência SST em todas as simulações onde não estavam sendo avaliados os modelos de turbulência já que este se mostra mais completo ao se estudar o fenômeno do escoamento turbulento devido aos gradientes de pressão e concentração mais acentuado próximo às paredes e interfaces. Assim, próximo à essas superfícies o escoamento é descrito pelo modelo  $k-\omega$ , já no seio da solução, onde o modelo  $k-\omega$  não é capaz de fornecer bons resultados, o modelo  $k-\epsilon$  é aplicado de acordo com a necessidade da solução. Carvalho (2015) ainda afirma que esse modelo reúne as características mais vantajosas dos modelos  $k-\epsilon$  e  $k-\omega$  apresentando baixa sensibilidade às condições de contorno e da corrente livre para do modelo  $k-\epsilon$  e o tratamento robusto e preciso de parede do modelo  $k-\omega$ .

#### 4.4. Influência da velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado

Para avaliar a influência velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado foram feitas três simulações (Caso1 e Caso6 e Caso7) com as velocidades de entrada do fluido e demais parâmetros especificadas no Tabela 3.7. Nas Figuras 4.8 e 4.9 estão mostrados os comportamentos da fração volumétrica do gás para as três velocidades de injeção analisadas nos Pontos 1 e 3 na direção vertical dentro do espaço anular, e nos Pontos 6 e 9 na direção horizontal dentro do reservatório.

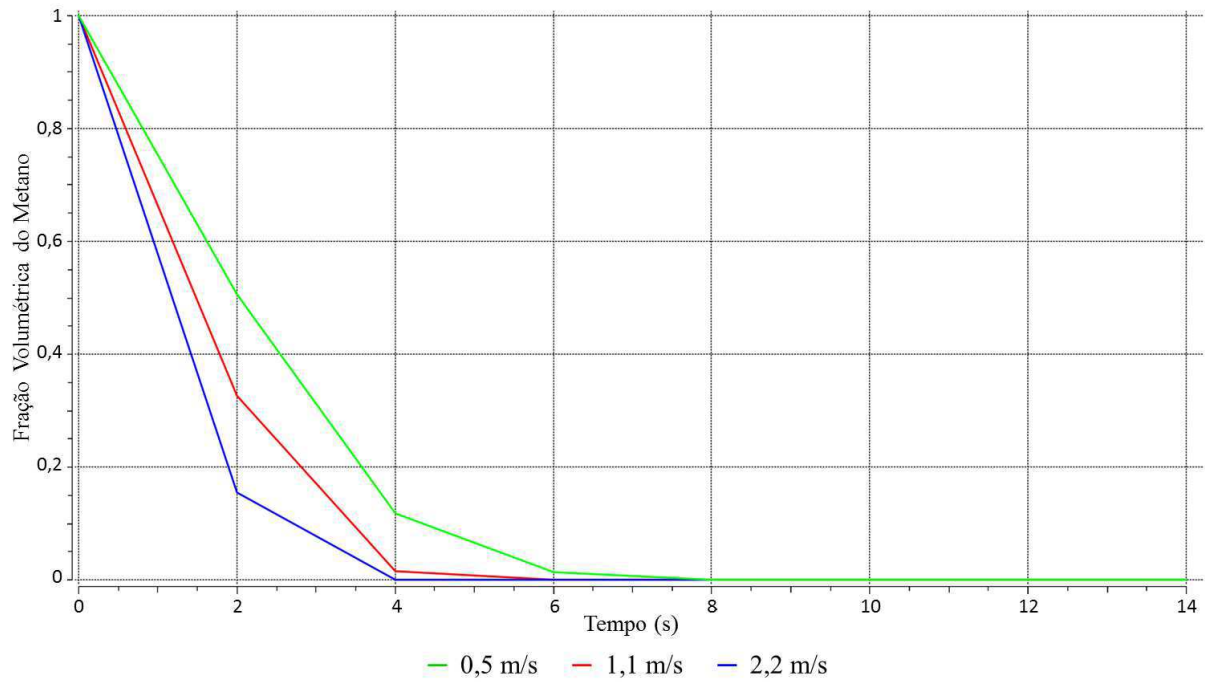
Analisando os gráficos da Figura 4.8, nota-se que, no gráfico de a), à medida que o volume de fluido injetado aumenta, há uma diminuição da concentração do gás naquele ponto ao final da simulação. Essa tendência é mantida ao longo do espaço anular, como evidenciado pelo gráfico de b) da referida Figura 4.8.

**Figura 4-8** – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 3.

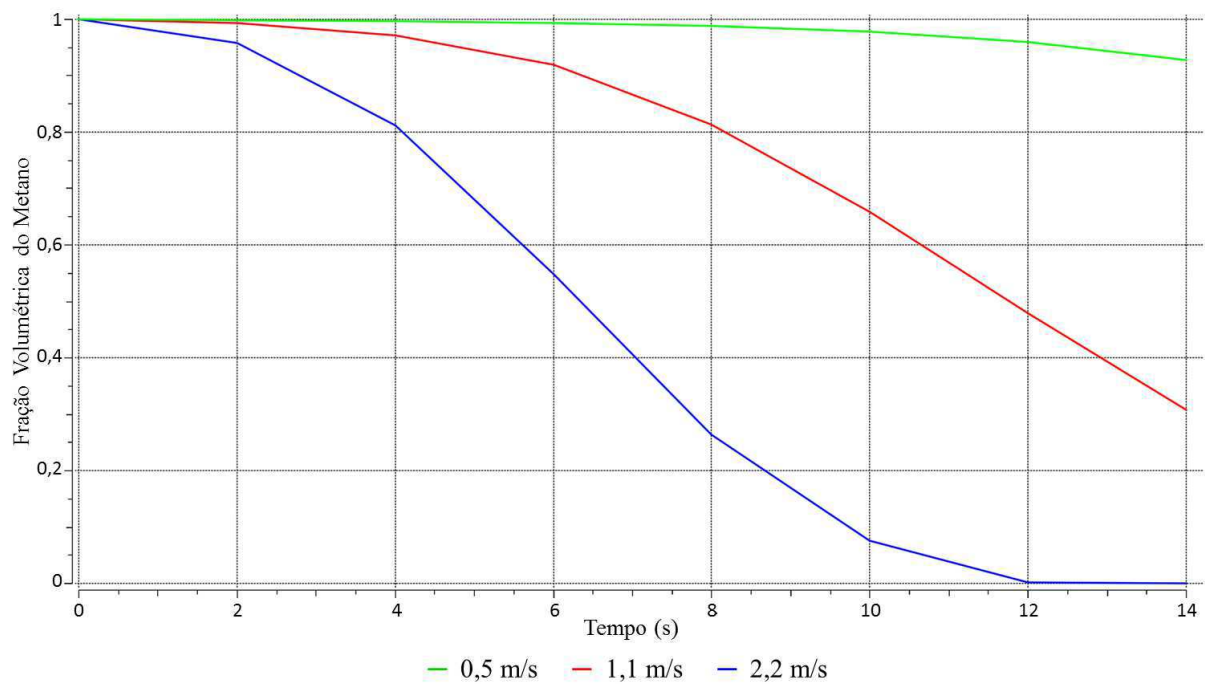


Os gráficos da Figura 4.9, indicam que, aumentando-se a quantidade de fluido injetado, há uma queda mais acentuada da concentração do gás no Ponto 6, apresentado no gráfico de a) da Figura 4.9, com o passar do tempo. Isso evidencia que o fluido de perfuração penetrou mais rapidamente e em maior quantidade na rocha reservatório.

**Figura 4-9** – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração em função do tempo: a) Ponto 6 e; b) Ponto 9.



a)



b)

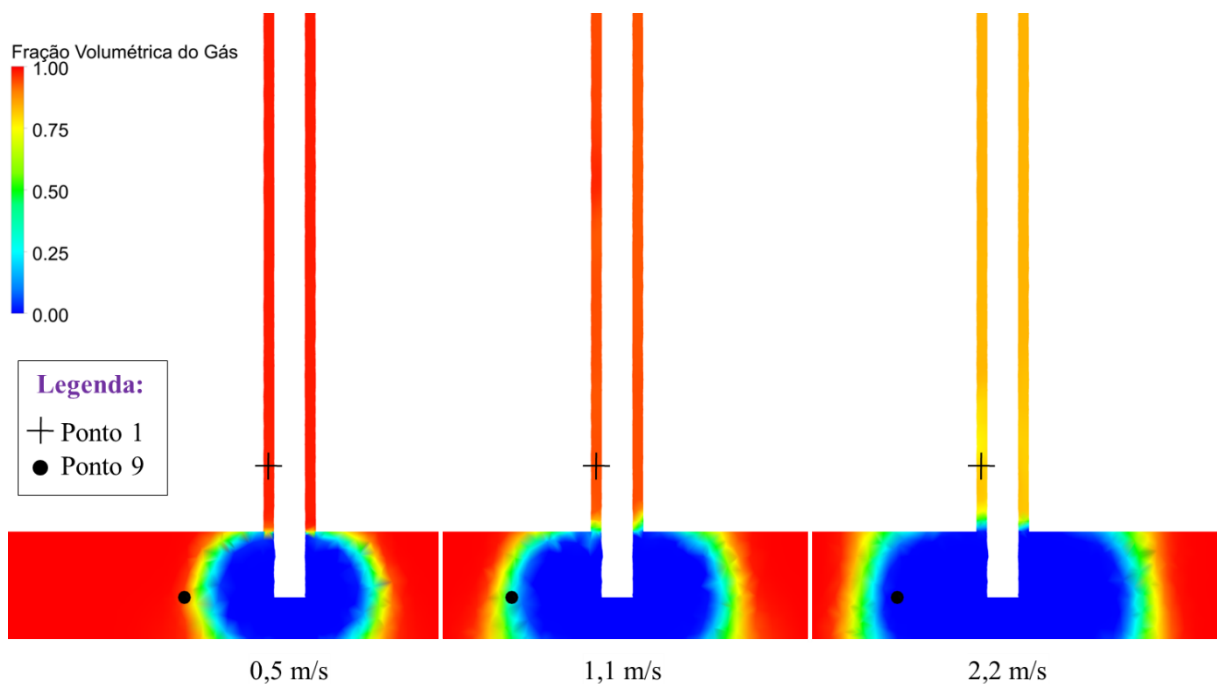


O gráfico de b) da Figura 4.9 indica que, no ponto 9, para a velocidade de injeção de fluido de perfuração de 2,2 m/s, a concentração do gás foi anulada nos instantes finais da simulação o que mostra que o fluido de perfuração conseguiu alcançar aquele ponto expulsando todo o gás do local. Nota-se, ainda, que, para a velocidade de injeção de 0,5 m/s, o fluido de perfuração praticamente não conseguiu alcançar o Ponto 9, onde a concentração de gás é superior a 90%, como evidenciado no gráfico em análise.

A Figura 4.9 evidencia, ainda, que, apesar de diminuir a concentração de gás no anular, o que facilita o controle do *kick*, o aumento da quantidade de fluido injetado também penetra com mais facilidade na rocha reservatório, o que acarreta perda de fluido de perfuração para o reservatório. Portanto, faz-se necessário um ajuste preciso no volume de injeção de forma que os ganhos provenientes do controle do influxo do gás não sejam sobrepujados pelas perdas de fluido de perfuração e, principalmente, pelos danos causados ao reservatório.

Na Figura 4.10 é apresentada a fração volumétrica do gás no Plano 1, destacando-se o Ponto 1 e o Ponto 9 para as velocidades de injeção de fluido estudadas, no momento final da simulação. Na Figura 4.10, percebe-se claramente a diferença da concentração do gás no trecho representado, confirmando o que foi observado a partir dos gráficos das Figuras 4.8 e 4.9. Para maior acuidade na visualização, o trecho mostrado na Figura 4.10 abrange cerca de 2,5 m da altura total do modelo e cerca de 33% do reservatório.

**Figura 4-10** – Fração volumétrica do gás para as velocidades de injeção do fluido de perfuração ao final da simulação (14s).



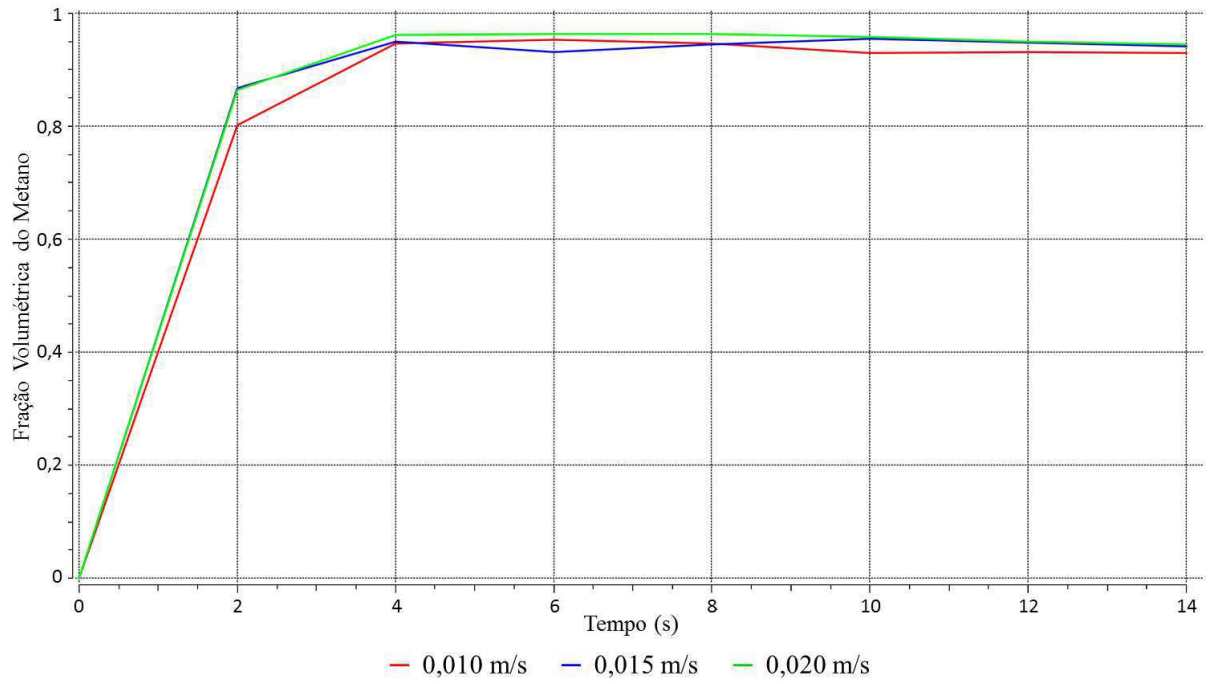
#### 4.5. Influência da velocidade de entrada do gás no domínio do reservatório

A fim de estudar o comportamento do gás na rocha reservatório, foram feitas três simulações (Caso1, Caso8 e Caso9) variando a velocidade com que o gás adentra o domínio que representa a rocha reservatório. A entrada do reservatório está representada no modelo como a interface entre a região modelada do reservatório e a região não modelada, e é mostrada na Figura 3.6 c). As velocidades estão apresentadas no Tabela 3.7 e os resultados são apresentados nos gráficos da Figura 4.11 que mostram a fração volumétrica do gás nos Pontos a) 1 (em a)) e 4 (em b)).

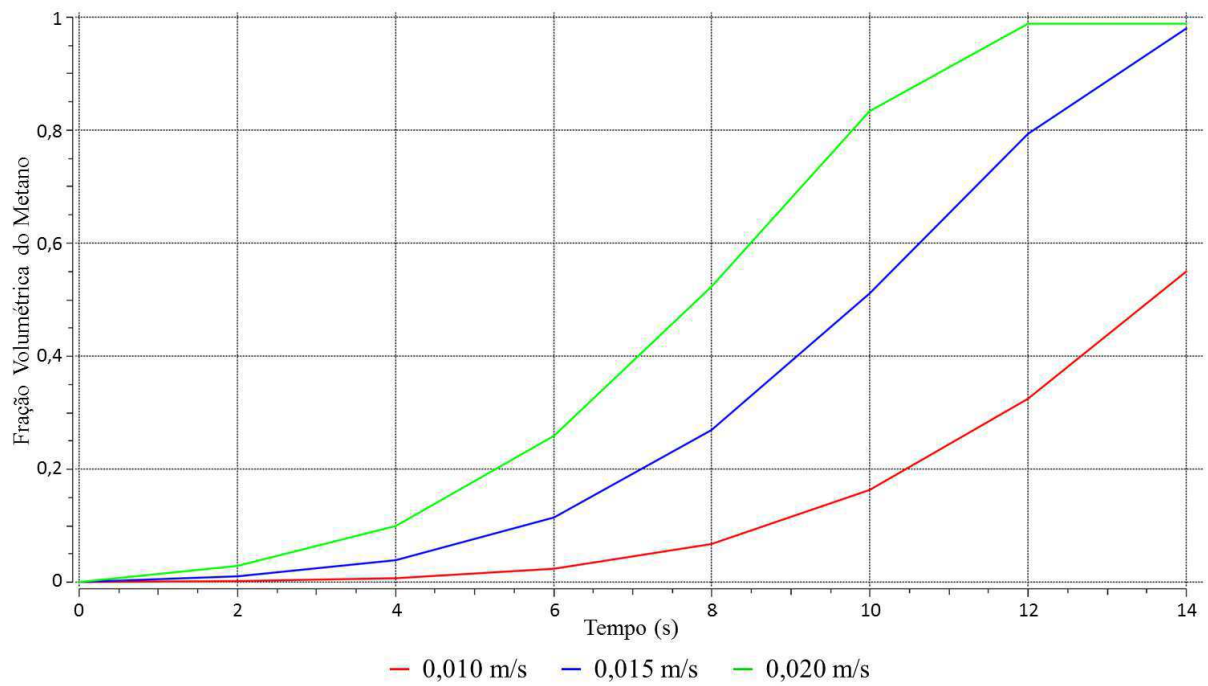
Observa-se gráfico de a) da Figura 4.11 que, independente da velocidade de entrada do gás, a concentração do mesmo no referido ponto é praticamente a mesma. Isto se deve ao fato de que no instante inicial da simulação o domínio do reservatório já está repleto de gás, inicialmente com velocidade nula. Mediante a entrada do gás a uma certa velocidade, o gás é posto em movimento e atinge o Ponto 1 muito rapidamente independente da velocidade de entrada na extremidade do domínio em questão. Isto acontece porque o ponto 1 está muito próximo da entrada da região anular.

Ao analisar o comportamento da fração volumétrica do gás no Ponto 4, apresentado no gráfico de b) da Figura 4.11, nota-se que há uma diferença significativa na taxa de aumento da concentração de gás com o tempo. Isto é explicado pelo razão de que o Ponto 4 está próximo a extremidade superior do domínio do anular e, portanto, distante da entrada do anular o que faz com que leve um certo tempo até a frente invasora do gás alcance o referido ponto, e que este tempo é diretamente proporcional à velocidade com que o gás é impelido através da região do reservatório.

**Figura 4-11** – Fração volumétrica do gás para as velocidades de entrada do gás em função do tempo: a) Ponto 1 e; b) Ponto 4.



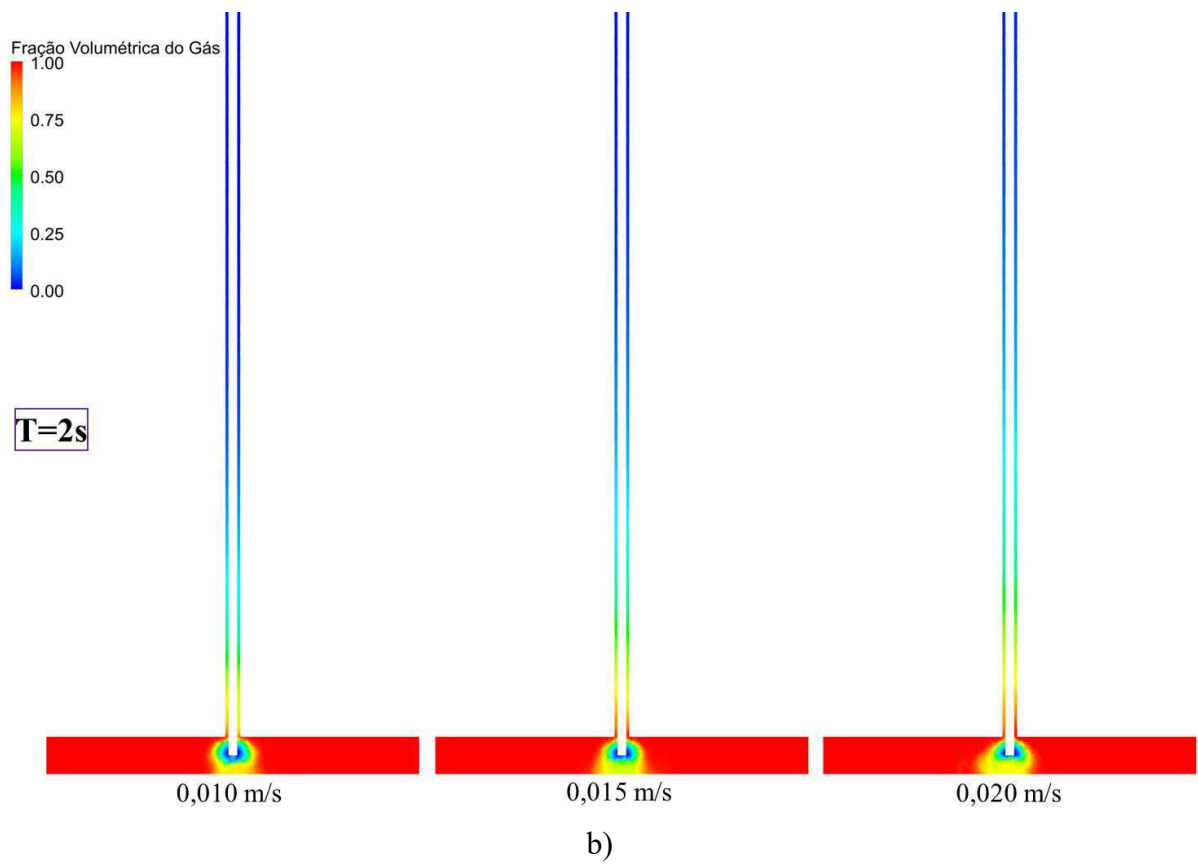
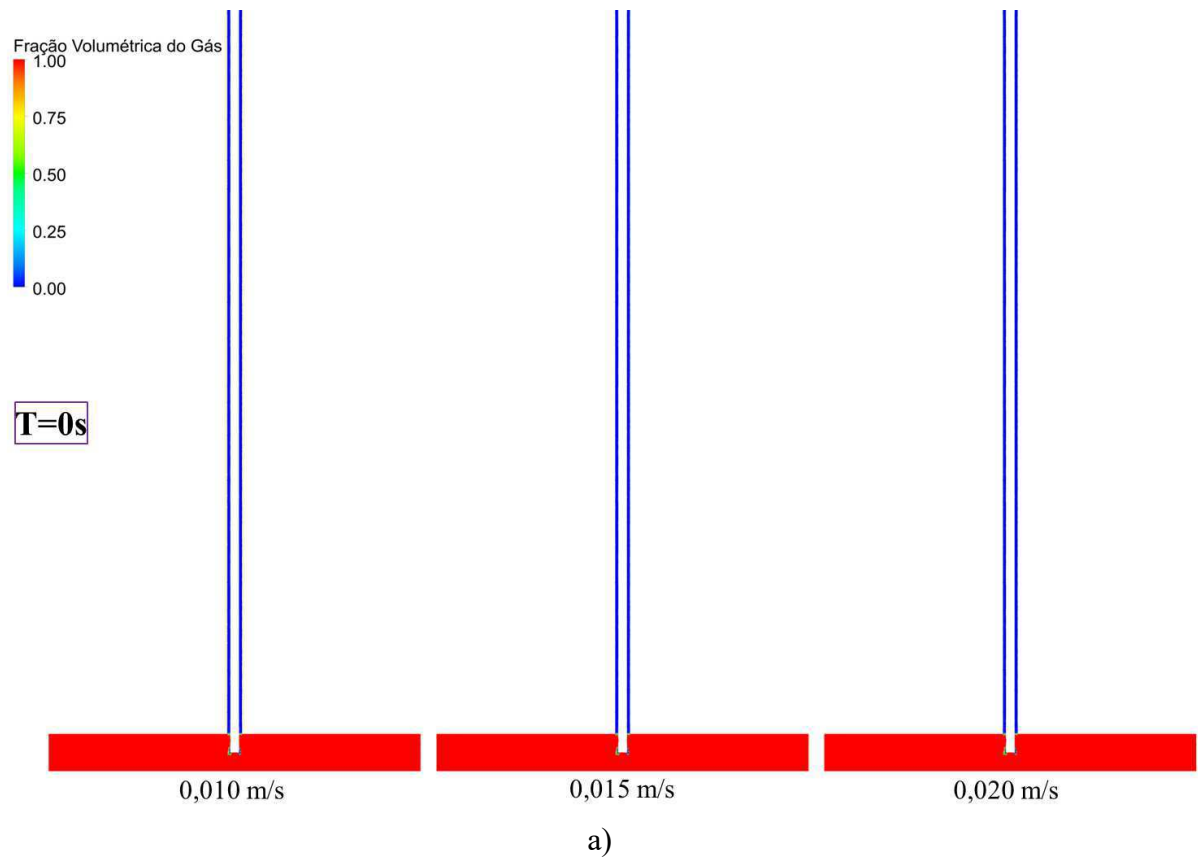
a)

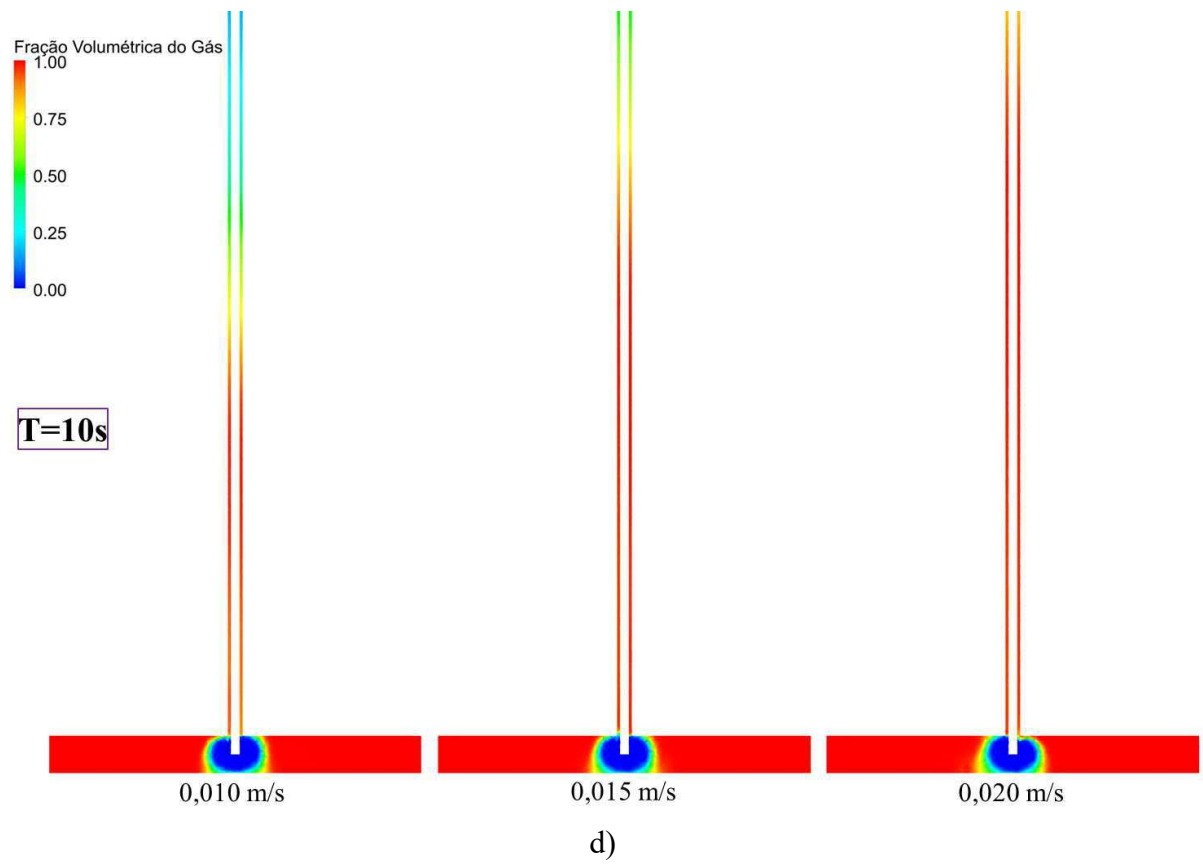
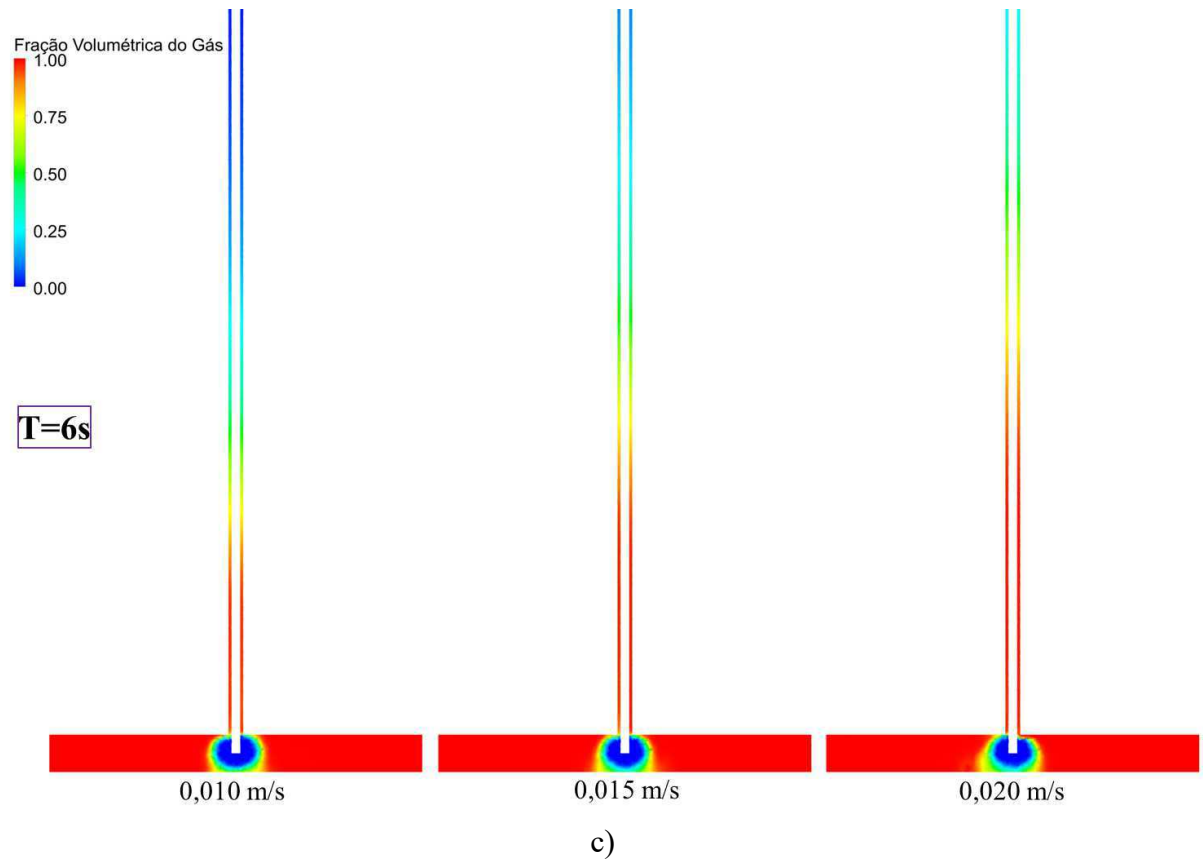


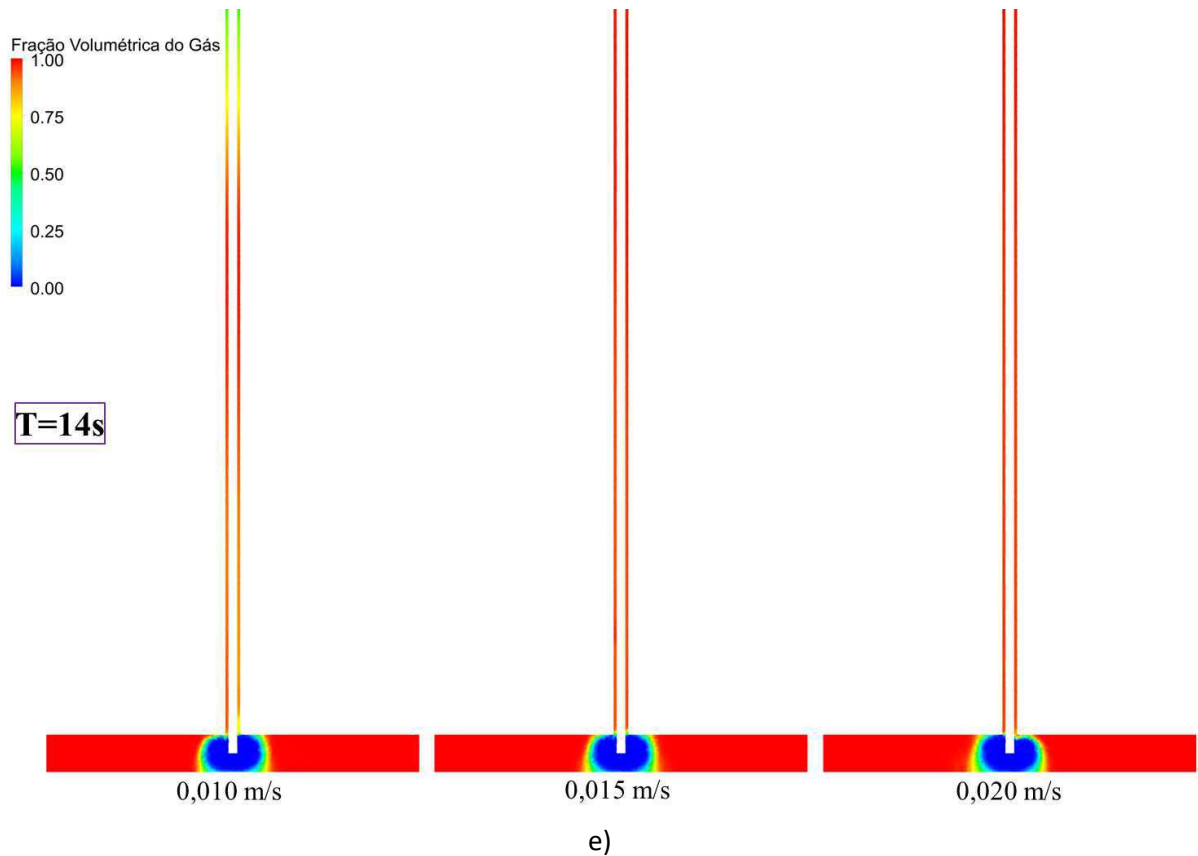
b)

A Figura 4.12 mostra o perfil da frente de avanço do gás ao longo do espaço anular para tempos selecionados.

**Figura 4-12** – Fração volumétrica do gás para as velocidades de entrada do gás analisadas. Tempos: a) 0s; b) 2s; c) 6s; d) 10s e; e) 14s.





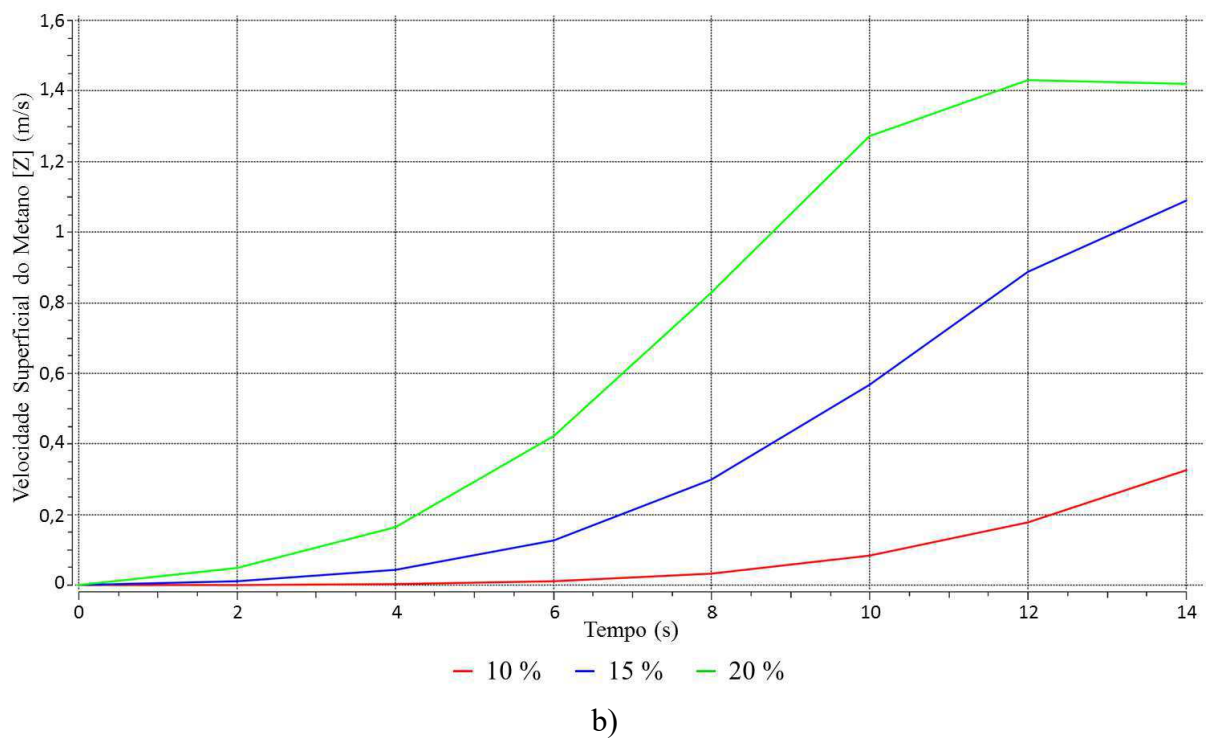
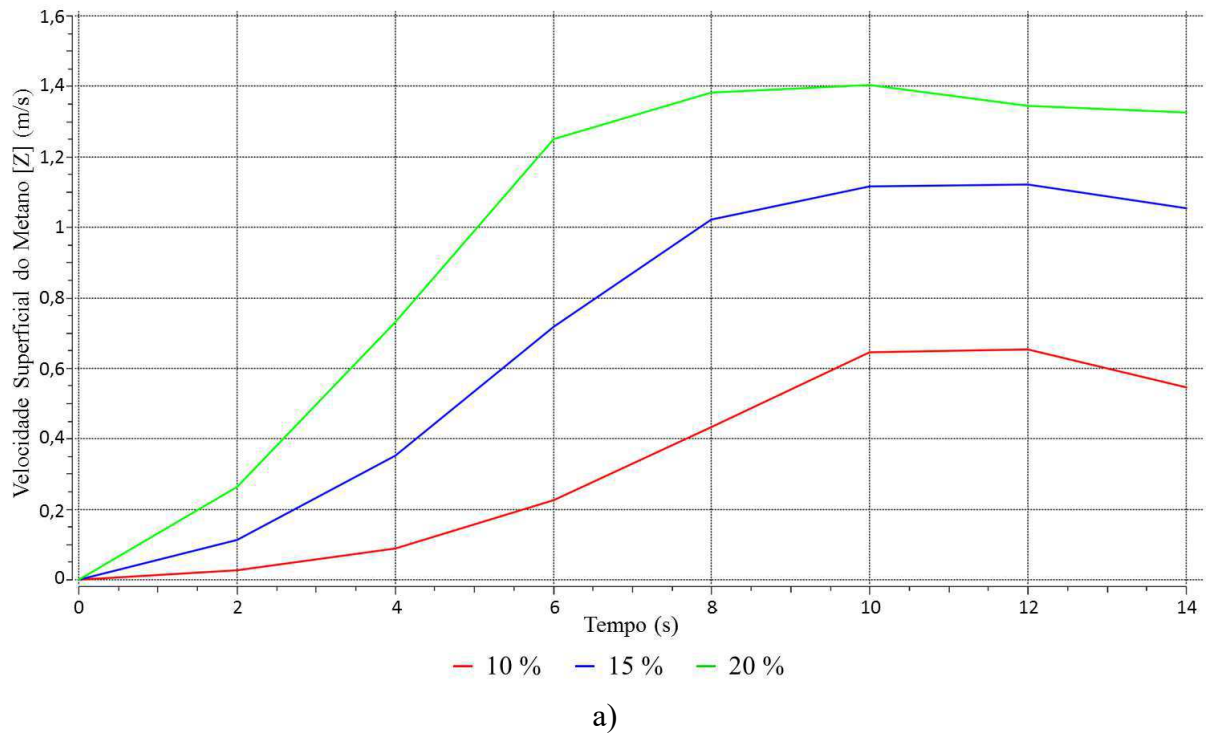


#### 4.6. Influência da porosidade da rocha reservatório

A porosidade da rocha tem grande influência na quantidade de gás presente no reservatório. Desta forma, variou-se o valor da porosidade dentro dos valores comumente encontrados no tipo de rocha aqui analisado, conforme descrito na seção 3.3. Para tanto, realizou-se três simulações (Caso1, Caso10 e Caso11) cujas especificações estão contidas no Tabela 3.7.

Na Figura 4.13 está apresentada a velocidade superficial do metano na coordenada vertical ( $Z$ ) nos Pontos 3, (em a)) e 4 (em b)), localizados no meio e na extremidade superior do trecho modelado do poço em estudo, respectivamente.

**Figura 4-13** – Velocidade superficial do gás no eixo Z (vertical) em função do tempo: a) Ponto 3 e; b) Ponto 4.



Observando os gráficos da Figura 4.13, percebe-se claramente a diferença de velocidade com que o gás alcança os respectivos pontos. Nota-se, também, que a velocidade aumenta à medida que a porosidade é aumentada justificando o fato de que, quanto maior a porosidade, maior é a quantidade de gás presente no reservatório e, conseqüentemente, maior é a quantidade de gás que invade o poço.

#### **4.7. Influência da velocidade de rotação da coluna de perfuração**

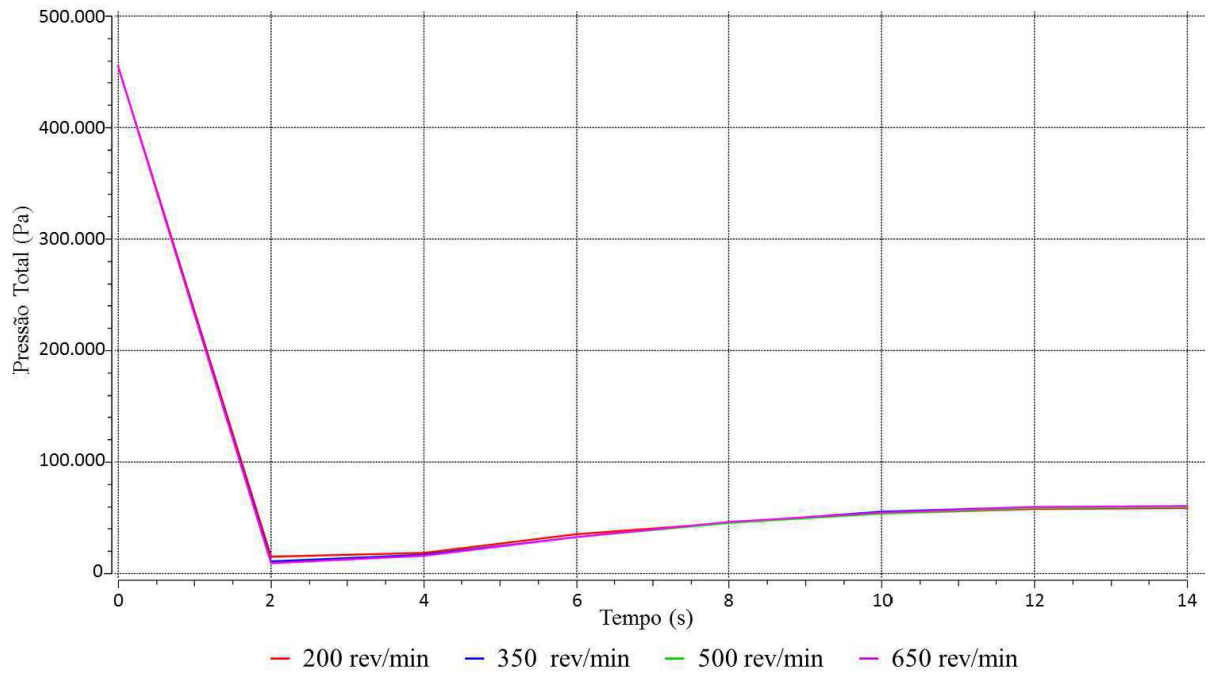
Objetivou-se, ainda, observar se a rotação da coluna de perfuração influenciaria no comportamento dos fluidos na região estudada. Para tanto, realizou quatro simulações (Caso12, Caso13, Caso14 e Caso15) para vários valores de velocidade de rotação da coluna. Os valores simulados foram de 200, 350, 500 e 650 rotações (revoluções) por minuto conforme apresentados no Tabela 3.7 que indica, ainda, os demais parâmetros das simulações. Os gráficos presentes nas Figuras 4.14 e 4.15 ilustram, respectivamente, os resultados obtidos nas análises da pressão total e da fração volumétrica do fluido de perfuração no Ponto 2.

Nota-se, portanto, que não há mudança significativa no comportamento de ambos os gráficos dentro dos limites testados na velocidade de rotação da coluna de perfuração.

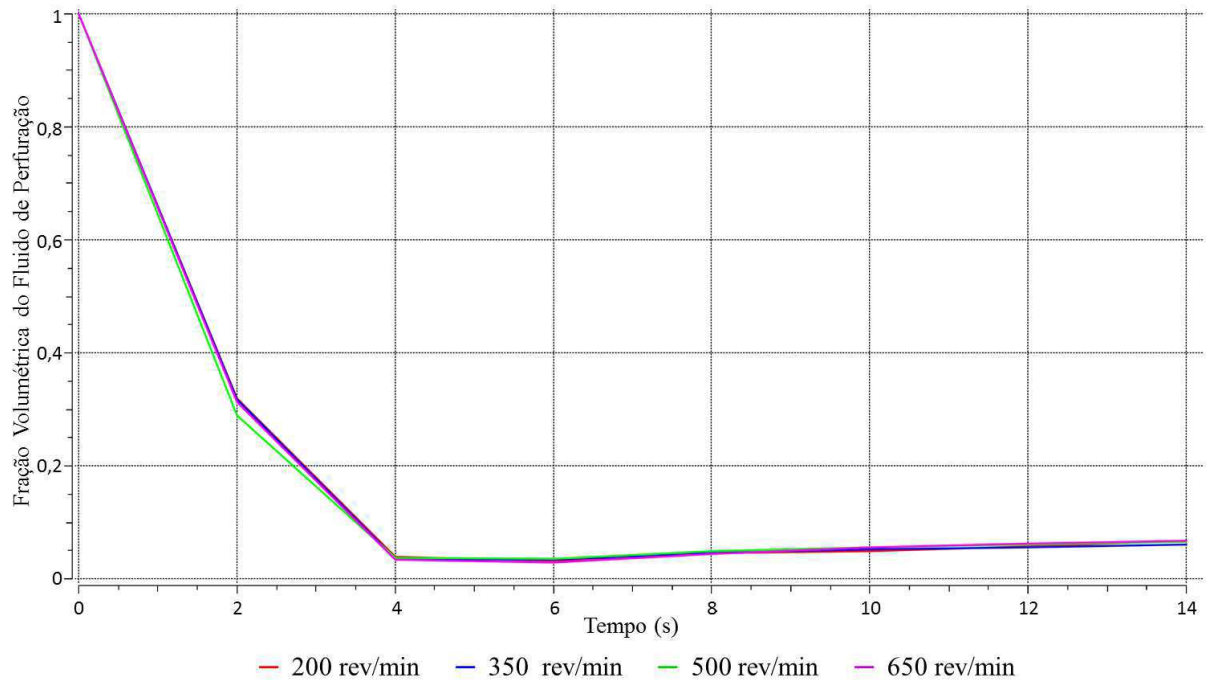
Com o objetivo de fazer uma análise comparativa, foi realizada uma outra simulação (Caso16) com velocidade de rotação muito superior (cerca de 6x maior que a velocidade média utilizada) àquela que é praticada nos processos de perfuração de poços de petróleo. A referida simulação foi conduzida com velocidade de rotação de 3.000 rpm. A Figura 4.16 indica o resultado comparativo entre esta simulação e aquela cuja rotação foi de 500 rpm (Caso14) nos Pontos 2 (em a)) e 5 (em b)).



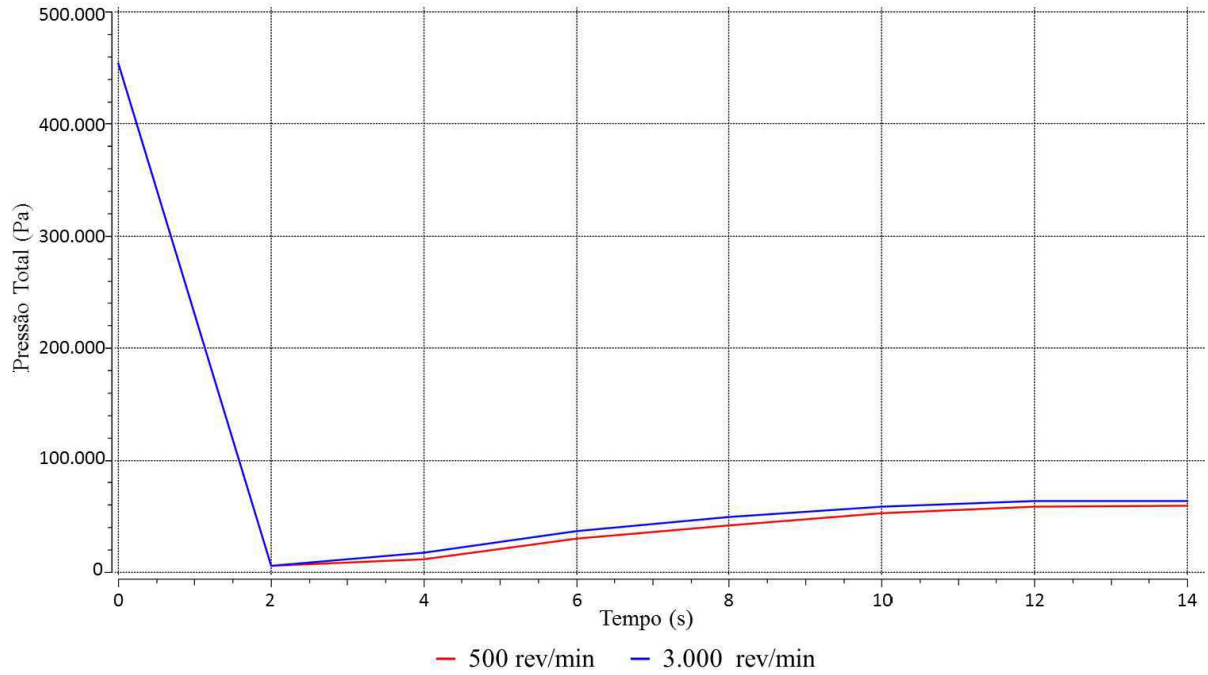
**Figura 4-14** – Pressão total para as velocidades de rotação analisadas no Ponto 2 em função do tempo.



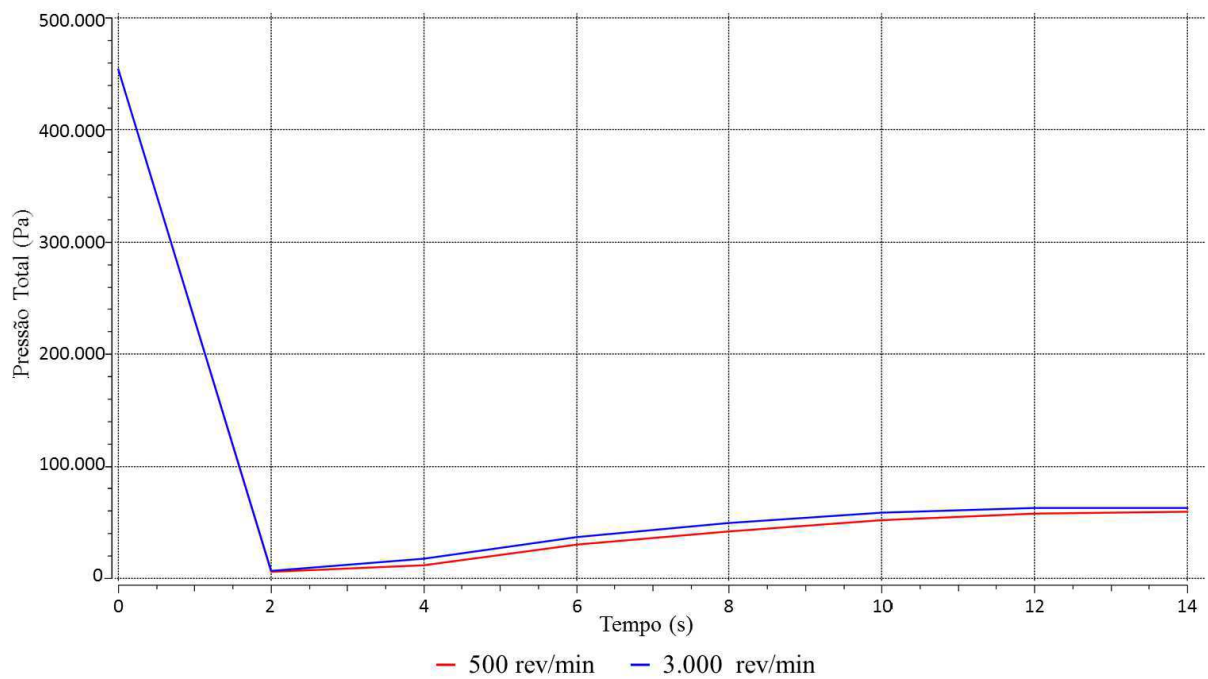
**Figura 4-15** – Fração volumétrica do fluido de perfuração para as velocidades de rotação analisadas no Ponto 2 em função do tempo.



**Figura 4-16** – Pressão total para as velocidades de rotação analisadas em função do tempo: a) Ponto 2 e; b) Ponto 5.



a)



b)

Assim como nas comparações anteriores, os gráficos da Figura 4.16 indicam que não há diferença significativa quando se aumenta drasticamente a velocidade de rotação, sugerindo que esta não influencia no perfil de pressão seja no centro do anular (Ponto 2) ou perto da coluna de perfuração (Ponto 5).

## CAPÍTULO 5

### 5. CONCLUSÕES

A partir de análises gráficas de variáveis como pressão, frações volumétricas dos fluidos e velocidades superficiais dos fluidos foi possível avaliar o comportamento dinâmico do sistema frente às alterações proporcionadas no modelo.

Foram realizadas comparações com fluidos de perfuração com comportamentos reológicos distintos nas quais notou-se que o fluido de Bingham conseguiu penetrar com maior intensidade na rocha reservatório em comparação ao fluido de Ostwald de Waele. Comparou-se, também, três modelos de turbulência todos integrados ao *software*. Todos os modelos de turbulência analisados mostraram comportamentos semelhantes e portanto, adequados para o sistema em análise.

Foram, também, analisadas as influências do aumento da quantidade de fluido de perfuração injetada no poço, do aumento da velocidade do gás no reservatório e da porosidade do mesmo. Estas simulações mostraram que, ao aumentar a quantidade de fluido de perfuração injetada, reduz-se a quantidade de gás que penetra no poço ao mesmo tempo que há um aumento da perda de fluido para a formação e que, ao aumentar a quantidade de gás no reservatório, seja pelo aumento da velocidade de entrada do mesmo ou pelo aumento da porosidade da rocha implica em um aumento de velocidade e concentração de gás no espaço anular.

Por fim, foi analisada a influência da rotação da coluna de perfuração que, por sua vez, não apresentou desvios significativos na pressão do poço nem nas concentrações com que os fluidos se deslocam no interior do espaço anular.

## REFERÊNCIAS

- AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; LIRA, H. L.; FRANÇA, K. B.; FERREIRA, H. C. **Bentonites from Boa Vista, Brazil: physical, mineralogical and rheological properties.** Materials Research, Vol. 7, No. 4, p. 583-593, 2004.
- ANDERSON, J. D. **Computational fluid dynamics: The basics with applications.** Science/Engineering/Math. McGraw-Hill Science. 1995.
- ANSYS CFX-Solver Theory Guide. Release 13.0. Nov/2010.
- AVELAR, C. S. **Modelagem do controle de poços por diferenças finitas.** 2008. 118 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2008.
- BARBOSA, M. I. R. **Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração.** 98 f. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006.
- BOURGOYNE JR. A. T. et al. **Applied drilling engineering.** Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, EUA, 1991. 502p.
- CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. **Drilling fluid: state of art.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v.14, p. 221-230, 1996.
- CARVALHO, J. F. T. **Aplicação da Fluidodinâmica computacional em um aerofólio para comparação de diferentes modelos de turbulência com dados experimentais e analíticos.** 68 f. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade de Caxias do Sul, Caxias do Sul, 2015.
- CHEN, Q.; XU, W. **A zero-equation turbulence model for indoor airflow simulation.** Energy and Building. V. 28, p. 137-144, 1998.
- CORDAZZO, J. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método EbFVM e multigrid algébrico.** 2006. 272 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina, 2006.
- CUNHA, A. L. **Tratamento de efluentes da indústria de petróleo via membranas cerâmicas - modelagem e simulação.** 2014. 177 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). Universidade Federal de Campina Grande, 2014.
- EPPELBAUM, L.; KUTASOV, I.; PILCHIN, A. **Applied Geothermics.** Lecture Notes in Earth System Sciences. Editora Springer Science & Business. 2014. 751p.
- ERGE, O.; VAJARGAH, A. K.; OZBAYOGLU, M. E.; VAN OORT, E. **Frictional pressure loss of drilling fluids in a fully eccentric annulus.** Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 26, p. 1119–1129, 2015.

ERGE, O.; OZBAYOGLU, M. E.; MISKA, S. Z.; YU, M.; TAKACH, N.; SAASEN, A.; MAY, R. **Effect of drillstring deflection and rotary speed on annular frictional pressure losses**. Journal of Energy Resources Technology, v. 136, n. December, p. 042909–1–042909–10, 2014.

FANG, P.; MANGLIK, R.; JOG, M. **Characteristics of laminar viscous shear-thinning fluid flows in eccentric annular channels**. Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, v. 84, n. 1, p. 1–17, 1999.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. **Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I**. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v. 4.1, p. 14-25, 2009.

FARIAS, K. V.; PEREIRA, E.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C. **Influência de aditivos dispersantes na reologia e na espessura do reboco de fluidos de perfuração hidroargilosos**. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador - BA, 2005.

GEOCITIES. **Outros equipamentos e acessórios**. Disponível em <<http://www.geocities.ws/perfuracao/equi.htm>> Acesso: 13 Mar, 2018.

GHASEMIKAFRUDI, E.; HASHEMABADI, S. **Numerical study on cuttings transport in vertical wells with eccentric drillpipe**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 140, p. 85–96, 2016.

GONÇALVES, D. O.; BRUCOLI, F. A. **Estudo de escoamento reativo por fluidodinâmica computacional utilizando modelos de micromistura**. 92 f. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

GRACE, Robert D. with contributions by CUDD, B. et al. **Blowout and well control handbook**. Elsevier Science, USA, 2003, 469p.

GUARDO, A.; COUSSIRAT, M.; LARRAYOZ, M. A.; RECASENS, F.; EGUSQUIZA, E. **Influence of the turbulence model in CFD modeling of wall-to-fluid heat transfer in packed beds**. Chemical Engineering Science. V. 60, p. 1733-1742, 2005.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. **Estudo dos Constituintes dos fluidos de perfuração: Proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta** in: PDPETRO, n. 4, Out/2007, Campinas, SP. ABPG 2007.

HEMPHILL, T.; RAVI, K. **Calculation of drill pipe rotation effects on axial flow: an engineering approach**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 2005.

KATO, M; LAUNDER, B. E. **The modeling of turbulent flow around stationary and vibrating square cylinders**, Ninth Symposium on "Turbulent Shear Flows", Kyoto, Japan, August 16-18, 1993.

KOK, J. C. **Resolving the dependence on free-stream values for the k- $\omega$  turbulence model**. Nasionaal Lucht- en Ruimtevaartlaboratorium (National Aerospace Laboratory - NLR), AIAA Journal, 1999.

LAKE, L. W. **Petroleum engineering handbook. Vol. II: Drilling engineering (MITCHELL, R. F., editor)** Society of Petroleum Engineers, USA, 2006, 770p.

LEE, A. L.; GONZALEZ, M. H.; EAKIN, B. E. The Viscosity of Natural Gases". **SPE 1340 – Journal of Petroleum Technology**, p. 997-1000, Ago/1966.

LÍDIO, M. S.; SIQUEIRA, R. N. **CFD Analysis of eccentricity effects on horizontal wells cleaning process**. 16º Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Vitória/ES, Nov/2016.

LIMOEIRO, C. S. **Implementação de um Modelo de Kick para a Perfuração Offshore**. 2011. 82 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia do Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos: Ênfase na indústria do petróleo**. Interciência, Rio de Janeiro, 2002, 258p.

MARKEN, C.D.; HE, X.; SAASEN, A. **The influence of drilling conditions on annular pressure losses**. Paper SPE 24598 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, Oct/1992.

MARROIG, A. C.; NUNES, L. A.N. **Análise da influência de modelos de turbulência na fluidodinâmica de um selo tipo hole-pattern**. 129 f. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2016.

MENTER, F. R. **Influence of freestream values on k- $\omega$  turbulence models prediction**. Technical Notes, AIAA Journal, v. 30, n. 6, 1992.

MENTER, F. R. **Two-equation eddy-viscosity turbulence models for engineering applications**. AIAA-Journal., v. 32(8), p. 1598 - 1605, 1994.

NEW Mexico Tech University. 2012. **Swab/Surge pressures**, Disponível em: <<http://infohost.nmt.edu/~petro/faculty/Kelly/Swab.pdf>>. Acesso: 09 Fev, 2018.

NUNES, J. O. L. **Estudo do controle de poços em operações de perfuração em águas profundas e ultra profundas**. 2002. 157 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

NYGAARD, G.; NÆVDAL, G. **Nonlinear model predictive control scheme for stabilizing annulus pressure during oil well drilling**. Journal of Process Control, p. 719-732, Jan/2006.

OFEI, T.N.; IRAWAN, S.; PAO, W.; OSGOUIE, R.E. **Modified yield power-law fluid flow in narrow annuli with inner rotating pipe**. The Canadian Journal of Chemical Engineering, v. 93, p. 150–165, 2015.

OGUGBUE, C.C.; SHAH, S.N. **CFD modeling of non-newtonian flow in eccentric annular geometries.PDF**. International Journal of Petroleum Engineering, v. 6, n. 1, p. 9–34, 2012.

OLIVEIRA, F. F. **Estudo do comportamento das pressões nos poços de petróleo durante a perfuração**. 2011. 47 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química), Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2011.

OLIVEIRA, F. F. **Análise transiente das principais variáveis na perfuração de poços de petróleo durante a ocorrência do kick**. 2014. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Universidade Federal de Alagoas, Maceió, AL, 2014.

OLIVEIRA, F. F.; SODRÉ, C. H.; MARINHO, J. L. G. **Numerical investigation of non-Newtonian drilling fluids during the occurrence of a gas kick in a petroleum reservoir**. Brazilian Journal of Chemical Engineering. Vol. 33, No. 02, p. 297-305, 2016a.

OLIVEIRA, F. F.; SODRÉ, C. H.; MARINHO, J. L. G. **Flow parameter evaluation during the occurrence of a gas kick in a petroleum drilling using turbulence models: a numerical study**. Brazilian Journal of Petroleum and Gas. Vol. 10, No. 3, p. 145-159, 2016b.

OOMS, G.; BURGERCENTRUM, J.T. **Influence of drillpipe rotation and eccentricity on pressure drop over borehole during drilling**. In Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE, Houston, USA, 1999.

PEACE Software. **Some scientific and engineering data online**. 2013. Disponível em: <[http://www.peacesoftware.de/einigewerte/einigewerte\\_e.html](http://www.peacesoftware.de/einigewerte/einigewerte_e.html)>. Acesso em: 10 Out. 2013.

PEREIRA, F. A. R.; BARROZO, M. A. S.; ATAÍDE, C. H. **CFD predictions of drilling fluid velocity and pressure profiles in laminar helical flow**. Brazilian Journal of Chemical Engineering, v. 24, n. 04, p. 587-595, 2007.

PERRY, R. H. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. 7. ed. McGraw-Hill, USA, 1999.

PETROBRAS, **Fundamentos de perfuração**. (apostila), 2002.

REID, R. C.; PRAUSNITZ, J. M.; POLING, B. E. **The Properties of Gases e Liquids**. 4. ed. Singapore, Mc-Graw-Hill, 1986.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro, Interciência, 2006. 832p.

SHARMA, V. P.; MAHTO, V. **Rheological study of a water based oil well drilling fluid**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 15, p. 123-128, 2004.

SKALLE, P. **Drilling fluid engineering**. © 2010 Pål Skalle & Ventus Publishing ApS, ISBN 978-87- 7681-552-3.

SKJOLD, T. L. **Drillpipe rotation effects on pressure losses**. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Jun/2012.

SLEIGH, A.; NOAKES C. **An introduction to fluid mechanic**: Fluid mechanics and fluid properties. School of Civil Engineering, University of Leeds, 2009. Disponível em: [http://www.efm.leeds.ac.uk/CIVE/CIVE1400/Section1/Fluid\\_mechanics.htm](http://www.efm.leeds.ac.uk/CIVE/CIVE1400/Section1/Fluid_mechanics.htm). Acesso: 02 Jan, 2014.

SONG, X.; WOOD, H. G.; DAY, S. W.; OLSEN, D. B. **Studies of turbulence models in computational dynamics model of a blood pump**. AIAA Journal, v. 27(10), p. 935-937, 2003.

SORGUN, M.; AYDIN, I.; OZBAYOGLU, M. E. **Friction factors for hydraulic calculations considering presence of cuttings and pipe rotation in horizontal/highly-inclined wellbores**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 78, p. 407–414, 2011.

TARDY, P.; BITTLESTON, S. **A model for annular displacements of wellbore completion fluids involving casing movement**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 126, p. 105–123, 2015.

THAYER, P. A. **Relationship of porosity and permeability to petrology of the madison limestone in rock cores from three test wells in montana and wyoming**. Geological Survey Professional Paper 1273-C. Washington DC, 1983.

THOMAS. J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro, Brasil, Interciência, 2001, 272p.

VEIRA, T. M.; SOUZA, J. S.; BARBOSA, E. S.; CUNHA, A. L.; FARIAS NETO, S. R.; LIMA, A. G. B. **Numerical Study of Oil/Water Separation by Ceramic Membranes in the Presence of Turbulent Flow**. Advances in Chemical Engineering and Science. Vol. 2, No. 2, p. 257-265, 2012.

VIDAL, E. L. F. et al. **Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em fluido de perfuração à base de água**. In: PDPETRO, n. 4, Out/2007, Campinas, SP. ABPG, 2007.

WALDMANN, A. T. A. et al. **R&D efforts to control, monitor and identify drilling fluid invasion into reservoir rocks**. In: 1st International Conference on Upstream Engineering and Flow Assurance, AIChE Spring Meeting, Texas, USA, Apr/2012.

WILCOX, D. C. **Multiscale model for turbulence flows**. In: AIAA 24th Aerospace Sciences Meeting. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 1986.

WILCOX, D. C. **Turbulence model for CFD**. California. DCW Industries. 3<sup>rd</sup> Edition. 2006, 544p.