

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS – UFAL
UNIDADE ACADÊMICA CENTRO DE TECNOLOGIA – UACTEC
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

FRANCISCO FREIRE DE OLIVEIRA

**Análise Transiente das Principais Variáveis na Perfuração de Poços de Petróleo Durante
a Ocorrência do Kick**

Maceió
2014

FRANCISCO FREIRE DE OLIVEIRA

**Análise Transiente das Principais Variáveis na Perfuração de Poços de Petróleo Durante
a Ocorrência do Kick**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Alagoas, como requisito para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Química.

Orientadora: Profa. D.Sc. Cristiane Holanda Sodré

Orientador: Prof. D.Sc. José Luís Gomes Marinho

Maceió
2014

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico
Bibliotecário: Maria Auxiliadora G. da Cunha

- O48a Oliveira, Francisco Freire de.
Análise transiente das principais variáveis na perfuração de poços de petróleo durante a ocorrência do Kick / Francisco Freire de Oliveira. -- 2014.
104 f. : il., tabs.
- Orientadora: Cristiane Holanda Sodré
Co-orientador: José Luís Gomes Marinho.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2014.
- Bibliografia: f. 101-104.
1. Perfuração. 2. Kick. 3. Controle de poço. 4. CFX - I. Título.

CDU: 665.61

Francisco Freire de Oliveira

**ANÁLISE TRANSIENTE DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS NA PERFURAÇÃO
DE POÇOS DE PETRÓLEO DURANTE A OCORRÊNCIA DO KICK**

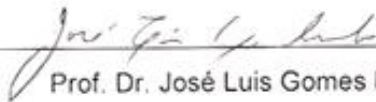
Dissertação apresentada à Universidade Federal de Alagoas, como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em: Maceió, 26 de fevereiro de 2014.

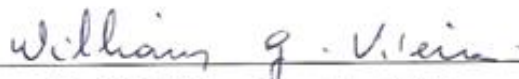
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr.ª Cristiane Holanda Sodré
(PPGEQ/UFAL - Orientadora)



Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho
(PPGEQ/UFAL - Coorientador)



Prof. Dr. William Gonçalves Vieira
(PPGEQ/UFAL)



Prof. Dr. Antonio Gilson Barbosa de Lima
(UFCG – Membro Externo)



AGRADECIMENTOS

Agradeço à professora orientadora Dra. Cristiane Holanda Sodré, que acreditou no meu trabalho e me apoiou apesar de todas as dificuldades e barreiras encontradas ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Ao professor orientador Dr. José Luís Gomes Marinho pela ajuda e incentivo na utilização dos softwares ICEM CFD e CFX e sugestões valiosas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Alex Waldmann do CENPES pelas contribuições essenciais na aquisição de propriedades de fluidos de perfuração.

E, também a todos os meus colegas e amigos pelo apoio e incentivo ao longo destes dois anos.

RESUMO

A exploração de petróleo com o passar das décadas vem se tornando cada vez mais difícil, visto que as reservas disponíveis ou estão cada mais escassas ou estão localizadas em regiões de acesso complicado e profundidades cada vez maiores e com isso, submetidas a altas pressões e temperaturas. A perfuração de poços de petróleo demanda grandes investimentos e pessoal altamente especializado para que a operação seja economicamente viável. O conhecimento das tecnologias disponíveis e a escolha dos materiais apropriados são fatores importantes nesta área. Em situações extremas, a perfuração requer um controle rigoroso do processo. Por este motivo, um dos pontos mais importantes no processo de perfuração é o controle da pressão no interior do poço. Se este controle falhar, poderá ocorrer o influxo de fluidos da formação para o interior do poço caracterizando um kick. É imprescindível um maior conhecimento deste fenômeno. Visando este objetivo, este estudo aborda os fundamentos da perfuração de poços, os tipos de fluidos de perfuração e os mecanismos, causas e indícios de kicks, bem como, os principais métodos de controle de poços que tem sido utilizados. O estudo também inclui os principais padrões de escoamento bifásico ascendente, bem como, um resumo dos simuladores de kick já desenvolvidos. Visando aprofundar este conhecimento, é desenvolvido um simulador simplificado de kick no software ANSYS® CFX para analisar o comportamento de algumas variáveis no interior do poço durante a ocorrência de um kick de gás. Neste modelo, é avaliado o comportamento dinâmico de variáveis como: pressão, viscosidade, frações volumétricas e densidades dos fluidos no interior do tubo durante a perfuração. São ainda, realizadas comparações com diferentes tipos de fluidos com comportamentos reológicos distintos e três modelos de turbulência. Para a variável pressão, observa-se que o comportamento é semelhante ao de um vazamento convencional em uma tubulação. São analisados os comportamentos de alguns fluidos de Potência e de Bingham. Nota-se que o gás propaga-se mais rapidamente quando o fluido de perfuração tem comportamento reológico de plástico ideal, ou seja, fluido de Bingham. Dentre os modelos de turbulência analisados ($k-\varepsilon$, $RNG-k-\varepsilon$ e SST), observa-se que o SST é o modelo de turbulência que apresenta uma queda mais rápida da concentração do fluido de perfuração nos pontos analisados. É também esse modelo que permite uma maior queda de pressão ao longo do trecho do poço analisado no momento final da simulação.

PALAVRAS-CHAVE: Perfuração. *Kick*. Controle de Poço. CFX.

ABSTRACT

Oil exploration over the decades has become increasingly difficult as the available reserves or are increasingly scarce or are located in regions of difficult access and depths increasing and therefore, subjected to high pressures and temperatures. The drilling of petroleum wells demand large investments and highly skilled personnel for the operation to be economically viable. The knowledge of the available technologies and the choice of appropriate materials are important factors in this area. In extreme situations drilling requires strict process control. For this reason, one of the most important points in the drilling process is controlling the pressure within the well. If this control fails, the influx of formation fluids into the well can occur featuring a kick. It is essential a greater understanding of this phenomenon. Aiming at this goal, this study addresses the fundamentals of drilling, types of drilling fluids and the mechanisms, causes and signs of kicks, as well as the main methods of well control that have been utilized. The study also includes the major patterns of upward two-phase flow, as well as a summary of the kick simulators ever developed. To deepen this knowledge, a simplified simulator kick in ANSYS[®] CFX software is developed to analyze the behavior of some variables inside the pit during the occurrence of a gas kick. In this model, it is evaluated the behavior of dynamic variables such as pressure, viscosity, volumetric fractions and densities of fluids inside the tube during drilling. Also comparisons are made with different fluids with different rheological behavior and three turbulence models. For the variable pressure, it is observed that the behavior is similar to a conventional leak in a pipe. The behaviors of some Power Law fluids and Bingham fluids are analyzed. It noted that the gas spreads more quickly when the drilling fluid has rheological behavior of Bingham plastic. Among the turbulence models analyzed ($k-\varepsilon$, $RNG-k-\varepsilon$ e SST), it is observed that the SST is the turbulence model which provides a more rapid decrease in the concentration of drilling fluid at the analyzed points. This model also allows a greater pressure drop along the stretch of the well examined in the final moment of the simulation.

Keywords: Drilling. Kick. Well Control. CFX.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Esquema mostrando o kick.	15
Figura 1.2 – Fotografias mostrando a ocorrência de blowouts.	16
Figura 3.1 - Organização típica de perfuração.	21
Figura 3.2 – Sondas terrestres: Jackknife (A) e Mastro Portátil (B).	25
Figura 3.3 – Sondas flutuantes: Semi-submersível (A) e Navio-Sonda (B).	26
Figura 3.4 – Sondas submarinas Fixas: Plataforma autônoma (A), Plataforma com tender (B),	27
Figura 3.5 – Classificação das sondas de perfuração rotativas.	28
Figura 3.6 – Sistemas de superfície de uma sonda de perfuração: Sustentação (A),	31
Figura 3.7 – Brocas sem partes móveis: Integral (A), de diamantes naturais (B) e de diamantes artificiais (C).....	34
Figura 3.8 – Brocas tricônicas. Nova (esquerda) e usada (direita).....	35
Figura 3.9 – Reservatório contendo fluido de perfuração.	36
Figura 3.10 – Esquemas mostrando a ocorrência de um <i>kick</i> . Antes (esquerda) e depois (direita) de perfurar uma região altamente pressurizada.	41
Figura 3.11 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos.	46
Figura 3.12 – Padrões de escoamentos verticais em tubos.....	52
Figura 3.13 – Direções de fluxos gás-líquido em escoamento vertical para os padrões pistonado, agitante e anular.	52
Figura 3.14 – Padrões de fluxo em escoamentos verticais ascendentes através de anulares concêntricos.	53
Figura 4.1 – Representação do poço e detalhe do trecho final.	62
Figura 4.2 – Dimensões da geometria desenvolvida no software: (A) Representação em três dimensões; (B) Detalhe da fatia modelada; (C) Dimensões.....	64
Figura 4.3 – A geometria desenvolvida.....	65
Figura 4.4 – Detalhes do refinamento da malhas I, II e III: (A) vista de topo e (B) vista frontal.	66
Figura 4.5 – Localização dos pontos para aquisição de dados.	72
Figura 5.1 – Variação da pressão total no ponto 2.	76
Figura 5.2 – Detalhe da variação da pressão total no ponto 2.....	77
Figura 5.3 – Variação da pressão total no ponto 4.	77
Figura 5.4 – Detalhe da variação da pressão total no ponto 4.....	78

Figura 5.5 – Variação da fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 2.....	79
Figura 5.6 – variação da fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 4.....	79
Figura 5.7 – Fração volumétrica dos fluidos de perfuração no ponto 1.....	81
Figura 5.8 – Fração volumétrica dos fluidos de perfuração no ponto 4.....	81
Figura 5.9 – Densidade dos fluidos de perfuração no ponto 3.....	83
Figura 5.10 – Densidade dos fluidos de perfuração no ponto 4.....	83
Figura 5.11 – Fração volumétrica do metano no ponto 1.....	84
Figura 5.12 – Fração volumétrica do metano no ponto 4.....	85
Figura 5.13 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 1.....	86
Figura 5.14 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 4.....	86
Figura 5.15 – Variação da pressão total média em várias seções transversais ao longo do comprimento do domínio.	87
Figura 5.16 – Avanço da frente invasora do gás metano para diferentes tempos selecionados para os três modelos de turbulência estudados. (Em cada imagem a ordem dos modelos é a seguinte: figura da esquerda: k- ϵ ; figura direita superior: SST e; figura direita inferior: RNG-k- ϵ)......	88
Figura 5.17 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 2, para as três velocidades de injeção.....	91
Figura 5.18 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 3, para as três velocidades de injeção.....	92
Figura 5.19 – Avanço da frente invasora do gás para diferentes tempos selecionados para as três velocidades de injeção. (Em cada imagem a ordem das velocidades é a seguinte: figura da esquerda: $v=3,9831$ m/s; figura direita superior: $v=1,9915$ m/s e; figura direita inferior: $v=0,9958$ m/s).....	93
Figura 5.20 – Avanço da frente invasora do gás para diferentes tempos selecionados para a menor velocidade de injeção.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Classificação dos poços de petróleo.	21
Tabela 4.1 - Características da geometria desenvolvida.....	64
Tabela 4.2 - Especificações das malhas desenvolvidas.	65
Tabela 4.3 - propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.	67
Tabela 4.4 - Propriedades do gás metano.	67
Tabela 4.5 - Parâmetros utilizados nas simulações.	70
Tabela 4.6 – Pontos para aquisição de dados.	71
Tabela 4.7 - Especificações dos testes.	73
Tabela 4.8 – Parâmetros reológicos dos fluidos avaliados.	73
Tabela 5.1 – Comparação entre as malhas desenvolvidas.	75
Tabela 5.2 – Fluidos de potência ordenados pelo índice de consistência.....	80
Tabela 5.3 – Fluidos de Bingham ordenados pela viscosidade plástica.	82

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Latinas

Símbolo	Descrição	Valor/Dimensão
$C_{\varepsilon 1}$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	1,44
$C_{\varepsilon 2}$	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	1,92
$C_{\varepsilon 1RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG- $k-\varepsilon$	1,42- f_n
$C_{\varepsilon 2RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG- $k-\varepsilon$	1,68
C_{μ}	Constante do modelo de turbulência $k-\varepsilon$	0,09
$C_{\mu RNG}$	Constante do modelo de turbulência RNG- $k-\varepsilon$	0,085
d_e	Diâmetro externo do anular	L
d_i	Diâmetro interno da coluna de perfuração	L
D_p	Profundidade total do poço	L
d_{res}	Diâmetro do reservatório	L
E	Fração de volume da bolha	---
F_2	Função de mistura	---
f_{η}	Coefficiente do modelo de turbulência RNG- $k-\varepsilon$	---
g	Aceleração da gravidade	LT^{-2}
H_{res}	Altura do reservatório	L
k	Energia cinética turbulenta por unidade de massa	L^2T^{-2}
K	Índice de consistência (Modelo de Potência)	$ML^{-1}T^{-2}T^n$
K'	Parâmetro da equação de LEE	---
K_{res}	Permeabilidade do reservatório	L^2
M	Massa molecular	---
n	Índice de comportamento (Modelo de Potência)	---
p	Pressão estática (Modelos de turbulência)	$ML^{-1}T^{-2}$
p'	Pressão modificada (Modelos de turbulência)	$ML^{-1}T^{-2}$
p_{atm}	Pressão atmosférica	$ML^{-1}T^{-2}$

P_{formação}	Pressão da formação rochosa	$ML^{-1}T^{-2}$
P_{fundo}	Pressão no fundo do poço	$ML^{-1}T^{-2}$
P_k	Produção de turbulência devido às forças viscosas	$ML^{-1}T^{-3}$
Q̇_g	Vazão do gás entrada	L^3T^{-1}
Q̇_l	Vazão do fluido de perfuração na entrada	L^3T^{-1}
R	Constante Universal dos gases	$L^2T^{-2}\Theta^{-1}$
S	Medida invariável da taxa de deformação	---
SIDPP	Pressão de fechamento da coluna de perfuração	$ML^{-1}T^{-2}$
S_M	Fonte de momento	ML^2T^{-2}
t	Tempo	T
T	Temperatura	Θ
T_c	Temperatura crítica	Θ
T_r	Temperatura reduzida	Θ
U	Velocidade (Modelos de turbulência)	LT^{-1}
U_b	Velocidade de ascensão da bolha	LT^{-1}
U_g	Velocidade superficial do gás	LT^{-1}
v	Volume específico	$M^{-2}L^3$
v_{ge}	Velocidade do gás na entrada	LT^{-1}
v_{le}	Velocidade do fluido de perfuração na entrada	LT^{-1}
y	Distância para a parede mais próxima	L
X	Coordenada cartesiana	L
X'	Parâmetro da equação de LEE	---
Y	Coordenada cartesiana	L
Y'	Parâmetro da equação de LEE	---
Z	Coordenada cartesiana	L
Z'	Fator de compressibilidade	---

Letras Gregas

Símbolo	Descrição	Valor/Dimensão
β'	Constante do modelo de turbulência SST	0,09
β_{RNG}	Constante do modelo de turbulência RNG- k - ε	0,012
γ	Taxa de deformação por cisalhamento	T^{-1}
ε	Taxa de dissipação turbulenta	L^2T^{-2}
μ	Viscosidade dinâmica	$ML^{-1}T^{-1}$
μ_a	Viscosidade aparente (Modelos de Bingham e de Potência)	$ML^{-1}T^{-1}$
μ_{eff}	Viscosidade efetiva ($\mu + \mu_t$)	$ML^{-1}T^{-1}$
μ_g	Viscosidade do gás	$ML^{-1}T^{-1}$
μ_p	Viscosidade plástica	$ML^{-1}T^{-1}$
μ_t	Viscosidade turbulenta	$ML^{-1}T^{-1}$
ρ	Densidade	ML^{-3}
ρ_g	Densidade do gás	ML^{-3}
ρ_l	Densidade do fluido de perfuração	ML^{-3}
σ_ε	Constante do modelo de turbulência k - ε	1,3
$\sigma_{\varepsilon\text{RNG}}$	Constante do modelo de turbulência RNG- k - ε	0,7179
σ_k	Constante do modelo de turbulência k - ε	1,0
$\sigma_{k\text{RNG}}$	Constante do modelo de turbulência RNG- k - ε	0,7179
τ	Tensão de cisalhamento	$ML^{-1}T^{-2}$
τ_L	Limite de escoamento (Modelo de Bingham)	$ML^{-1}T^{-2}$
ω	Velocidade angular	T^{-1}

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	OBJETIVOS	18
2.1	Objetivo Geral.....	18
2.2	Objetivos Específicos	18
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
3.1	Fundamentos da Perfuração de Poços	19
3.1.1	Introdução.....	19
3.1.2	Classificação dos poços de petróleo	21
3.1.3	Métodos de perfuração de poços	23
3.1.4	Sondas de perfuração.....	23
3.1.4.1.	<i>Sistemas de uma sonda de perfuração</i>	<i>28</i>
3.1.4.1.1.	<i>Sistema de geração e transmissão de energia.....</i>	<i>28</i>
3.1.4.1.2.	<i>Sistema de movimentação de cargas.....</i>	<i>29</i>
3.1.4.1.3.	<i>Sistema de rotação</i>	<i>29</i>
3.1.4.1.4.	<i>Sistema de circulação.....</i>	<i>30</i>
3.1.4.1.5.	<i>Sistema de segurança do poço</i>	<i>30</i>
3.1.4.1.6.	<i>Sistema de monitoração</i>	<i>31</i>
3.1.4.1.7.	<i>Sistemas auxiliares</i>	<i>32</i>
3.1.4.2.	<i>Brocas de Perfuração.....</i>	<i>32</i>
3.1.4.2.1.	<i>Brocas sem partes móveis</i>	<i>33</i>
3.1.4.2.2.	<i>Brocas com partes móveis.....</i>	<i>34</i>
3.1.5	Fluidos de Perfuração	35
3.1.5.1.	<i>Características dos fluidos de perfuração</i>	<i>36</i>
3.1.5.2.	<i>Funções dos fluidos de perfuração</i>	<i>37</i>
3.1.5.3.	<i>Propriedades dos fluidos de perfuração</i>	<i>37</i>
3.1.5.4.	<i>Classificação dos fluidos de perfuração</i>	<i>38</i>
3.1.5.4.1.	<i>Fluidos à base de água.....</i>	<i>38</i>
3.1.5.4.2.	<i>Fluidos à base de óleo.....</i>	<i>39</i>
3.1.5.4.3.	<i>Fluidos à base de ar</i>	<i>39</i>
3.1.6	Fundamentos de controle de poços.....	40
3.1.6.1.	<i>O kick.....</i>	<i>40</i>

3.1.6.2.	<i>Causas de kicks em poços</i>	41
3.1.6.3.	<i>Indicadores de kick em um poço</i>	42
3.1.6.4.	<i>Métodos de controle de poços</i>	43
3.1.6.4.1.	<i>Método do Sondador (Driller's Method)</i>	44
3.1.6.4.2.	<i>Método do Engenheiro (The Wait And Weight Method)</i>	45
3.1.6.4.3.	<i>Métodos volumétricos</i>	45
3.2	Fluidos não-Newtonianos	46
3.2.1	O modelo de Bingham ou plástico ideal	47
3.2.2	O modelo de Ostwald de Waele ou modelo de potência	47
3.3	Padrões de escoamento bifásico ascendente	48
3.3.1	Padrão Bolha (<i>Bubble Flow</i>)	49
3.3.2	Padrão Pistonado (<i>Slug Flow</i>)	50
3.3.3	Padrão Agitante (<i>Churn Flow</i>)	50
3.3.4	Padrão Anular (<i>Annular Flow</i>)	51
3.4	Modelos de turbulência	53
3.4.1	Modelo de turbulência de viscosidade turbilhonante (<i>Eddy-viscosity turbulence model</i>)	54
3.4.1.1.	<i>Modelos de turbulência de duas equações</i>	54
3.4.1.1.1.	<i>O modelo $k-\varepsilon$ no Ansys® CFX</i>	55
3.4.1.1.2.	<i>O modelo RNG $k-\varepsilon$ no Ansys® CFX</i>	56
3.4.1.1.3.	<i>O modelo de transporte por tensão de cisalhamento (Shear Stress Transport – SST)</i>	57
3.5	Simuladores de kick	58
3.6	Fluidodinâmica Computacional	61
3.6.1	O software ANSYS CFX®	61
4	METODOLOGIA	62
4.1	Descrição do problema físico	62
4.2	Descrição do domínio de estudo	63
4.3	Construção da geometria	63
4.4	Desenvolvimento da malha	65
4.5	Fluidos de perfuração utilizados	66
4.6	Gás utilizado	67
4.7	Considerações da modelagem	67
4.8	Condições iniciais	68

4.9	Casos avaliados	71
4.10	Obtenção de dados	71
4.11	Teste das malhas	72
4.12	Equipamento utilizado	73
4.13	Parâmetros da modelagem.....	73
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	75
5.1	Influência do refinamento da malha	75
5.2	Influência da viscosidade para os fluidos de potência	80
5.3	Influência da viscosidade plástica para os fluidos de Bingham.....	82
5.4	Influência do tipo de fluido: Potência vs. Bingham	84
5.5	Influência do modelo de turbulência empregado.....	85
5.6	Influência da velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado	91
6	CONCLUSÕES	98

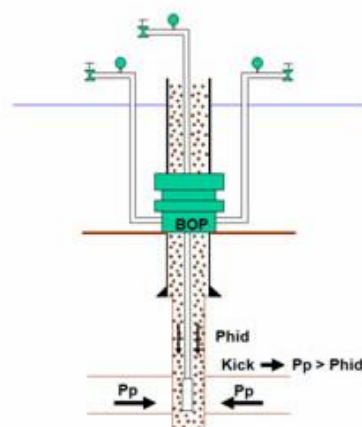
1 INTRODUÇÃO

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 demanda diversas equipes de profissionais especializados de forma a proporcionar a segurança no local e viabilidade financeira do projeto.

Problemas de *kicks* e até *blowouts* 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. O *blowout* acontece quando o *kick* não é controlado e resulta em uma explosão, e 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*. Um esquema mostrando o *kick* pode ser visualizado na Figura 1.1.

Figura 1.1 – Esquema mostrando o kick.



Fonte: PETRÓLEO (2010)

No esquema da Figura 1.1 pode-se observar que o *kick* ocorre quando a pressão nos poros da formação (P_p) é maior que a pressão hidráulica ($Phid$) fornecida pelo fluido de perfuração circulando no interior do poço.

Em áreas onde *kicks* são pouco frequentes, é comum os empreiteiros e os operadores utilizarem sistemas auxiliares mal planejados. Conseqüentemente, quando problemas no controle de poços ocorrem e os sistemas de apoio estão inadequados, os problemas mecânicos agravam a situação, e um desastre pode acontecer.

Em alguns locais de perfuração podem ocorrer *kicks* rotineiramente e a equipe é obrigada a controlá-lo usando os procedimentos clássicos de controle de poços, que serão descritos mais adiante. Na maioria dos casos, tais procedimentos de controle de poços são geralmente suficientes.

O *kick* 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. O *kick* pode ser controlado através da circulação do fluido invasor com o emprego de um método de controle de poço. Se essa operação falhar e o influxo não poder ser controlado, ocorre um *blowout*, caracterizada pela invasão descontrolada de fluido da formação para o interior do poço. As fotografias da Figura 1.2 ilustram a ocorrência de um *blowout*.

Figura 1.2 – Fotografias mostrando a ocorrência de blowouts.



Fonte: PETRÓLEO (2010)

Se o *blowout* ocorrer no subsolo, geralmente no ponto onde a formação exposta é mais fraca que corresponde à região em frente à sapata do último revestimento descido, ele é conhecido como *underground blowout*.

Para evitar 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 do Pré-Sal, o que reflete em uma maior eficiência e agilidade da equipe de perfuração. Com menor risco de acidentes, diminui-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.

Uma alternativa para ampliar esse conhecimento é o desenvolvimento de simuladores, que podem contribuir na tomada de decisões do engenheiro responsável pela perfuração, no treinamento e aperfeiçoamento de pessoal, bem como, numa melhor compreensão e interpretação do que está ocorrendo nas observações de campo.

Apesar das vantagens que tais simuladores possam oferecer, ainda são muito escassas, na literatura, informações necessárias para validá-los, 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 do modelo.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Estudar o comportamento e a influência das principais variáveis na perfuração de poços de petróleo durante a ocorrência do *kick* de gás.

2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Desenvolver e implementar um modelo de simulador de *kick* no software CFX para avaliar o comportamento dos fluidos (líquido e gás) no interior do poço durante a ocorrência de um *kick* de gás.
- ✓ Avaliar o comportamento dinâmico de variáveis como: pressão, viscosidade, frações volumétricas e densidade do fluido de perfuração no interior do tubo durante a perfuração.
- ✓ Avaliar a influência do grau de refinamento da malha desenvolvida.
- ✓ Comparar a influência dos fluidos de perfuração com diferentes comportamentos reológicos.
- ✓ Comparar o uso de diferentes modelos de turbulência disponíveis no *software* utilizado.
- ✓ Analisar os efeitos das condições iniciais como a quantidade de fluido de perfuração injetado no poço.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção será realizada uma revisão bibliográfica, onde, nos primeiros tópicos, serão abordados os fundamentos da perfuração de poços, um breve resumo sobre fluidos de perfuração e fluidos não-Newtonianos e, também, os fundamentos de controle de poços. Na sequência, serão descritos os principais modelos de padrões ou regimes de escoamento bifásico ascendente, dando ênfase ao escoamento gás-líquido em tubos verticais, uma vez que este é o tipo de escoamento predominante durante a ocorrência de um *kick* de gás em poços de petróleo. Será feita, ainda, uma revisão dos simuladores de *kick*, resumindo as principais características de cada um. E, por último, será feita uma breve descrição dos modelos de turbulência utilizados no presente trabalho.

3.1 Fundamentos da Perfuração de Poços

3.1.1 Introdução

Os maiores investimentos necessários para explorar petróleo e gás são feitos principalmente por grandes empresas de petróleo. 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 tornaram-se tão grande em muitas áreas que diversas empresas de petróleo, muitas vezes formam grupos para compartilhar os riscos financeiros.

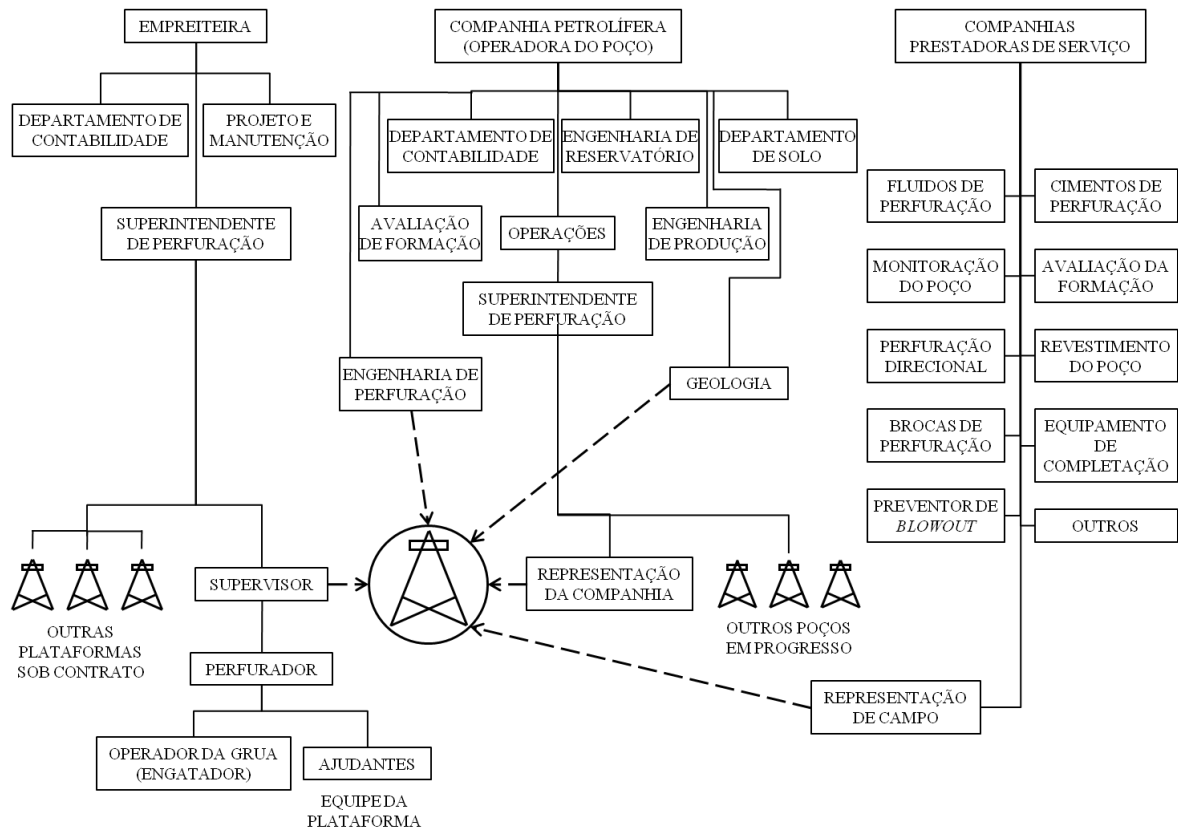
Muitos serviços especializados são necessários para perfurar um poço com segurança e economia. Assim como na maioria das indústrias complexas, muitas empresas de serviços, empreiteiros e consultores, cada um com sua própria organização, são envolvidos de forma a assegurar a prestação de serviços e habilidades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

Um poço é classificado como um poço pioneiro, se seu objetivo é 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.

Geralmente a perfuração é feita 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 pela engenharia de perfuração representantes das diversas empresas envolvidas (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

A Figura 3.1 mostra uma organização típica de perfuração usada frequentemente por empreiteiras de perfuração e operadores de poço quando um poço 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 forma 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).

Figura 3.1 - Organização típica de perfuração.

Fonte: Adaptado de BOURGOYNE JR. et al. (1991)

3.1.2 Classificação dos poços de petróleo

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, como mostra a Tabela 3.1 (PETROBRÁS, 2002).

Tabela 3.1 - 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)

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 mostrado na Tabela 3.1, estes poços podem ser divididos em 6 categorias, detalhadas a seguir:

- 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.

Já os poços exploratórios 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 se 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).

3.1.3 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 primeiro método 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.

Já 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).

3.1.4 Sondas de perfuração

Sondas de perfuração rotativas são usadas por quase todas as perfurações feitas na atualidade. O buraco é perfurado através da rotação de uma broca na qual uma força

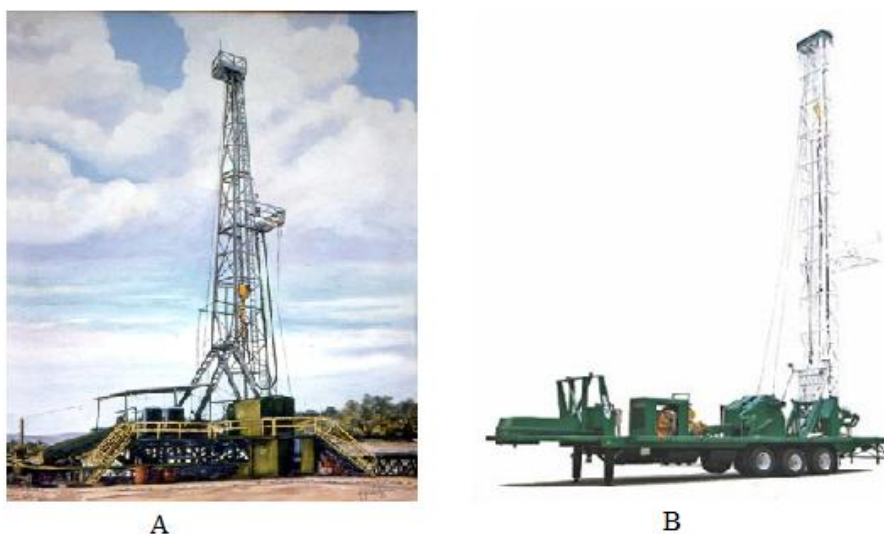
descendente é aplicada. Geralmente a broca é girada pela rotação da coluna de perfuração inteira usando uma mesa rotativa na superfície e a força descendente é aplicada à broca utilizando-se seções de tubos pesados de paredes espessas chamados de *drill collars* conectados na coluna acima da broca. Os 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.

As sondas de perfuração rotativas podem ser classificadas de forma geral como sondas terrestres ou sondas marítimas. As principais características de concepção das sondas terrestres são a portabilidade e profundidade máxima de operação. O mastro da plataforma terrestre convencional deve ser construído no local. Em muitos casos, a torre é deixada sobre o furo do poço, após estar concluído. Nos primórdios da perfuração muitas das torres padrão eram construídas muito próximas umas das outras quando um campo era desenvolvido. No entanto por causa do elevado custo de construção a maioria das sondas terrestres mais modernas são construídas de modo que as torres possam ser movida facilmente e reutilizadas.

Nas sondas tipo *jackknife*, os vários componentes da sonda são montados sobre trilhos de modo a que o equipamento possa ser movido em unidades e conectadas facilmente. A torre é montada no chão, com pinos e então levantada como uma unidade usando o equipamento de elevação. O mastro portátil que é adequado para profundidade moderada de poços é normalmente montado em caminhões ou *trailers* que incorporam o mecanismo de elevação, motores mastro como uma unidade única. O mastro telescópico portátil é levantado para a posição vertical e, em seguida, estendido para a altura total por pistões hidráulicos na unidade (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

As características principais do projeto de plataformas marinhas são a portabilidade e a máxima profundidade de água de operação. Barcaças submersíveis de perfuração geralmente são usados para perfuração em águas interiores, onde a ação das ondas não é grave e a profundidades da água é menos de 20 pés. A sonda inteira é montada na barcaça, e a unidade é rebocada para o local e afundada por inundação da barcaça. Depois que a perfuração é concluída, a água é bombeada da barcaça permitindo que esta seja movida para a localização seguinte. Depois que o poço é completado, uma plataforma deve ser construída para proteger a cabeça do poço e apoiar os equipamentos de produção de superfície. Em alguns casos, a profundidade da água operacional é estendida para cerca de 40 pés apoiando-se a barcaça em uma esteira construída no fundo do mar. A Figura 3.2 mostra os modelos de sondas terrestres mais usados (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

Figura 3.2 – Sondas terrestres: Jackknife (A) e Mastro Portátil (B).



Fontes: TEXAS (2013); TRADQUIP (2013)

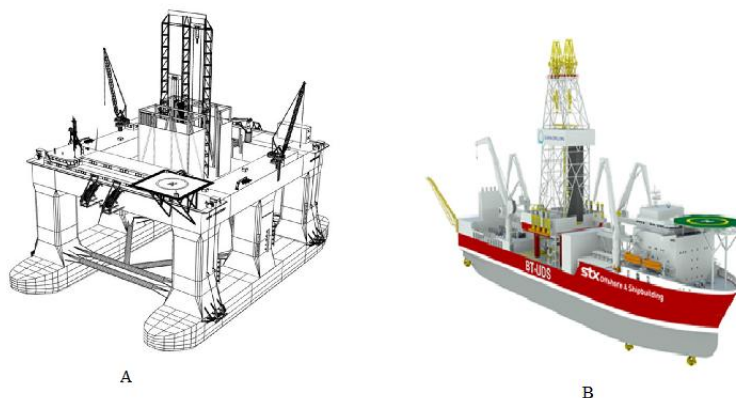
Perfuração exploratória *offshore* geralmente é feita usando plataformas autônomas que podem ser movidas facilmente. Quando a profundidade da água é inferior a cerca de 100 metros, podem ser usadas sondas apoiadas no fundo do mar. O tipo mais comum de plataformas móveis apoiadas no fundo é a *jackup* ou autoelevável. A sonda *jackup* é rebocada para o local com as pernas elevadas. No local, as pernas são baixadas para a parte inferior e a plataforma é levantada acima da ação das ondas por meio de macacos hidráulicos.

Plataformas semi-submersíveis, que podem ser inundadas semelhante a uma barcaça, podem perfurar tanto apoiadas no fundo quanto em uma posição flutuante. No entanto, sondas submersíveis modernas são geralmente mais caras do que *jackups* e, portanto, são usadas principalmente em profundidades grandes demais para serem apoiadas no fundo. Atualmente, as plataformas submersíveis são ancoradas em cima do buraco. Um poucas plataformas submersíveis empregam grandes motores para posicionar a sonda sobre o furo dinamicamente. Isso pode prolongar muito a profundidade de água máxima de operação. Algumas dessas sondas pode ser usadas em águas com profundidades de vários milhares de pés. A forma de uma plataforma submersa tende a amortecer grandemente o movimento das ondas independente da direção da onda. Isso permite seu uso em áreas como o Mar do Norte, onde a ação das ondas é severa (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

Um segundo tipo de embarcação flutuante usada na perfuração *offshore* é o navio-sonda. Navios-sonda são geralmente muito menos caros do que semi-submersível, a menos que eles sejam de posicionamento dinâmico. Uns poucos navios-sonda em planejamento são capazes de operar em lâmina d'água de até cerca de 4 000 m. Alguns são projetados com o

equipamento de plataforma e sistema de ancoragem montado em uma torre central. O navio é girado sobre a torre central, utilizando propulsores para que o navio sempre bata de frente nas ondas. Isto ajuda a amortecer o movimento das ondas. No entanto, a utilização de navios-sonda normalmente é limitada às áreas em que a ação das ondas não é tão severa. A Figura 3.3 mostra os dois tipos de sondas flutuantes.

Figura 3.3 – Sondas flutuantes: Semi-submersível (A) e Navio-Sonda (B).



Fontes: TURBO (2013); SHIP (2013)

Perfuração *offshore* de desenvolvimento geralmente é feita a partir de plataformas fixas. As plataformas são construídas depois que o programa de perfuração exploratória indica a presença de reservas de petróleo suficientes para justificar o custo de construção de uma ou mais plataformas da qual muitos poços direcionais podem ser perfurados. As plataformas são colocadas de modo que poços perfurados em todas as direções a partir da plataforma possam ser desenvolver o reservatório completamente. Os vários componentes da sonda geralmente são integrados em alguns poucos módulos de grandes dimensões que podem ser rapidamente colocados na plataforma (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

Grandes plataformas permitem a utilização de uma sonda autônoma, isto é, todos os componentes da sonda encontram-se sobre a plataforma. Uma combinação de plataforma/tender pode ser utilizado para pequena plataforma. A sonda tender, que é um vaso de flutuação ancorada ao lado da plataforma, contém os alojamentos e muitos dos componentes da sonda. O custo operacional será menor para uma operação de plataforma/tender. No entanto, algum tempo de operação pode ser perdido durante o mau tempo.

O custo da plataforma sobe muito rapidamente com a profundidade da água. Quando as profundidades são grandes demais para o uso econômico de plataformas de

desenvolvimento, os poços de desenvolvimento podem ser perfurados a partir de embarcações flutuantes, e os equipamentos de cabeça de poço instalado no fundo do oceano. Tecnologia de completção submarina ainda é relativamente nova e experimental. A Figura 3.4 mostra os tipos mais comuns de sondas e/ou plataformas submarinas fixas (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

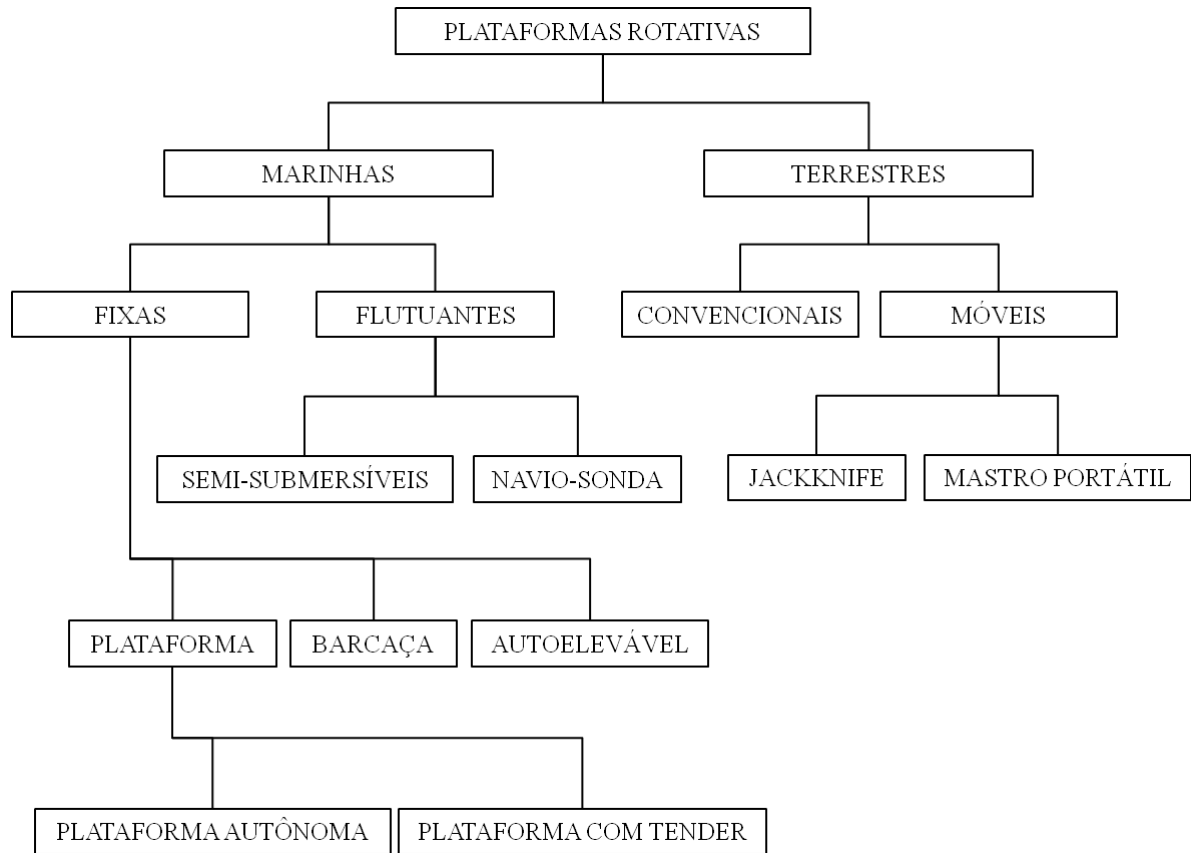
Figura 3.4 – Sondas submarinas Fixas: Plataforma autônoma (A), Plataforma com tender (B), Barcaça (C) e Plataforma Auto-elevável - *Jackup* (D).



Fontes: CAPTAINS (2013); OFFSHORE (2013); QUANAHA (2013); BIT (2013)

Apesar das sondas de perfuração apresentarem grandes diferenças em aparência e modo de implantação, todos as sondas rotativas têm o mesmo equipamento básico de perfuração (BOURGOYNE JR. et al., 1991). A Figura 3.5 mostra um fluxograma com os principais tipos de sondas de perfuração rotativas apresentados.

Figura 3.5 – Classificação das sondas de perfuração rotativas.



Fonte: Adaptado de BOURGOYNE JR. et al. (1991)

3.1.4.1. *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):

3.1.4.1.1. *Sistema de geração e transmissão de energia*

Em qualquer tipo de sonda, a fonte de energia é o motor diesel de combustão interna. O número e a potência dos motores variam de acordo com a capacidade projetada para a sonda. Nas sondas mecânicas a transmissão se faz através de conversões de torque, embreagens, eixos, rodas dentadas e correntes. Já nas sondas diesel-elétricas utiliza-se conjuntos moto-geradores de corrente contínua ou de corrente alternada e unidades de SCR (*silicon controlled rectifier*) que converte a corrente alternada em contínua.

3.1.4.1.2. Sistema de movimentação de cargas

No método rotativo, a coluna é movimentada pelo cabo de perfuração e dois conjuntos de polias: um estacionário no topo da torre ou mastro (o bloco de coroamento) e outro móvel (a Catarina). A coluna se eleva quando é acionado o tambor do guincho onde enrola-se o cabo de perfuração. A função do sistema é permitir içar ou abaixar colunas de perfuração e de revestimento, ou quaisquer outros equipamentos de subsuperfície para dentro ou fora do poço. Os principais equipamentos deste sistema são: a torre e a subestrutura, o conjunto bloco/catarina e o guincho.

A torre provê a altura necessária para o içamento de uma seção de tubos a ser descida ou retirada do poço. As torres mais comuns tem uma altura útil de trabalho na faixa de 40 metros.

O conjunto bloco/catarina compõe-se do bloco de coroamento, da Catarina e do cabo de perfuração. Sua principal função é permitir o manuseio fácil das elevadas cargas geradas nas operações de perfuração.

O guincho é o equipamento responsável pela movimentação vertical das tubulações no poço. Ele é composto de tambor principal, freio, caixa de marchas, tambor auxiliar e molinetes.

3.1.4.1.3. Sistema de rotação

Nas sondas convencionais a coluna de perfuração é girada pela mesa rotativa localizada na plataforma da sonda. O torque é transmitido a um tubo de parede externa poligonal (o *Kelly*) que fica enroscado à coluna de perfuração.

Nas sondas com *top drive* a rotação é transmitida diretamente ao topo da coluna de perfuração por um motor acoplado à Catarina. O conjunto desliza em trilhos fixados à torre, onde o torque é absorvido.

Quando a perfuração é realizada com motor de fundo, posicionado logo acima da broca, o torque é gerado pela passagem de fluido de perfuração. Este motor pode ser tipo turbina ou de deslocamento positivo. Como não há a necessidade de girar a coluna de perfuração, reduz-se o desgaste dos tubos de perfuração e do revestimento já descido no poço.

3.1.4.1.4. Sistema de circulação

É o conjunto de equipamentos que permitem a circulação do fluido de perfuração. Para o bombeio deste fluido existem as chamadas bombas de lama, os tanques de tratamento e sucção além dos equipamentos extratores de sólidos incorporados. 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.

3.1.4.1.5. Sistema de segurança do poço

Para evitar uma invasão descontrolada de fluidos da formação para o poço, foram criados os equipamentos de segurança do poço. Os equipamentos essenciais deste sistema são: o conjunto de válvulas para fechamento do poço, conhecido como BOP 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 mas afastadas. Para acionar os mecanismos do BOP de forma imediata 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 é através dos painéis remotos operados pneumaticamente. Normalmente existe dois desses painéis: um do lado do sondador, na plataforma da sonda, e outro afastado da área de maior risco.

Quando o preventor 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 linha de matar. 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.

3.1.4.1.6. 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.

A Figura 3.6 mostra os principais sistemas de superfície de uma sonda de perfuração.

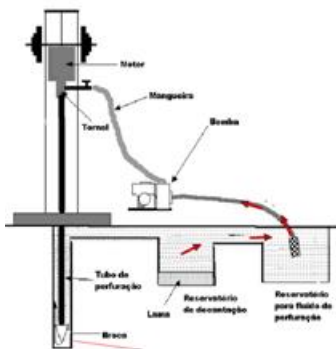
Figura 3.6 – Sistemas de superfície de uma sonda de perfuração: Sustentação (A), Rotativo (B), Circulação (C), Controle (D), Monitoramento (E) e Geração de energia (F).



A



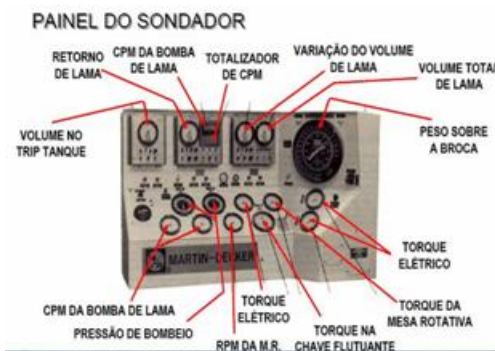
B



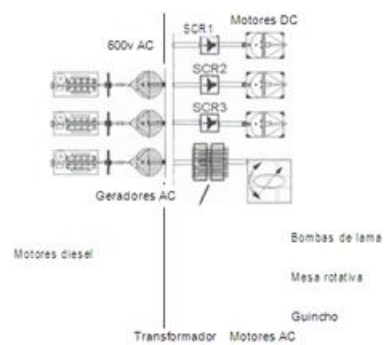
C



D



E



F

3.1.4.1.7. *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).

Já 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).

3.1.4.2. *Brocas de Perfuração*

O processo de furar um buraco no solo requer o uso de brocas de perfuração. De fato, a broca é a ferramenta mais simples usada pelo engenheiro de perfuração, e a seleção da melhor broca e as condições de operação desta são os mais básicos problemas que ele encara. Uma infinidade de tipos de brocas estão disponíveis para as mais diferentes situações encontradas durante as operações de perfuração rotativa. É fundamental para o engenheiro aprender os fundamentos do projeto da broca de forma a entender completamente as diferenças entre os vários tipos (BOURGOYNE JR. et al., 1991).

As brocas são equipamentos que têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. Avaliar o desempenho e economicidade da broca de forma a escolher a mais adequada é um fator importante nas operações de perfuração de poços de

petróleo. As brocas podem ser classificadas de duas maneiras no que diz respeito a sua estrutura: brocas sem partes móveis (tipo draga) e brocas com partes móveis (tipo cônicas). (THOMAS, 2001)

3.1.4.2.1. Brocas sem partes móveis

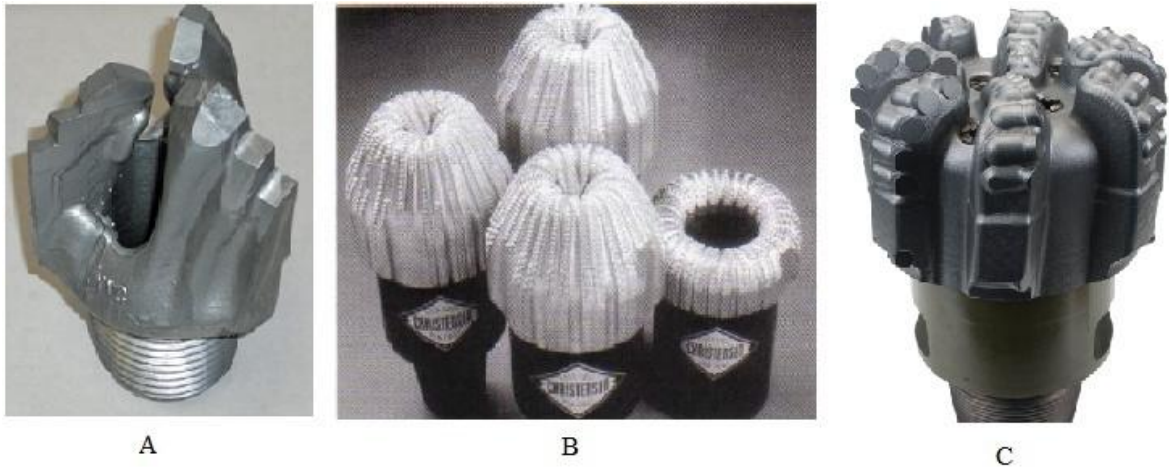
São brocas que consistem de lâminas integradas com o corpo da mesma e gira como uma unidade junto com a coluna de perfuração. O uso destas brocas remonta ao início da perfuração rotativa no século 19. A inexistência de partes móveis e rolamentos minimizam a possibilidade de falhas. Os principais tipos destas brocas são: integral de lâminas de aço, diamantes naturais e diamantes artificiais.

As de lâminas de aço foram as primeiras a serem usadas. Elas perfuram por cisalhamento e possui jatos que são orifícios por onde passa o fluido de perfuração da coluna para o poço, os quais possibilitam uma boa limpeza das lâminas. Seu maior problema é a curta vida útil da estrutura cortante, apesar do uso de materiais mais duros nas lâminas. O uso deste tipo de broca quase foi praticamente extinto com a introdução das brocas cônicas.

As brocas de diamantes naturais possui uma estrutura cortante composta de um grande número de diamantes industrializados fixados em uma matriz metálica especial. No princípio eram usadas para perfurar as formações mais duras; atualmente são usadas principalmente em testemunhagem ou em formações extremamente duras e abrasivas. Este tipo de broca perfura por esmerilhamento.

Já as brocas de diamantes artificiais foram lançadas no final da década de 1970 e sua estrutura cortante é formada por pastilhas ou compactos montados sobre bases cilíndricas, instalada no corpo da broca. Estas pastilhas são compostas por duas camadas, sendo a primeira formada por uma camada de finas partículas de diamantes aglutinados com cobalto e esta camada fixada a outra camada composta de carbureto de tungstênio. Este tipo de broca também perfura por cisalhamento (BOURGOYNE JR. et al., 1991; PETROBRÁS, 2002; THOMAS, 2001). A Figura 3.7 mostra os tipos de brocas sem partes móveis.

Figura 3.7 – Brocas sem partes móveis: Integral (A), de diamantes naturais (B) e de diamantes artificiais (C).



Fontes: BRI (2013); THOMAS (2001)

3.1.4.2.2. Brocas com partes móveis

Estas brocas podem ter de um a quatro cones, mas a broca tricônica é de longe o tipo mais comum usado atualmente nas operações de perfuração, devido à sua maior eficiência e menor custo inicial quando comparada com as demais. As brocas cônicas possuem dois elementos principais: a estrutura cortante e os rolamentos.

Os elementos que compõem a estrutura cortante são fileiras de dentes montados sobre o cone que se interpõe entre as fileiras dos dentes dos cones adjacentes, quando a broca é rotacionada. Quanto à esse elemento, as brocas tricônicas são divididas em brocas de dente de aço, quando tem sua estrutura cortante fresada no próprio cone, e de insertos quando a broca possui insertos de carbureto de tungstênio instalados por processo de interferência em orifícios abertos na superfície do cone.

Quanto aos rolamentos, eles podem ser de três tipos: com roletes e esferas não-selados e selados e com mancais de fricção tipo *journal*. O primeiro tipo não possui lubrificação própria, sendo lubrificado pelo fluido de perfuração, já o segundo possui um sistema interno de lubrificação que não permite o contato do fluido de perfuração com os rolamentos. No último tipo, os roletes são substituídos por mancais de fricção que são revestidos com metais nobres e conta também com o sistema interno de lubrificação. Estes são mais caros mas são mais eficazes e falham menos que os anteriores (BOURGOYNE JR. et al., 1991; PETROBRÁS, 2002; THOMAS, 2001). A Figura 3.8 mostra duas brocas tricônicas, sendo a primeira nova e a segunda após o uso.

Figura 3.8 – Brocas tricônicas. Nova (esquerda) e usada (direita).



Fontes: HEJIAN (2013); 123RF (2013)

3.1.5 Fluidos de Perfuração

Segundo Thomas (2001, p.80), os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

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).

Uma amostra de fluido de perfuração pode ser vista na Figura 3.9.

Figura 3.9 – Reservatório contendo fluido de perfuração.



Fonte: BARBOSA (2006)

3.1.5.1. 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, p.80), 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;
- ✓ Sem 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.

3.1.5.2. Funções dos fluidos de perfuração

Também, de acordo com Thomas (2001, p.81), 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.

3.1.5.3. 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 as características específicas, tais como: a densidade (no caso do peso); parâmetros reológicos (no caso da viscosidade); 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 geleificação de um fluido de perfuração e fornecem 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, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade. Outras propriedades químicas são o excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e magnésio, a concentração de H₂S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso) (THOMAS, 2001).

3.1.5.4. Classificação dos fluidos de perfuração

Para Thomas (2001, p.83), 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 contínua ou 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, p.83), 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.

3.1.5.4.1. Fluidos à base de água

A definição de um fluido à base de água considera principalmente a natureza da água e os 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. Consequentemente, 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 ser doce, dura ou salgada. 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).

3.1.5.4.2. *Fluidos à base de óleo*

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).

3.1.5.4.3. *Fluidos à base de ar*

Perfuração a ar ou gás 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.

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, p.15) ressaltam que, nos dias atuais, um aumento no número de cenários de perfuração envolvendo reservatórios localizados em grandes profundidades e frequentemente submetidos a 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.

3.1.6 Fundamentos de controle de poços

Segundo Grace (2003, p. 39), 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 era apenas água, este método poderia ser catastrófico. Então foram desenvolvidos os métodos clássicos de controle de poços. Mas existem ainda aqueles que usam este método apesar de antiquado.

Apesar disso, existem situações em que os antigos métodos são apropriados enquanto que os métodos clássicos não o são, ainda assim, os métodos 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. Há uma óbvia falta geral de entendimento. No entanto, a aplicação da teoria deve ser rigorosamente seguida na mudança do procedimento.

3.1.6.1. *O kick*

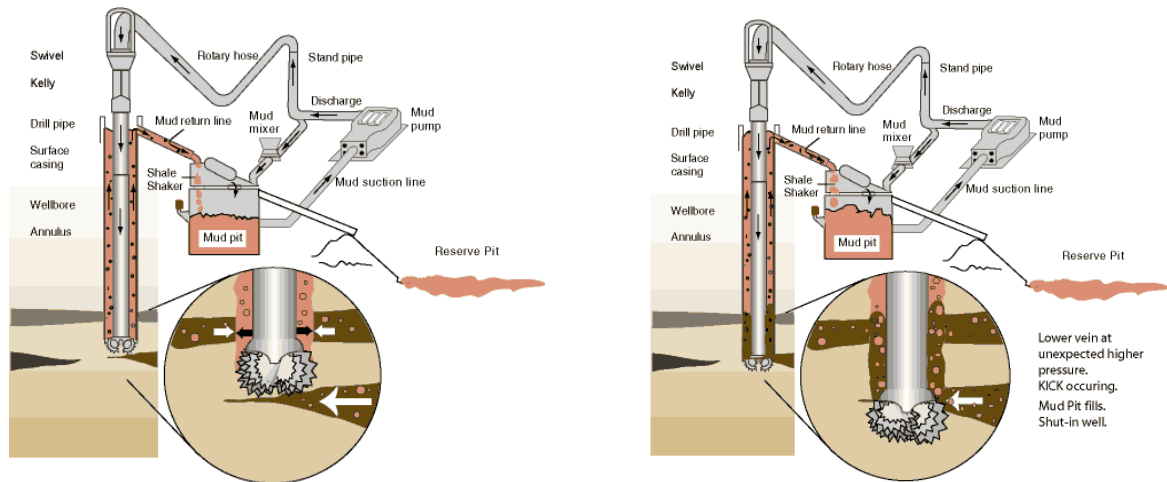
Para Ajiienka e Owolabi (1991, p. 1), um *kick* é uma descarga de óleo, gás ou água salgada, ou uma combinação desses três, de um poço que está sendo perfurado para a atmosfera. Geralmente, é causado pela penetração de uma formação altamente pressurizada em que a pressão de poros da formação é superior à pressão equivalente exercida pelo fluido de perfuração circulando no interior do poço.

Segundo Nygaard e Nævdal (2006, p. 1), 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.

Ainda de acordo com Nygaard e Nævdal (2006, p. 1), 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 importante. Se a pressão no poço é mais alta que a pressão de poro da formação, isto é chamado de perfuração *over-balanced*. Esta condição 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, isto é chamado

de perfuração *under-balanced*, e os fluidos do reservatório migram para a região anular do poço. Os esquemas mostrados na Figura 3.10 ilustram a ocorrência de um *kick*.

Figura 3.10 – Esquemas mostrando a ocorrência de um *kick*. Antes (esquerda) e depois (direita) de perfurar uma região altamente pressurizada.



Fonte: UNITED (2014)

3.1.6.2. Causas de kicks em poços

Se o diferencial de pressão entre as pressões da formação e aquela exercida pela circulação do fluido, e a permeabilidade da rocha forem suficientemente grandes, o *kick* pode ocorrer. Para Grace (2003, p. 40), as principais causas de *kicks* em poços são as seguintes:

- Pressão exercida pelo fluido de perfuração inferior à pressão de poro da formação: tem havido uma ênfase na perfuração com a pressão exercida pelo fluido muito próximo e, em alguns casos, abaixo das pressões de poros da formação, a fim de maximizar as taxas de penetração. O *kick* ocorre quando se perfura uma formação com pressão de poros da formação superior à pressão exercida pelo fluido de perfuração;
- Perda de circulação: se o fluido de perfuração é perdido devido à fratura da formação, a perda resultante da pressão hidrostática induzirá os fluidos da formação a fluir para dentro do poço, em qualquer formação permeável contendo pressões mais altas. A fratura da formação, com conseqüente ocorrência do *kick*, pode ocorrer se o gradiente de pressão hidrostática for superior ao gradiente de fratura das formações expostas;
- Lama cortada por gás, água ou óleo: o corte do fluido de perfuração por gás sempre foi considerado um sinal de alerta, mas não necessariamente um problema sério. Neste

caso o *kick* ocorre devido à diminuição da densidade do fluido quando este é contaminado pelo gás da formação;

- d) Falha ao manter o poço cheio e pistoneio: são as mais frequentes causas de problemas de controle de poço em perfuração. Para Avelar (2008, p. 6), o poço deve ser mantido cheio de fluido para evitar a redução da pressão hidrostática quando for necessário retirar a coluna de perfuração do poço para trocar a broca, porque essa ação causa uma redução no nível do fluido com a consequente redução da pressão hidrostática. A redução da pressão frente às formações devido à indução de pressões negativas quando da retirada da coluna de perfuração do poço durante as manobras caracterizam o chamado pistoneio. A intensidade dessa redução da pressão é função da geometria do poço, das propriedades do fluido e da velocidade de retirada da coluna de perfuração.

3.1.6.3. Indicadores de *kick* em um poço

Os *kicks* são os primeiros sinais de alerta da possível ocorrência de um *blowout*. Por isso é de fundamental importância que a equipe de perfuração seja treinada no sentido de conhecer precisamente os sinais da ocorrência do *kick*. Segundo Grace (2003, p. 42), os principais indicadores de *kick* são as seguintes:

- a) O aumento repentino na taxa de perfuração: geralmente, esta é a primeira indicação de um *kick* no poço, porque sugere que uma formação porosa pode ter sido penetrada.
- b) Aumento no volume de fluido na superfície: é comumente expresso como um aumento do nível do fluido de perfuração no tanque ou um aumento na taxa de fluxo.
- c) Mudança na pressão da bomba: a diminuição da pressão da bomba durante um influxo é causada pela redução da pressão hidrostática na região anular. Na maioria das vezes, uma das indicações mencionadas terá se manifestado antes de uma queda na pressão da bomba.
- d) Redução no peso da coluna de perfuração: a redução de peso da haste ocorre com um influxo substancial da zona de alta produtividade. Novamente, os outros indicadores provavelmente têm-se manifestado antes ou em conjunto com uma redução no peso da coluna de perfuração.
- e) Corte do fluido de perfuração por gás, óleo ou água: deve-se ter cuidado quando é observado um corte no fluido por óleo, gás ou água. Normalmente, este indicador é

acompanhado por um dos outros indicadores se o poço estiver experimentando um influxo.

Ajienka e Owolabi (1991, p. 1), também consideram como indicadores de *kick* em um poço, os seguintes eventos: Presença de óleo ou gás no fluido de perfuração de retorno e aumento da pressão no revestimento do poço.

Durante as manobras com a coluna de perfuração, também é possível identificar dois outros indícios de *kick*, que são os seguintes, segundo Avelar (2008, p. 7): o poço aceita um volume menor de fluido do que o volume de coluna equivalente retirado do poço; ou o poço devolve mais fluido de perfuração do que o volume de coluna equivalente descido no seu interior.

Ainda, de acordo com Ajienka e Owolabi (1991, p. 1), a identificação adequada da composição do fluido do *kick* é necessária para o planejamento da operação de controle do poço. O perfil de pressão na região anular normalmente reflete a composição do fluido do *kick*. Em geral, *kicks* de gás causam pressões na região anular maiores que *kicks* de líquidos. Isto ocorre porque um *kick* de gás tem uma densidade menor, e o gás expande quando é bombeado para a superfície. Isso leva a pressões hidrostáticas menores na região anular e conseqüentemente requer a manutenção de uma contra-pressão maior na superfície usando o *choke*. O *choke* é uma tubulação ligada à árvore de natal composta por válvulas que é utilizado quando ocorrem situações de *kick* para desviar o fluxo do poço depois que o mesmo é fechado.

3.1.6.4. Métodos de controle de poços

De acordo com Grace (2003, p. 48), antes do início dos anos de 1960, um influxo era circulado para a superfície mantendo-se o nível do tanque de fluido de perfuração constante (*Barrel In-Barrel Out Method*). Alguns insistem em usar esta técnica atualmente, entretanto ela não é mais eficaz como era antes. Se o influxo era predominantemente líquido, esta técnica funcionava perfeitamente. Se o influxo era, na sua maioria, gasoso, o resultado era desastroso.

Ainda segundo Grace (2003, p. 49), no final dos anos 1950 e início dos anos 1960, começou-se a perceber que esta técnica poderia não ser satisfatória. Se o influxo era gás, este deveria expandir quando viesse à tona. A pressão no poço torna-se excessiva quando não for

permitido que o gás expanda. Quando isso ocorre, o poço pode romper resultando em um *blowout* subterrâneo.

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 a literatura, os principais métodos de controle de poços são os seguintes:

3.1.6.4.1. Método do Sondador (*Driller's Method*)

Este método é simples e requer um mínimo de cálculos. Este método é composto de 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).

3.1.6.4.2. 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).

3.1.6.4.3. Métodos volumétricos

Além desses dois métodos de controle de poços apresentados, existem os Métodos Volumétricos que 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 quando existem problemas mecânicos com o sistema de circulação. Estes métodos são divididos em Método Volumétrico Estático e Método Volumétrico Dinâmico.

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 com *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 *choke*.

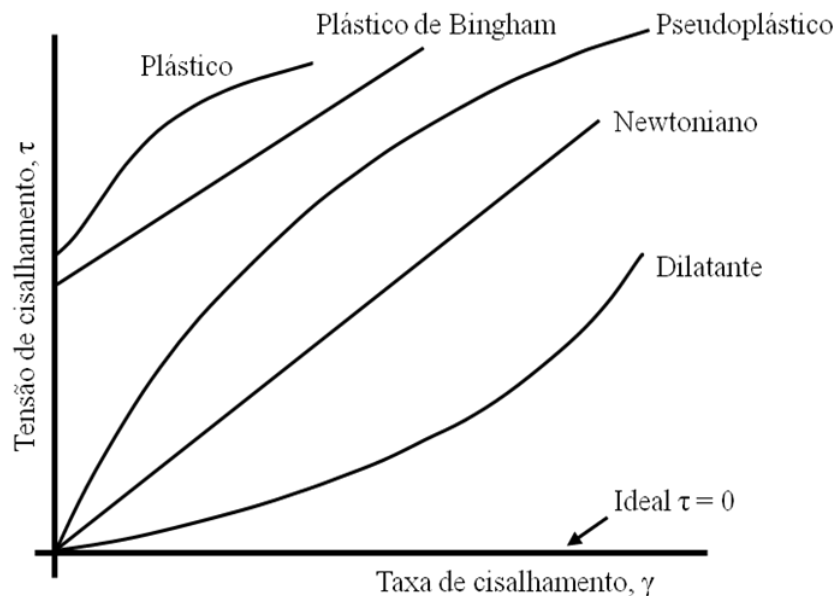
Independente do método usado para controlar o poço, deve-se observar alguns aspectos primordiais: o primeiro é observar que a pressão frente à formação que gerou o *kick* deve permanecer ligeiramente superior à pressão de poros da formação para que sejam evitados influxos futuros, e o segundo aspecto 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).

3.2 Fluidos não-Newtonianos

Mesmo entre os fluidos podem existir grandes diferenças de comportamento quando submetidos à tensões. Fluidos que obedecem à lei de Newton, onde o valor da *viscosidade dinâmica* (μ) é constante são conhecidos como fluidos *Newtonianos*. Se μ 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 vistas no gráfico apresentado na Figura 3.11, para as várias categorias de fluidos.

Figura 3.11 – Curvas de fluxo de alguns tipos de fluidos.



Fonte: Adaptado de SLEIGH E NOAKES (2009)

A seguir, serão apresentados mais detalhadamente os modelos de Bingham e de Ostwald de Waele, este último inclui os fluidos que se comportam como pseudoplástico e dilatante. 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, caso a bomba pare, o fluido fica mais viscoso aprisionando os fragmentos e, com movimento o fluido se locomove com mais facilidade.

3.2.1 O modelo de Bingham ou plástico ideal

O modelo de Bingham, ou simplesmente plástico ideal, teoricamente, requer que uma tensão mínima, τ_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 τ_L , ele teoricamente se comporta como sólido. A expressão matemática que define o fluido de Bingham é dada pela Equação (1),

$$\begin{aligned} \tau &= \mu_p \gamma + \tau_L && \text{para } \tau > \tau_L \\ \gamma &= 0 && \text{para } \tau \leq \tau_L \end{aligned} \quad (1)$$

onde μ_p e τ_L , representam *viscosidade plástica* e o *limite de escoamento*, respectivamente.

A *viscosidade aparente*, por sua vez, é dada pela Equação (2),

$$\mu_a = \mu_p + \frac{\tau_L}{\gamma} \quad (2)$$

De acordo com a Equação (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).

3.2.2 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, τ definida como,

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (3)$$

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 através da análise da variação da sua viscosidade aparente com a taxa de cisalhamento. A viscosidade aparente do fluido pode ser determinada através da Equação (4),

$$\mu_a = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (4)$$

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).

3.3 Padrões de escoamento bifásico ascendente

As fases em um sistema de fluxo bifásico podem fluir em várias configurações topológicas chamadas de padrões de fluxo ou regimes de fluxo, que são determinadas pela estrutura dinâmica interfacial entre as fases. Os regimes de fluxo dependem de uma variedade de parâmetros tais como as velocidades de fluxo do gás e do líquido, as propriedades físicas das fases e o tamanho e geometria do canal do fluxo. A identificação correta do regime de fluxo e a predição dos limites de transição são particularmente importantes porque eles tem uma profunda influência em todos os processos de transporte bifásicos (JULIA et al., 2011).

Padrões de fluxo e sua transição são importantes no estudo de fluxo multifásico, por causa da complexidade da distribuição das fases. É muito difícil a descrição e classificação de forma precisa dos padrões de fluxo em escoamentos multifásicos. Esses padrões influenciam não somente nas características do fluxo bifásico gás-líquido, como também na precisão das medidas dos parâmetros de escoamento multifásico (HU et al., 2006).

Ainda de acordo com Hu et al. (2006, p.1), muitas pesquisa identificaram os padrões de fluxo a olho nu durante as últimas décadas, mas a observação visual só é adequada para escoamentos à baixa velocidade. É muito difícil de distinguir os padrões em escoamentos de

alta velocidade. Vários métodos de identificação tem sido postos em prática para fazer esta distinção, incluindo fotografia de alta velocidade (*high-speed photography*), atenuação radioativa, sonda de condutância, sonda ótica, dentre outras.

Muitos parâmetros de design para sistemas bifásicos como queda de pressão, transferência de calor e massa, estabilidade do sistema e segurança são fortemente dependentes dos padrões de fluxo. Conseqüentemente, a predição dos padrões de fluxo é um dos mais fundamentais e importantes problemas associados com o fluxo bifásico (CHEN e BRILL, 1997).

Muitos regimes de escoamento tem sido propostos para delinear os padrões de escoamento ascendente concorrente de gás - líquido e transporte ascendente de gás-sólido. Os principais regimes de escoamento ascendente de gás-líquido incluem os padrões bolha, pistonado, agitante, e anular (BI e GRACE, 1995).

3.3.1 Padrão Bolha (*Bubble Flow*)

Segundo Avelar (2008, p.10), este padrão ocorre quando bolhas discretas de gás estão distribuídas de forma aproximadamente uniforme em uma fase líquida contínua. De acordo com Bi e Grace (1995, p. 2), este padrão pode ser subdividido nos padrões de Bolhas Dispersas (*Dispersed Bubble Flow*) e Bolhas Coalescentes (*Coalescing Bubble Flow*).

A transição entre estes padrões ocorrem da seguinte maneira: quando gás é introduzido em um líquido, as bolhas são geradas. O tamanho das bolhas separando da bolha geradora depende do diâmetro do furo bem como das propriedades do gás e do líquido e da taxa de fluxo do gás. Se as bolhas formadas são muito pequenas (ex. vários milímetros) e separadas por uma distância suficiente, elas sobem verticalmente com interação entre elas. As bolhas então não coalescem para formar grandes bolhas durante a ascensão. Isto é geralmente considerado como escoamento de bolhas dispersas. Quando a velocidade superficial do gás é aumentada, tanto a frequência quanto o diâmetro das bolhas aumentam. As bolhas com distâncias de separação menores tendem a coalescer para formar as maiores durante sua ascensão. Como resultado, as bolhas começam a desviar-se de seu trajeto vertical e migrar em direção o eixo da coluna (BI e GRACE, 1995).

A transição para o próximo padrão de fluxo (pistonado) está relacionada com o crescimento das bolhas de gás. A transição pode ocorrer quando as bolhas de gás crescem para ter diâmetro comparável ao diâmetro da coluna. Em uma coluna de gás-líquido

borbulhante, a velocidade de ascensão da bolha, U_b , está relacionada com a velocidade do gás superficial, U_g , pela Equação (5),

$$U_b = U_g/E \quad (5)$$

onde E é a fração de volume da bolha. Para definir a transição, a maioria dos investigadores tem procurado uma expressão para o aumento da velocidade de ascensão de bolha e a fração de volume da bolha no ponto de transição. Para alguns autores, a transição ocorre quando E alcança valores entre 0,20 e 0,34 (BI e GRACE, 1995).

3.3.2 Padrão Pistonado (*Slug Flow*)

De acordo com Avelar (2008, p.10), neste padrão a maior parte do gás está em bolhas grandes denominadas “Bolhas de Taylor”, com diâmetros aproximadamente iguais ao diâmetro do tubo por onde passa o fluxo. Essas bolhas ascendem uniformemente e são separadas por tampões de líquido contínuo que contem pequenas bolhas de gás. O filme líquido escoar para baixo entre a parede do tubo e as bolhas de Taylor.

Com o aumento na taxa de gás, a razão entre os comprimentos das bolhas de Taylor e do tampão de líquido decresce e os tampões de líquido tornam-se mais aerados. Quando uma taxa crítica do fluxo de gás é alcançada, ocorre a transição do padrão pistonado para o padrão agitante (CHEN e BRILL, 1997).

3.3.3 Padrão Agitante (*Churn Flow*)

No padrão agitante, as bolhas de Taylor que apareciam no padrão pistonado são distorcidas. A continuidade da fase líquida no tampão entre sucessivas bolhas de Taylor é frequentemente destruídas pela fase gasosa, e conforme isto ocorre os tampões de líquido caem. O líquido que caiu acumula-se, forma uma ponte, e novamente é levantado pelo gás. (CHEN e BRILL, 1997).

O padrão agitante é um importante regime de fluxo intermediário entre os regimes pistonado e anular. Um aspecto deste regime é a ocorrência de ondas muito grandes ascendendo sobre um substrato filme líquido que pode descer intermitentemente. Estas ondas são frequentemente formadas próximo à entrada de líquido onde seu comportamento geralmente é difícil de observar. (BARBOSA JR. et al., 2001).

O padrão agitante também pode ser chamado de fluxo turbulento-agitante (*Churn-turbulent Flow*), fluxo em espuma (*Froth Flow*) ou fluxo intermitente (*Intermittent Flow*). Ele é caracterizado por um padrão de fluxo caótico e pelo desaparecimento dos tampões de líquido ou gás bem definidos. Muitos mecanismos têm sido propostos para modelar esta transição (BI e GRACE, 1995).

A mudança do regime pistonado para o regime agitante acontece gradualmente ao longo de um intervalo da taxa de fluxo do gás. O padrão de fluxo transicional pode ser visto como uma mistura dos dois regimes, tendo tampões estáveis, com tampões menos estáveis e tampões em colapso de contornos menos bem definidos e menos frações de vazios (WATSON e HEWITT, 1999).

Os padrões pistonado e agitante ocorrem em uma ampla faixa de taxas de fluxos de gás e líquido e são frequentemente encontrados em uma variedade de importantes processos industriais (CHEN e BRILL, 1997).

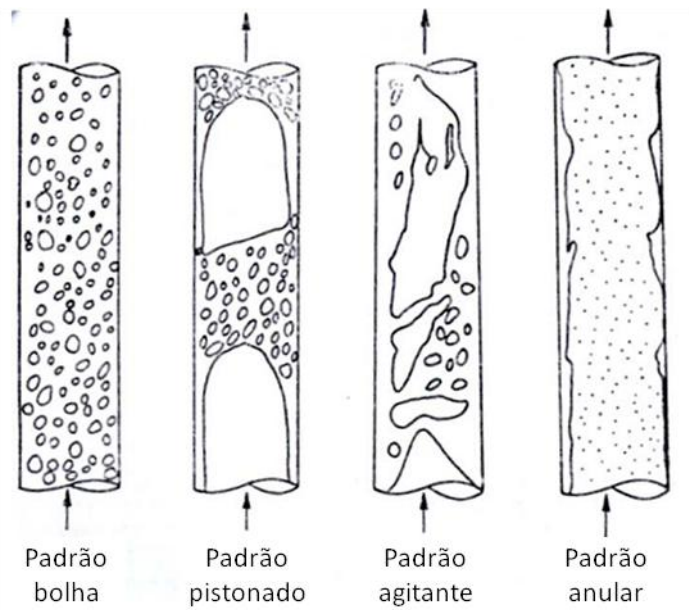
Alguns autores não consideram o padrão agitante como um regime de escoamento distinto, em vez disso tratam toda a região entre os regimes anular e bolha como o regime de pistonado (BI e GRACE, 1995).

3.3.4 Padrão Anular (*Annular Flow*)

Nos regimes bolha, pistonado e agitante, o líquido é estacionário ou é introduzido da base e transborda do topo porque a velocidade do gás não é alta o suficiente para arrastar o líquido. Quando o regime de anular é alcançado, um filme líquido sobe ao longo da parede da coluna de modo que haja um escoamento gás-líquido concorrente ascendente. Em uma operação típica o líquido é introduzido na seção intermediária de uma longa coluna vertical e é coletado na base e o topo da coluna, enquanto o gás é introduzido somente na base. A uma baixa velocidade do gás e uma pequena taxa de alimentação de líquido, o líquido flui livremente como um filme no anular em direção a parte inferior, enquanto o gás desloca-se em fluxo ascendente no núcleo da coluna em escoamento contracorrente estável. Aumentando a velocidade do gás, uma condição crítica é encontrada quando o fluxo contracorrente torna-se instável por causa da quebra do filme líquido devido ao crescimento das ondas da superfície (BI e GRACE, 1995).

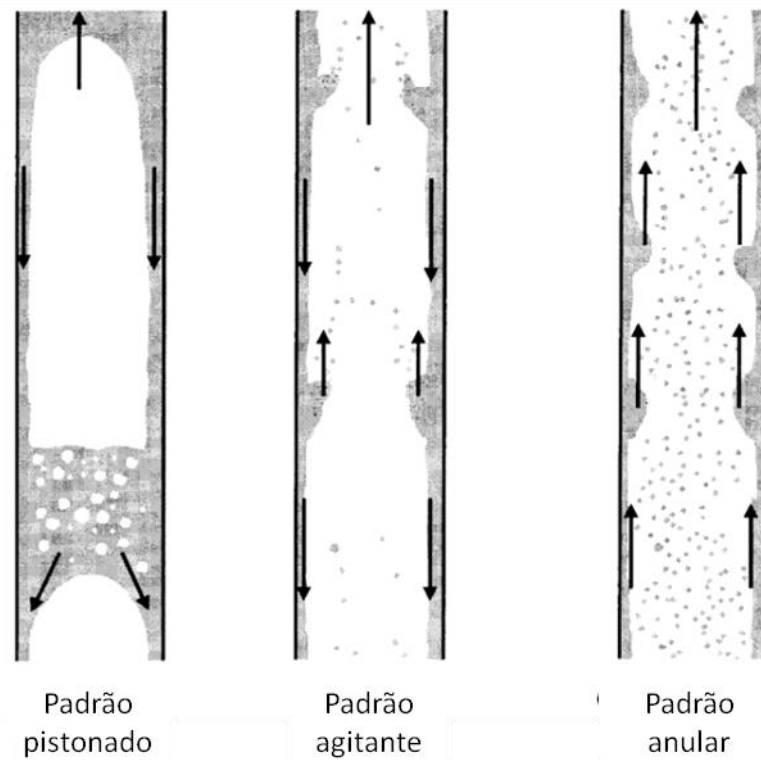
A Figura 3.12 mostra os quatro padrões de escoamento vertical em tubos mais comuns, enquanto que a Figura 3.13, mostra as direções do gás e do líquido para os três últimos tipos de escoamento.

Figura 3.12 – Padrões de escoamentos verticais em tubos



Fonte: AVELAR (2008)

Figura 3.13 – Direções de fluxos gás-líquido em escoamento vertical para os padrões pistonado, agitante e anular.



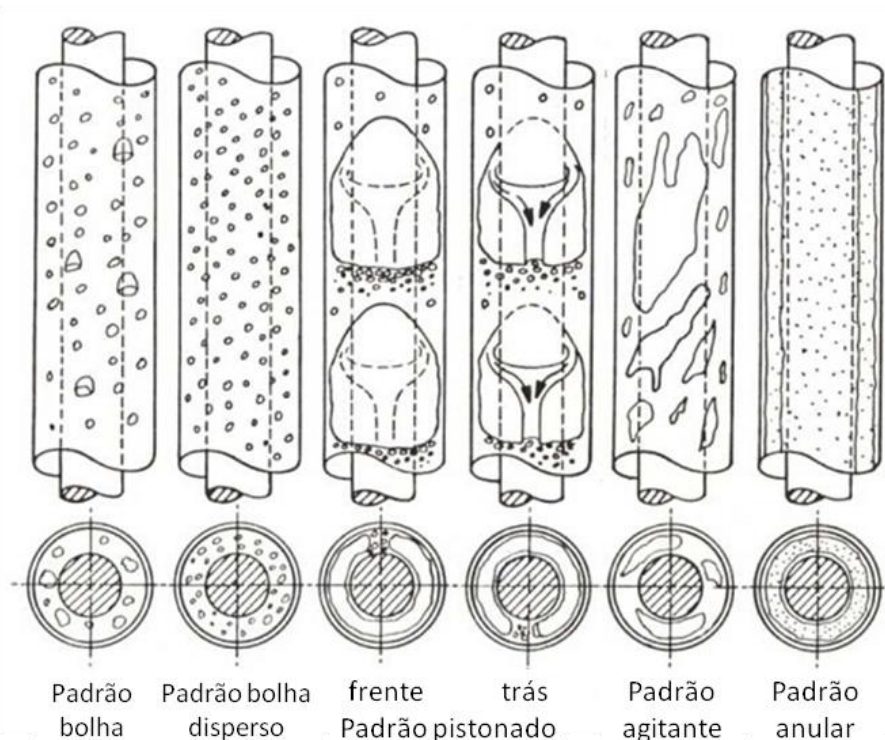
Fonte: WATSON e HEWITT (1999)

Para Bi e Grace (1995, p.10), a queda da pressão medida abaixo do nível de alimentação líquida aumenta dramaticamente com um aumento na velocidade superficial do gás além do ponto crítico devido a um aumento abrupto no *holdup* de líquido. Este ponto crítico é chamado de ponto de "flooding", e ele marca o término do fluxo contracorrente estável do líquido.

O regime anular a altas taxas de fluxo tem sido considerado como anular delgado (*wispy-annular flow*), semi-anular (*Semi-Annular Flow*), ondular (*Rippled flow*) e ondulado (*Wave Entrainment, Wavy Flow*) devido à aparência de ondas rolando (BI e GRACE, 1995).

A Figura 3.14, por sua vez, mostra os padrões de fluxo vertical para anulares concêntricos.

Figura 3.14 – Padrões de fluxo em escoamentos verticais ascendentes através de anulares concêntricos.



Fonte: AVELAR (2008)

3.4 Modelos de turbulência

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

Em princípio, as equações de Navier-Stokes descrevem fluxos tanto laminar quanto turbulento, sem a necessidade de informações adicionais. No entanto, o fluxo turbulento em números de Reynold 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 de volumes finitos 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.

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).

No presente trabalho serão utilizados os três modelos de turbulência de viscosidade turbilhonante de duas equações detalhados a seguir. Todos os modelos são incorporados no software utilizado, bastando apenas sua habilitação na interface do programa.

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

Uma proposta sugere que a turbulência consiste em pequenos turbilhões que se formam continuamente e se dissipam, e em que as tensões de Reynolds são assumidos como sendo proporcionais aos gradientes de velocidade média. Isto define um "modelo de viscosidade turbilhonante".

3.4.1.1. Modelos de turbulência de duas equações

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 equação') .

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.

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).

3.4.1.1.1. O modelo $k-\varepsilon$ no Ansys[®] CFX

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 ε 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 por,

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho U_j) = 0 \quad (6)$$

E a equação de momento se torna,

$$\frac{\partial (\rho U_i)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho U_i U_j) = \frac{\partial p'}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu_{eff} \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) \right] + S_M \quad (7)$$

onde, S_M é a soma das forças dos corpos, μ_{eff} é viscosidade efetiva contada para a turbulência, e p' é a pressão modificada, definida como,

$$p' = p + \frac{2}{3} p \cdot k + \frac{2}{3} \mu_{eff} \frac{\partial U_k}{\partial x_k} \quad (8)$$

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

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t \quad (9)$$

onde μ_t é a viscosidade turbulenta.

O modelo k - ε assume que a viscosidade turbulenta está ligada à energia cinética turbulenta e à dissipação através da relação,

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (10)$$

onde C_μ é uma constante.

Os valores de k e ε vem diretamente das equações de transportes diferenciais para a energia cinética turbulenta e taxa de dissipação turbulenta.

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j k) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k - \rho \varepsilon + P_{kb} \quad (11)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \varepsilon) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1} P_k - C_{\varepsilon 2} \rho \varepsilon + C_{\varepsilon 1} P_{\varepsilon b}) \quad (12)$$

onde, $C_{\varepsilon 1}$, $C_{\varepsilon 2}$, σ_k e σ_ε são constantes. P_{kb} e $P_{\varepsilon b}$ representam a influência das forças de empuxo. P_k é produção de turbulência devido às forças viscosas (ANSYS, 2010).

3.4.1.1.2. O modelo RNG k - ε no Ansys® CFX

O modelo RNG k - ε é baseado na análise de grupo da renormalização das equações de Navier-Stokes. As equações de transporte para geração e dissipação da turbulência são as mesmas do modelo k - ε padrão, mas as constantes do modelos são diferentes, e as constantes $C_{\varepsilon 1}$ é substituída pela função $C_{\varepsilon 1 \text{ RNG}}$.

A equação de transporte para dissipação turbulenta se torna,

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho U_j \varepsilon) \\ = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_{\varepsilon \text{ RNG}}} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \frac{\varepsilon}{k} (C_{\varepsilon 1 \text{ RNG}} P_k - C_{\varepsilon 2 \text{ RNG}} \rho \varepsilon + C_{\varepsilon 1 \text{ RNG}} P_{\varepsilon b}) \end{aligned} \quad (13)$$

onde,

$$C_{\varepsilon 1 RNG} = 1,42 - f_{\eta} \quad (14)$$

e,

$$f_{\eta} = \frac{\eta \left(1 - \frac{\eta}{4,38}\right)}{(1 + \beta_{RNG} \eta^3)} \quad (15)$$

onde,

$$\eta = \sqrt{\frac{P_k}{\rho C_{\mu RNG} \epsilon}} \quad (16)$$

3.4.1.1.3. 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.

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:

$$v_t = \frac{a_1 k}{\max(a_1 \omega, SF_2)} \quad (17)$$

onde,

$$v_t = \mu_t / \rho \quad (18)$$

Na equação 17, S é uma medida invariante da taxa de deformação, e F_2 é um função de mistura que restringe o limitador para a camada limite da parede, e é dada por:

$$F_2 = \tanh(\arg_2^2) \quad (19)$$

sendo,

$$\arg_2 = \max\left(\frac{2\sqrt{k}}{\beta'\omega y}, \frac{500v}{y^2\omega}\right) \quad (20)$$

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 do fluxo (ANSYS, 2010).

3.5 Simuladores de kick

Muitos simuladores de *kicks* têm sido desenvolvidos nas últimas décadas, no intuito de prever e evitar esse 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.

Os simuladores podem contribuir na tomada de decisões do engenheiro responsável pela perfuração, no treinamento e aperfeiçoamento de pessoal, bem como, numa melhor compreensão e interpretação do que está ocorrendo nas observações de campo.

A evolução de tais 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.

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 (AVELAR et al., 2009).

De acordo com Nunes (2002, p.43), os simuladores atuais 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. Ele reuniu os principais modelos de *kick*, suas principais características. Esses modelos são apresentados no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 - Principais características dos modelos de *kicks*.

Modelo	Le Blanc e Lewis (1968)	Records (1972)	Hoberock e Stanbery (1981)	Santos (1982)	Nickens (1985)	Podio e Yang (1987)	Negrão (1989)	Santos (1991)	Ohara (1995)
Poço inclinado e horizontal								X	
Perda de carga na região bifásica		X	Beggs Brill	Orkizewski	Beggs Brill	Beggs Brill	Beggs Brill	Beggs Brill	Beggs Brill
Velocidade de deslizamento			X	X	X	X	X	X	X
Acoplamento com o reservatório					X	X		X	X
Geometria do poço	Constante	Constante	Constante	Constante	Variável	Variável	Variável	Constante	Variável
Método de circulação	Sondador	Sondador	Sondador	Sondador	Sondador Engenheiro	Sondador Engenheiro	Sondador	Sondador	Sondador
Reologia do fluido de perfuração	Newtoniano	Bingham	Bingham	Potência	Bingham	Potência	Bingham	Potência	Bingham
Modelo da região bifásica	Bolha única	Bolha única	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas	Distribuição de bolhas

Fonte: NUNES (2002)

Nunes (2002) 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.

Avelar (2008) implementou um simulador de *kicks* baseado em um modelo matemático 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 *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 simulador é calcular as 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 abrange 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 com base dois poços verticais sendo um terrestre e outro marítimo, levando-se em conta o acoplamento com o reservatório, e os resultados do simulador foram comparados com outros simuladores 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 foi considerada a velocidade de escorregamento e o fator de fricção do escoamento bifásico. O autor 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 resumidos como apresentado no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 - Principais características dos modelos de *kicks*

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	Sondado e Engenheiro	
Reologia do fluido de perfuração	Bingham e Potência	Newtoniano, Bingham e Potência	
Modelo da região bifásica		Distribuição de Bolhas	X

Fonte: Autor

3.6 Fluidodinâmica Computacional

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 obtidos rapidamente (ANDERSON, 1995).

3.6.1 O software ANSYS CFX[®]

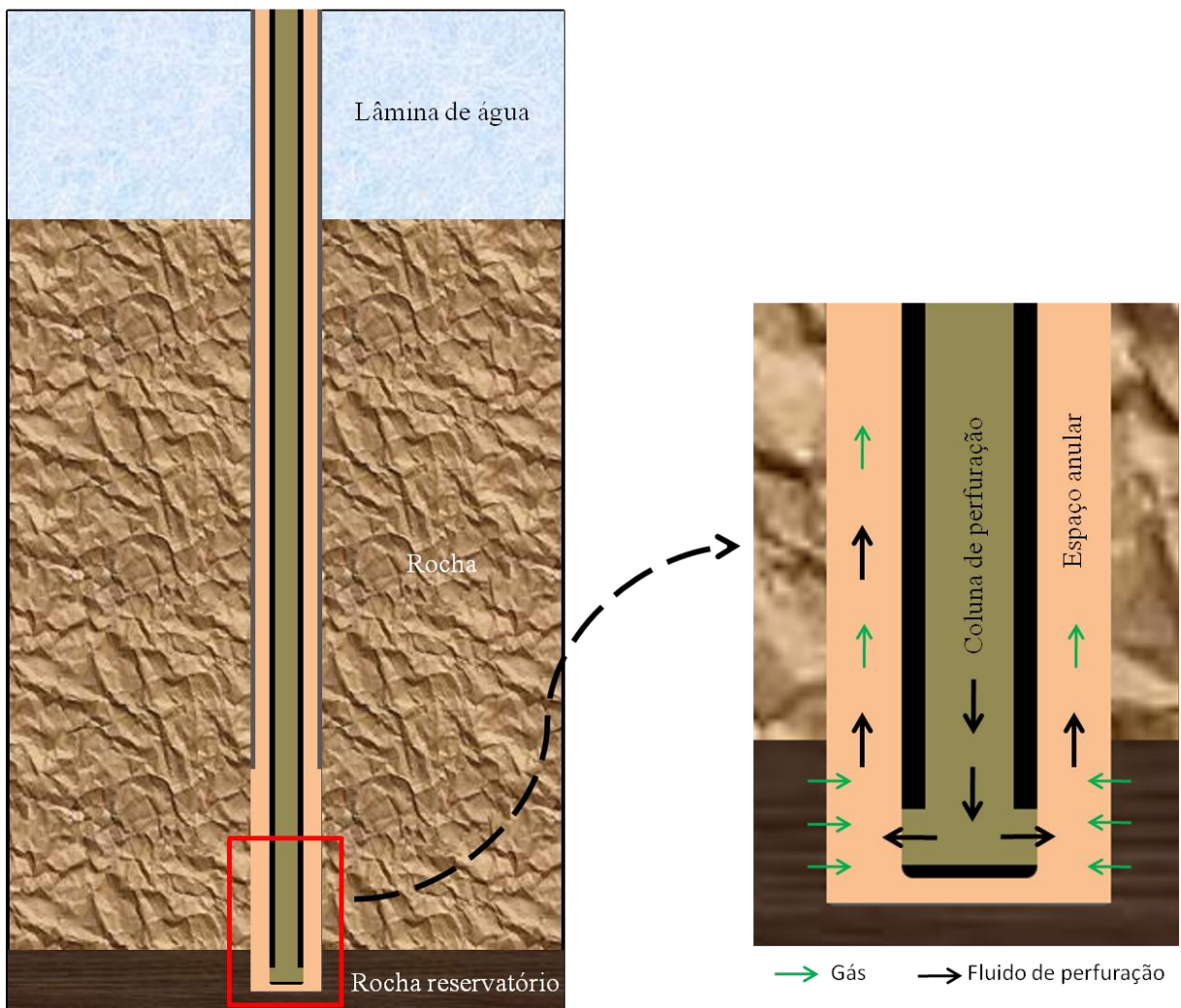
O CFX é um código baseado na modelagem CFD que permite a simulação de sistemas que envolvam escoamentos de fluidos, transferência de calor e outros processos físicos relacionados. Ele é dividido em três partes: CFX Pre que é o ambiente no qual é implementado o problema e definido as condições de simulação. A segunda parte é CFX Solver responsável pela resolução do problema através de processo iterativo utilizando o método numérico dos volumes finitos. A última parte é o CFX Post, ambiente onde é possível analisar os resultados obtidos na simulação através de gráficos, figuras ou animações.

4 METODOLOGIA

4.1 Descrição do problema físico

O problema físico objeto deste trabalho consiste no estudo do kick durante a perfuração do poço de petróleo. A Figura 4.1 mostra o esquema de um poço de petróleo que está sendo perfurado. Para a simulação do kick, a entrada do gás ocorre na extremidade do trecho final não revestido de um poço de petróleo (trecho perfurado na rocha reservatório, Figura 4.1). O fluido (flechas pretas, Figura 4.1) juntamente com o gás (flechas verdes, Figura 4.1) escoam na região anular em fluxo bifásico ascendente. O estudo será realizado analisando-se perfis transientes do escoamento bifásico.

Figura 4.1 – Representação do poço e detalhe do trecho final.



Fonte: Autor

4.2 Descrição do domínio de estudo

Considerando que o poço estudado encontra-se no meio do reservatório, pode-se assumir que o gás presente esteja igualmente distribuído na entrada do poço perfurado. Desta forma, considerando a simetria do poço, pode-se tomar apenas uma fatia do tubo e afirmar de forma aproximada que o que acontece nessa fatia representa todo a região.

Então, visando à simplificação do domínio a ser estudado e principalmente à diminuição do esforço computacional necessário, optou-se por modelar apenas uma fatia de 45° do tubo representativo, assumindo-se, pela simetria, que o resultado obtido nesta região pode ser extrapolado para toda a área. Esta fatia está representada na Figura 4.2 A e B.

Sabe-se também, que um poço de petróleo, principalmente na região do Pré-Sal 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 o esforço computacional demandado. Testes foram realizados para poder definir o comprimento que representaria o comprimento do trecho da tubulação desejada. Desta forma, após alguns testes, concluiu-se que um domínio com cerca de 20 metros de comprimento seria satisfatório para representar o que ocorreria no fundo do poço no momento do fenômeno estudado.

4.3 Construção da geometria

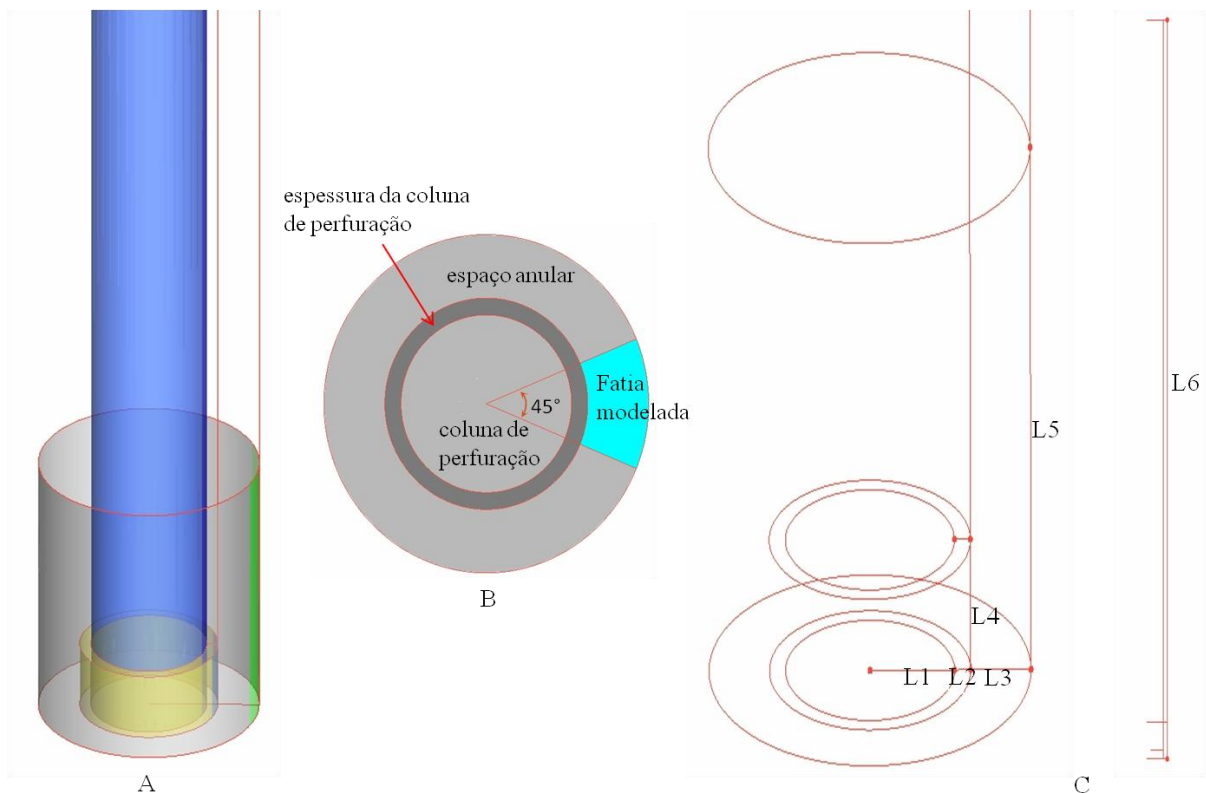
Após serem feitas as considerações acima, foi desenhada a geometria, mostrada na Figura 4.2, com a utilização o software Ansys® ICEM CFD 13.0. As dimensões da geometria estão apresentadas na Tabela 4.1 e na Figura 4.2 C.

Tabela 4.1 - Características da geometria desenvolvida.

Dimensão	Valor (in)	Valor (cm)	Descrição
$L1 = d_i / 2$	2,1	5,334	Raio interno da coluna de perfuração
L2	0,4	1,016	Espessura da coluna de perfuração
L3	1,5	3,81	Largura do anular
L4	2,5	6,35	Altura da entrada de fluido de perfuração
L5 = H_{res}	10	25,4	Altura da entrada de gás
L6	800	2032	Altura total do domínio avaliado

Fonte: AVELAR (2008); Autor

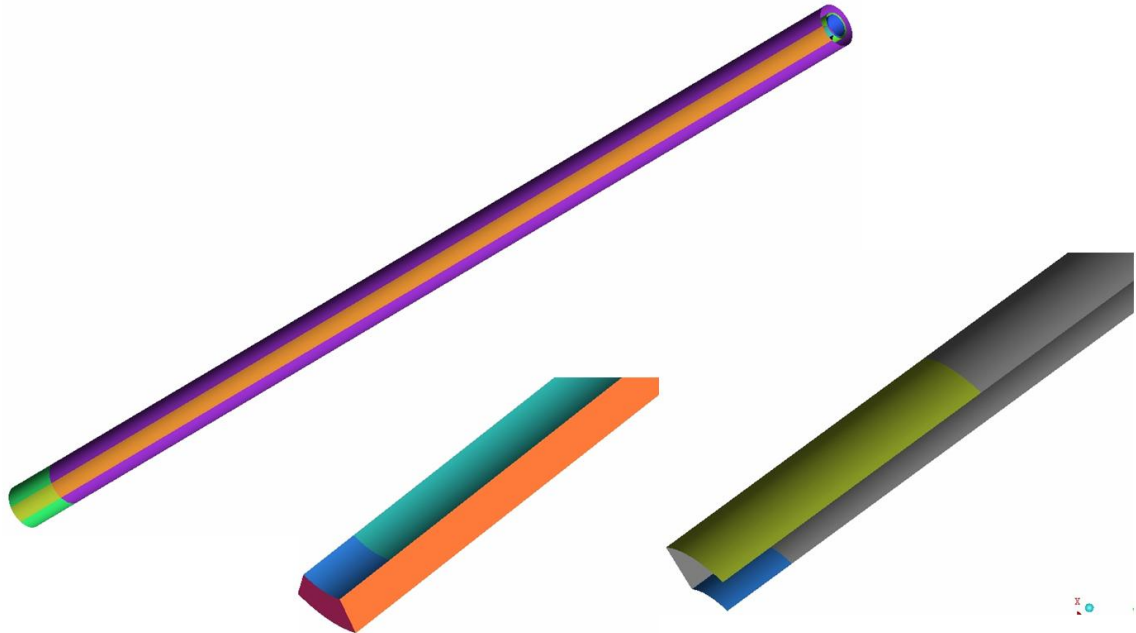
Figura 4.2 – Dimensões da geometria desenvolvida no software: (A) Representação em três dimensões; (B) Detalhe da fatia modelada; (C) Dimensões.



Fonte: Autor

A Figura 4.3 mostra outros detalhes da geometria desenvolvida no *software*, com destaque para a fatia que representa o domínio avaliado.

Figura 4.3 – A geometria desenvolvida.



Fonte: Autor

4.4 Desenvolvimento da malha

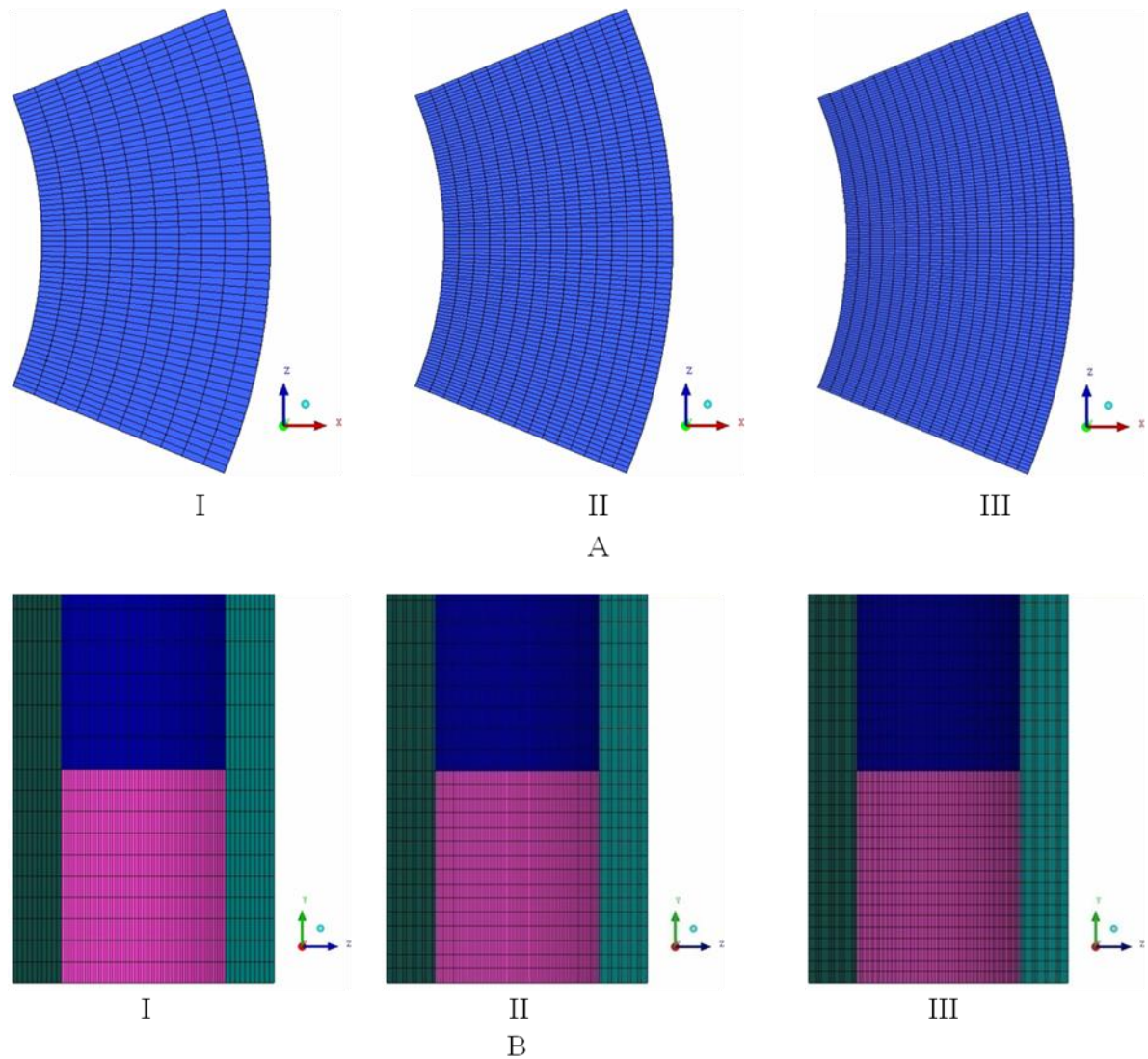
Foram construídas malhas estruturadas com três níveis de refinamento, predominantemente formadas por elementos hexaédricos. Os dados referentes às malhas em questão, estão apresentados na Tabela 4.2. A Figura 4.4 mostra detalhes do *grid* das malhas.

Tabela 4.2 - Especificações das malhas desenvolvidas.

	Malha I	Malha II	Malha III
Total de elementos	75 736	237 476	467 380
Total de elementos Hexaédricos	60 000	202 500	411 540
Total de nós	67 771	219 856	439 300

Fonte: Autor

Figura 4.4 – Detalhes do refinamento da malhas I, II e III: (A) vista de topo e (B) vista frontal.



Fonte: Autor

4.5 Fluidos de perfuração utilizados

Neste trabalho foram utilizados um total de dez fluidos de perfuração, todos eles fluidos não-Newtonianos, sendo cinco fluidos de Potência (todos pseudoplásticos) e os outros cinco fluidos de Bingham. Os parâmetros da cada fluido estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.

Parâmetros	Potência		Bingham	
	K (Pa.s ⁿ)	n	τ_L (Pa)	μ_p (Pa.s)
Fluidos 1	2,4	0,376	5,966	0,012
Fluidos 2	0,855	0,549	3,527	0,019
Fluidos 3	0,42	0,634	2,612	0,017
Fluidos 4	1,154	0,543	3,561	0,029
Fluidos 5	2,096	0,468	5,773	0,028

Fonte: WALDMANN (2012)

4.6 Gás utilizado

O gás natural encontrado durante as perfurações podem apresentar valores superiores a 90% de metano em sua composição (LEE et al, 1966). Dessa forma, no presente trabalho, foi admitido que a composição do gás natural invasor é constituída em sua grande maioria por metano, de forma a simplificar a modelagem. As principais propriedades deste gás estão apresentadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Propriedades do gás metano.

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

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

4.7 Considerações da modelagem

Objetivando a simplificação e a viabilidade da modelagem, foram feitas as considerações a seguir, no que diz respeito às propriedades dos fluidos envolvidos:

- ✓ Todos os fluidos de perfuração 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.

4.8 Condições iniciais

A condição inicial 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 do poço é calculada pela Equação 21,

$$v_{le} = \frac{\dot{Q}_l}{\pi d_i^2 / 4} \quad (21)$$

onde, \dot{Q}_l é a vazão de fluido de perfuração injetada no poço; e d_i^2 é o diâmetro da coluna de perfuração.

A pressão no ponto onde ocorrerá a entrada do fluido de perfuração na região da malha será dada pela equação 22.

$$p_{formação} = SIDPP + \rho_l g D_p \quad (22)$$

onde, $SIDPP$ é a pressão estabilizada de fechamento da coluna de perfuração; ρ_l é a densidade do fluido de perfuração; g é a aceleração da gravidade; e D_p representa a profundidade do poço até aquele ponto.

Após um determinado período, uma formação com pressão acima daquela exercida pelo fluido de perfuração é atingida e o gás começa a entrar no poço. A pressão desta formação porosa foi estimada como sendo 10% maior do que aquela exercida pelo fluido de perfuração no mesmo ponto que foi também calculada pela equação 22.

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 22. 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 23 (ROSA et al., 2006).

$$\dot{Q}_g = \frac{2\pi K_{res} H_{res} (p_{forma\ ç\tilde{a}o} - p_{fundo})}{\mu_g \ln\left(\frac{d_{res}}{d_e}\right)} \quad (23)$$

Portanto, a velocidade de entrada do gás no poço é calculada pela equação 24.

$$v_{ge} = \frac{2\pi K_{res} H_{res} (p_{forma\ ç\tilde{a}o} - p_{fundo})}{\mu_g \ln\left(\frac{d_{res}}{d_e}\right)} \frac{1}{\pi d_e H_{res}} \quad (24)$$

onde, K_{res} e H_{res} são a permeabilidade e a altura do reservatório, respectivamente, $(p_{forma\ ç\tilde{a}o} - p_{fundo})$ é o diferencial de pressão no fundo do poço; μ_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 da malha através da qual entra o gás.

A densidade do gás foi calculada através da equação 25.

$$\rho_g = \frac{(p_{fundo} + p_{atm})M}{Z' R T} \quad (25)$$

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 do gás (μ_g), dada em micropoise, foi calculada pela equação 26, desenvolvida por LEE et al. (1966).

$$\mu_g = K' \exp[X' \rho_g^{Y'}] \quad (26)$$

Onde:

$$K' = \frac{(7,77 + 0,063 M)T^{1,5}}{122,4 + 12,9 M + T} \quad (27)$$

$$X' = 2,57 + \frac{1914,5}{T} + 0,0095 M \quad (28)$$

$$Y' = 1,11 - 0,04 X' \quad (29)$$

Onde, ρ_g é a densidade do gás, dada em g/c^3 ; T é a temperatura no local, dada em °R e M é a massa molecular do gás, dada em g/mol .

As demais características do poço, parâmetros e condições iniciais que foram utilizadas nas simulações estão resumidas na tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Parâmetros utilizados nas simulações.

Parâmetro	Valor (Unid. SI)
Profundidade total do poço	3 600 m
Espessura da lâmina d'água	1 000 m
Altura do trecho do poço representado	20,32 m
Diâmetro do poço	0,2032 m
Diâmetro externo da coluna de perfuração	0,1219 m
Espessura da coluna de perfuração	0,01016 m
SIDPP	3,1026 10^6 Pa
Densidade do fluido de perfuração	1 199 Kg/m^3
Temperatura na superfície	300 K
Pressão na superfície	101 325 Pa
Gradiente geotérmico	0,025 K/m
Permeabilidade do reservatório	9,8692 10^{-13} m^2
Altura do reservatório	0,254 m
Diâmetro do reservatório	1 000 m
Aceleração da gravidade	9,8066 m/s^2
Pressão no fundo do poço	4,9977 10^7 Pa
Temperatura no fundo do poço	365 K
Velocidade do fluido de perfuração na entrada	3,9831 m/s
Velocidade do gás na entrada	0,1838 m/s

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

4.9 Casos avaliados

Para o presente trabalho, serão avaliados os seguintes casos:

- ✓ Influência do refinamento da malha;
- ✓ Influência dos parâmetros reológicos do fluido de perfuração;
- ✓ Influência do tipo de fluido de perfuração;
- ✓ Influência do modelo de turbulência empregado;
- ✓ Influência da velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado.

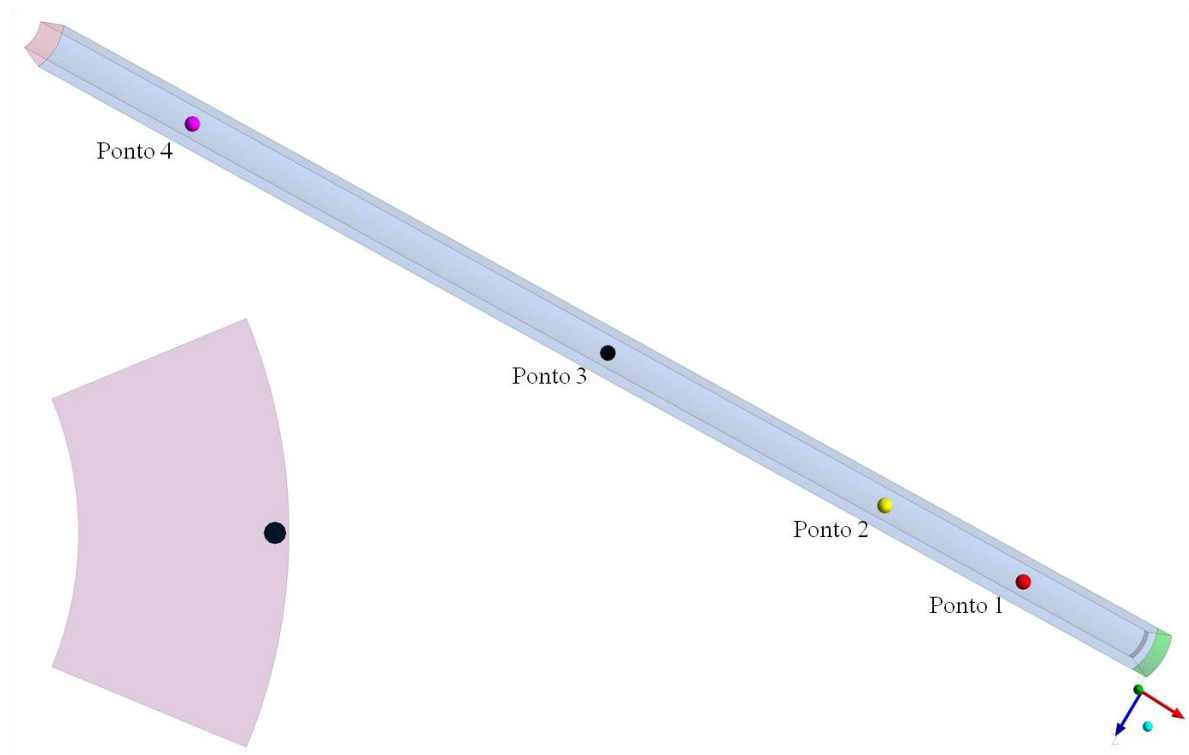
4.10 Obtenção de dados

Para obter os dados necessários para analisar os resultados das diversas simulações executadas, foram criados quatro pontos para aquisição de dados. A localização desses pontos estão apresentadas na Tabela 4.8. Esses pontos servem como base para a captura de dados para todas as análises realizadas.

Tabela 4.6 – Pontos para aquisição de dados.

Ponto/coordenadas	X (cm)	Y (cm)	Z (cm)
Ponto 1	9,906	254	0
Ponto 2	9,906	508	0
Ponto 3	9,906	1 016	0
Ponto 4	9,906	1 778	0

A localização dos pontos de aquisição de dados estão mostradas na Figura 4.5.

Figura 4.5 – Localização dos pontos para aquisição de dados.

4.11 Teste das malhas

Para realizar o teste de influência do refinamento de malha e determinar qual malha seria mais apropriada, de forma a minimizar o esforço computacional e, ainda assim, obter dados mais precisos possíveis, foram conduzidas duas baterias de testes para assegurar a independência de malha. Neste teste foram utilizadas as três malhas apresentadas na Tabela 4.2 para a realização de seis simulações. As especificidades de cada teste estão registradas na Tabela 4.6. De acordo com a Tabela 4.2, o grau de refinamento aumenta da malha I para a malha III.

Tabela 4.7 - Especificações dos testes.

1ª Bateria de testes			2ª Bateria de testes			
	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4	Teste 5	Teste 6
Malha	I	II	III	I	II	III
Reologia do Fluido	Potência	Potência	Potência	Bingham	Bingham	Bingham
Modelo de Turbulência	$k-\varepsilon$	$k-\varepsilon$	$k-\varepsilon$	SST	SST	SST

Fonte: Autor

As características e parâmetros dos fluidos utilizados nos testes estão apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.8 – Parâmetros reológicos dos fluidos avaliados.

Parâmetros	Potência		Bingham	
	K (Pa.s ⁿ)	n	T _L (Pa)	μ _p (Pa.s)
	2,4	0,376	5,966	0,012
Densidade (kg/m³)	1199 (10 lb/gal)		1199 (10 lb/gal)	
Taxa de deformação (s⁻¹)	Min	Máx	Min	Máx
	5	600	5	600

Fonte: Adaptada de WALDMANN (2012)

4.12 Equipamento utilizado

Para realização de todas as simulações foi utilizado um computador pessoal com um processador AMD[®] Athlon II com dois núcleos de 3,00 GHz, 4,00 GB de memória RAM e placa de vídeo Nvidia GeForce[®] de 512 MB. Em todas as simulações ambos os núcleos foram habilitados.

4.13 Parâmetros da modelagem

Em todas as simulações foram definidos os parâmetros no software como apresentados na tabela 4.9. Foram utilizados três modelos de turbulência a saber: $k-\varepsilon$; RNG- $k-\varepsilon$; e SST. Todos os modelos estão incorporados no software.

Tabela 4.9 – Parâmetros utilizados nas simulações.

Parâmetro	Valor
Passos de tempo	0,1 ou 0,2 s
Critério de convergência	RMS
Residual	$1 \cdot 10^{-5}$
Deslizamento das paredes	Não
Rugosidade das paredes	Não
Coefficiente de tensão superficial	$7,199 \cdot 10^2$ N/m
Esquema de advecção	Alta resolução
Esquema transiente	Euler de segunda ordem
Tipo de interpolação da pressão	Trilinear
Tipo de interpolação da velocidade	Trilinear
Acoplamento da fração volumétrica	Sim

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão apresentados alguns resultados obtidos a partir das simulações realizadas com o modelo proposto.

5.1 Influência do refinamento da malha

Após a realização dos testes especificados na seção anterior, obteve-se os resultados a seguir. A Tabela 5.1 mostra os tempos de simulação para cada malha e intervalos de tempo (timesteps), e a pressão mínima alcançada em cada malha.

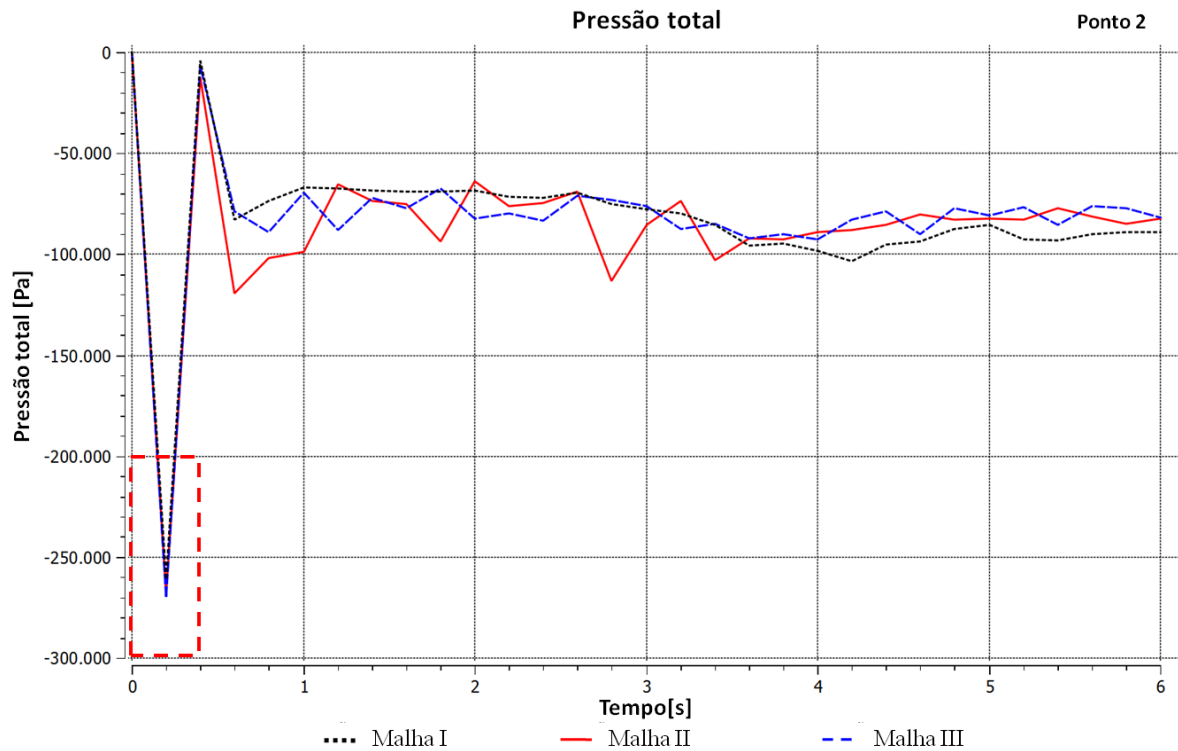
Tabela 5.1 – Comparação entre as malhas desenvolvidas.

Malha	Total de elementos	Tempo de Simulação (30 timesteps)	Tempo de Simulação (60 timesteps)	Número de Iterações (min-máx)	Pressão Mínima [kPa] (Ponto 1)
Malha I	75 736	0h55min	1h22min	2-10	-261
Malha II	237 476	2h45min	5h11min	2-10	-268
Malha III	467 380	5h01min	9h33min	2-10	-270

Para comparar os resultados das diversas malhas nas várias simulações executadas conforme os procedimentos apresentados anteriormente nas Tabelas 4.6 e 4.7, foram utilizados os pontos 2 e 4 apresentados na Tabela 4.8.

Os gráficos apresentados nas Figuras 5.1 à 5.4 mostram a variação da pressão total nos pontos 2 e 4 da Figura 4.5, respectivamente, com o decorrer do tempo para as três malhas analisadas.

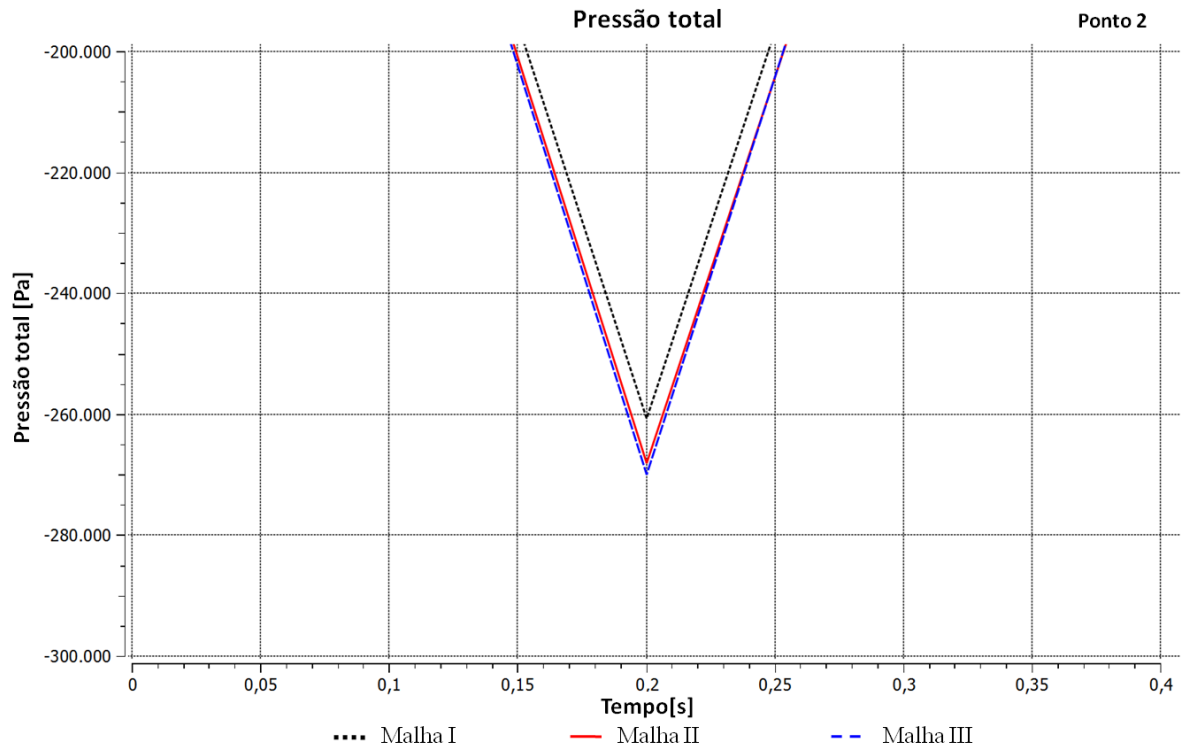
Figura 5.1 – Variação da pressão total no ponto 2.



De acordo com a Figura 5.1, quando o gás invade o poço, a pressão cai abruptamente e atinge seu menor valor no tempo de 0,2 s, em seguida, ela volta a subir para um nível próximo da pressão inicial de referência (0 Pa), e na sequência volta para um patamar intermediário onde busca a estabilização com o decorrer do tempo. Este comportamento é semelhante ao de um vazamento convencional em uma tubulação.

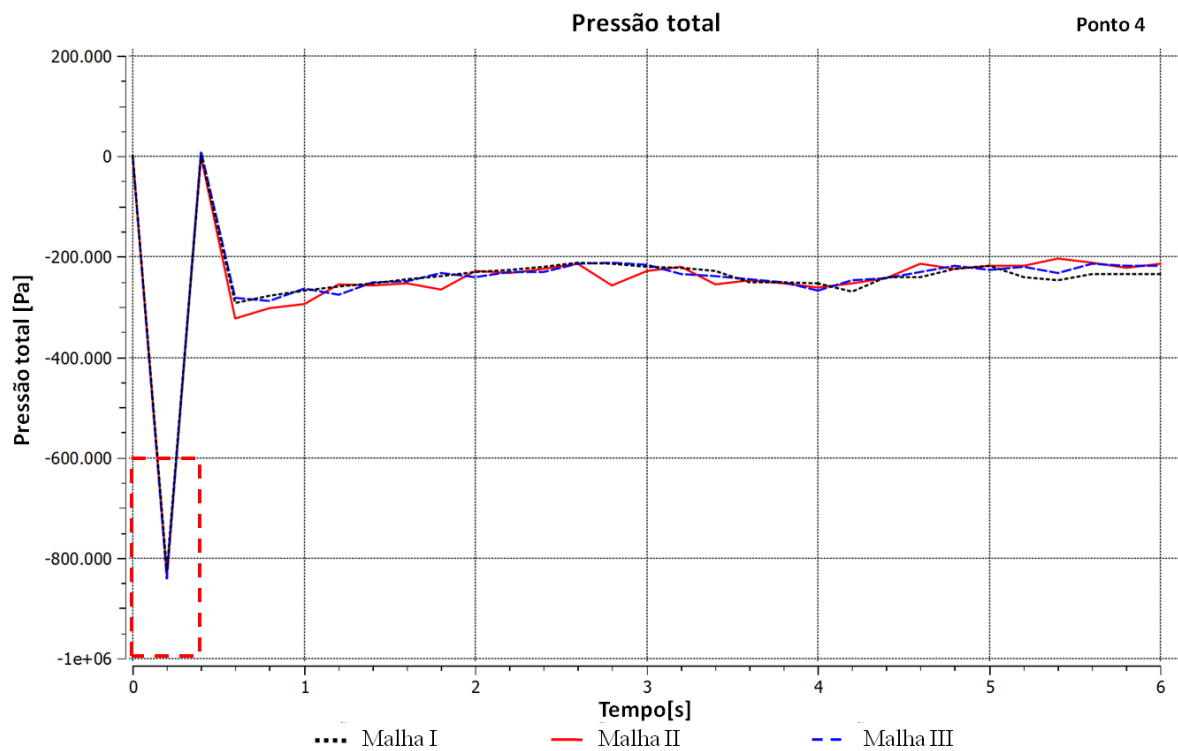
Ampliando a extremidade de mínima pressão (retângulo tracejado da Figura 5.1), pode-se notar que a diferença entre as duas malhas mais refinadas (malhas II e III) é muito pequena, da ordem de 0,7%, conforme explicitado na Tabela 5.1, de forma que o uso de qualquer uma destas malhas não produzirá diferença significativa no resultado no ponto analisado. A malha I, por sua vez, apresentou uma diferença um pouco maior, da ordem de 2,6% em relação à malha II e 3,4% em relação à malha III.

Figura 5.2 – Detalhe da variação da pressão total no ponto 2.



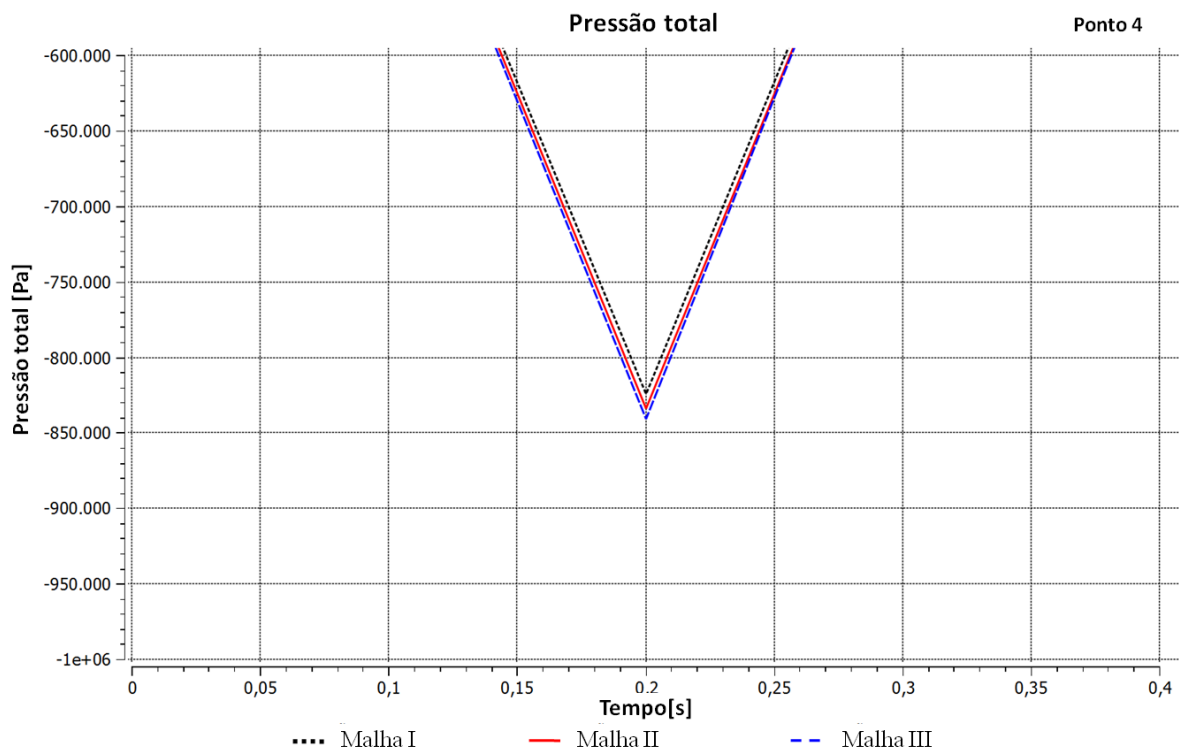
A Figura 5.3 mostra a variação da pressão total no ponto 4.

Figura 5.3 – Variação da pressão total no ponto 4.



Ampliando novamente a extremidade de mínima pressão (retângulo tracejado da Figura 5.3), pode-se notar que a diferença entre as malhas é também muito pequena. Sendo que as malhas I e II apresentaram diferenças de 2,0% e 0,8%, respectivamente, em relação à malha III. Portanto, mais uma vez, a malha III não produz diferença significativa no resultado no ponto analisado.

Figura 5.4 – Detalhe da variação da pressão total no ponto 4.



Os gráficos apresentados nas Figuras 5.5 e 5.6 mostram a variação da fração volumétrica do fluido de perfuração nos pontos 2 e 4, respectivamente, com o decorrer do tempo para as três malhas.

Observando, a região no momento em que a fração de fluido de perfuração atinge seu menor valor, pode-se notar que a diferença entre as duas malhas mais refinadas (malha II e III) é também muito pequena em ambos os pontos analisados.

De acordo com os gráficos das Figuras 5.5 e 5.6, o gás atinge o ponto 2 em cerca de 1,2 s, a partir do início da simulação, fazendo com que a fração volumétrica do fluido de perfuração atinja valores próximos de zero (com o uso das malhas II e III). Cerca de 2,4 s depois, o gás atinge o ponto 4, fazendo mais uma vez com que a fração do fluido de perfuração decresça a níveis mínimos.

Ainda de acordo com as Figuras 5.5 e 5.6, os resultados obtidos com o uso da malha I apresentaram resultados significativamente diferentes daqueles obtidos com o uso das malhas II e III, fazendo com que o seu uso fosse evitado nas simulações futuras.

Figura 5.5 – Variação da fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 2.

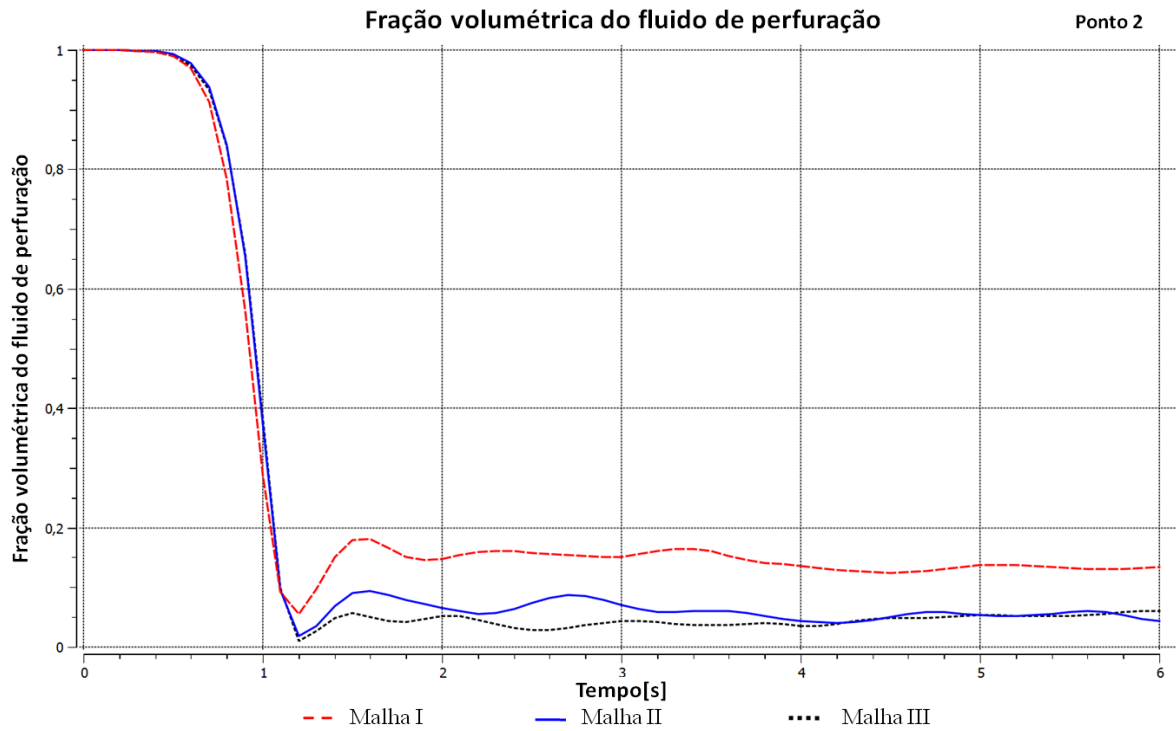
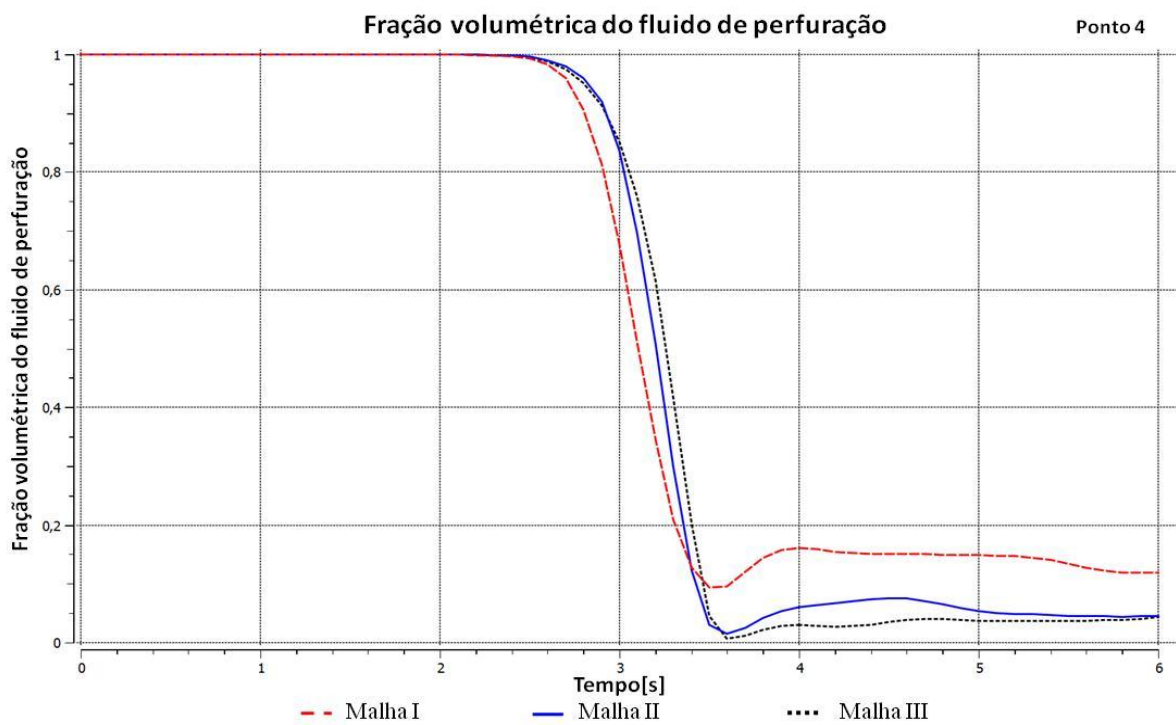


Figura 5.6 – variação da fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 4.



Como pôde ser observado nos testes realizados, o uso da malha III não oferece melhora nos resultados que justifique o seu uso nas demais simulações uma vez que a malha III demanda um aumento de cerca de 83% de esforço computacional em relação à malha II. A malha I, por sua vez, mostrou-se inadequada por apresentar diferenças significativas em relação às demais. Desta forma, os demais resultados deste trabalho foram obtidos com simulações realizadas utilizando-se a malha II.

5.2 Influência da viscosidade para os fluidos de potência

Foram utilizados um total de cinco fluidos de potência, todos do tipo pseudoplásticos com índices de consistência e de comportamento distintos. As características de cada um foram apresentadas na Tabela 4.3, na seção Metodologia. Para comparar o comportamento de cada fluido, foram realizadas cinco simulações onde apenas o fluido de perfuração foi substituído, mantendo-se as demais configurações inalteradas. Nestas simulações foi utilizado o modelo de turbulência $k-\varepsilon$.

A Tabela 5.2 mostra os fluidos de perfuração que se comportam como fluidos de potência ordenados por seus respectivos índices de consistência.

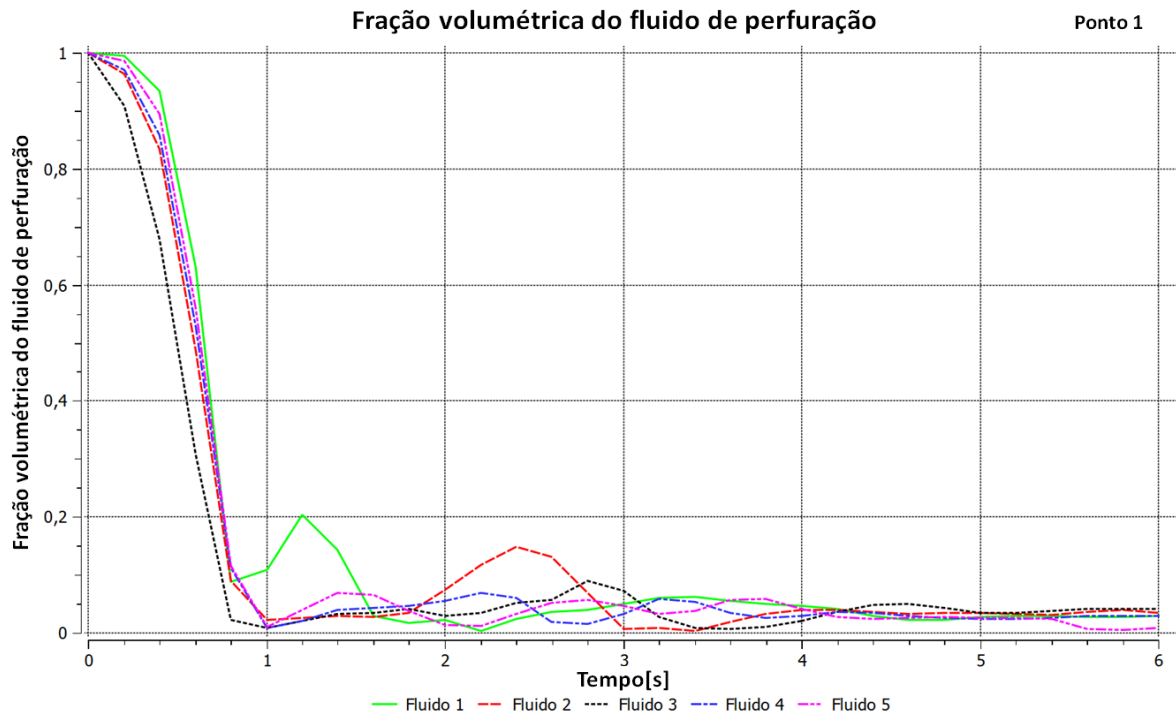
Tabela 5.2 – Fluidos de potência ordenados pelo índice de consistência.

Parâmetros	K (Pa.sⁿ)	n
Fluido 1	2,4	0,376
Fluido 5	2,096	0,468
Fluido 4	1,154	0,543
Fluido 2	0,855	0,549
Fluido 3	0,42	0,634

As Figuras 5.7 e 5.8 mostram o comparativo da fração volumétrica dos fluidos de perfuração com o tempo nos pontos 1 e 4, respectivamente.

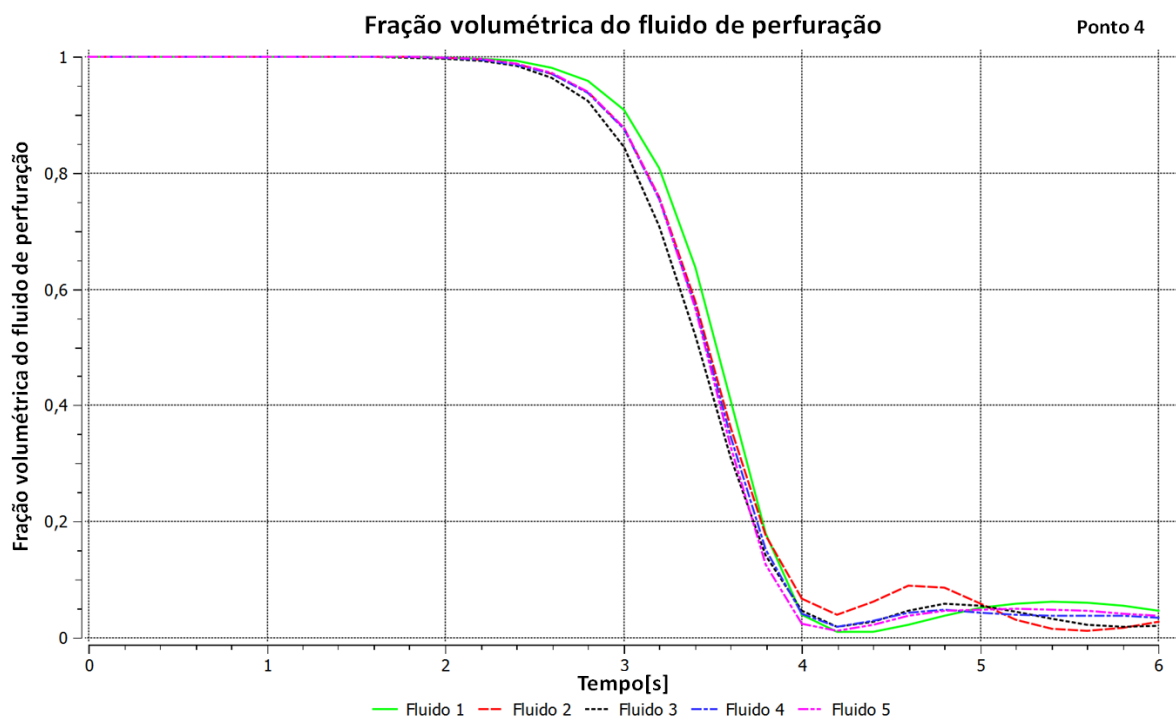
Analisando o gráfico presente na Figura 5.7, pode-se notar que o fluido 3, por ser menos viscoso, foi aquele que permitiu inicialmente a invasão mais rápida do gás, fazendo com que a concentração do fluido de perfuração diminuísse mais rapidamente no ponto observado.

Figura 5.7 – Fração volumétrica dos fluidos de perfuração no ponto 1.



Já o gráfico da Figura 5.8 mostra que, com o passar do tempo essa diferença não é mais observada, sugerindo que o gás invasor conseguiu atingir este ponto praticamente no mesmo tempo para todos os fluidos analisados.

Figura 5.8 – Fração volumétrica dos fluidos de perfuração no ponto 4.



5.3 Influência da viscosidade plástica para os fluidos de Bingham

Foram utilizados um total de cinco fluidos de Bingham, com viscosidades plásticas e limites de escoamento distintos. As características de cada um foram apresentadas na Tabela 4.3, na seção Metodologia. A Tabela 5.3 mostra estes mesmos fluidos ordenados por suas viscosidades plásticas.

Tabela 5.3 – Fluidos de Bingham ordenados pela viscosidade plástica.

Parâmetros	τ_L (Pa)	μ_p (Pa.s)
Fluido 1	5,966	0,012
Fluido 3	2,612	0,017
Fluido 2	3,527	0,019
Fluido 4	3,561	0,029

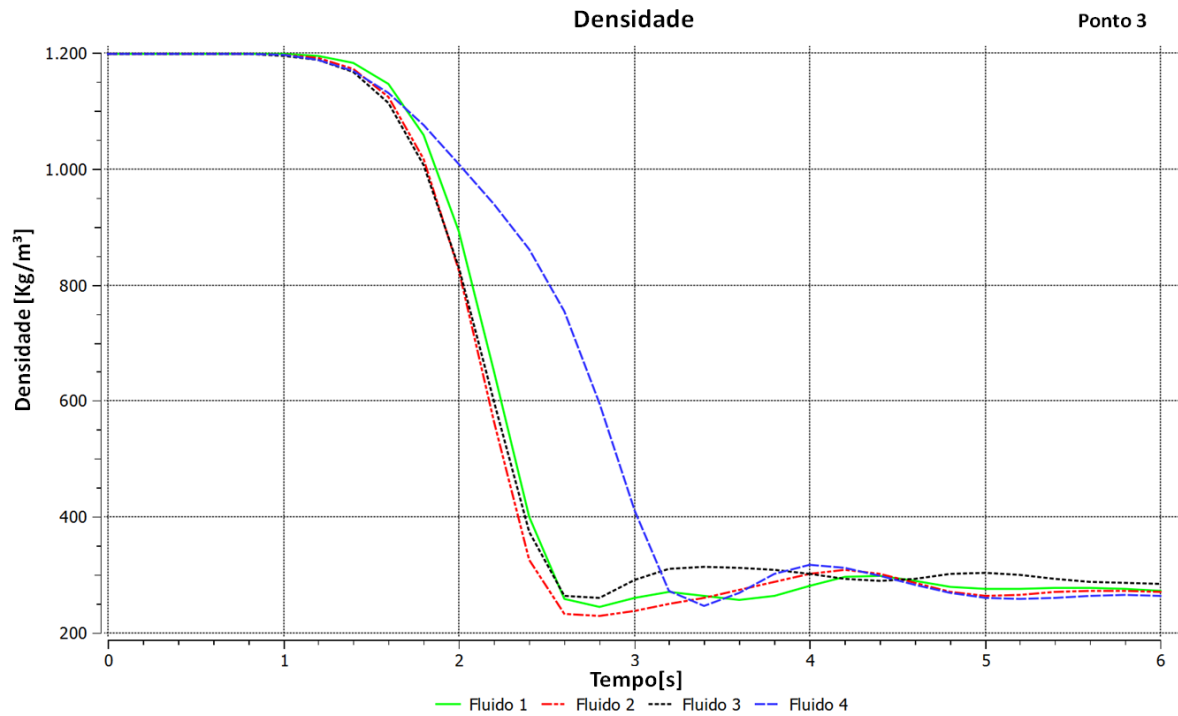
Para comparar o comportamento de cada fluido, foram realizadas cinco simulações onde apenas o fluido de perfuração foi substituído, mantendo-se as demais configurações inalteradas. O fluido 5 não apresentou convergência para este modelo, desta forma não foi obtido resultados para este fluido. Nestas simulações também foi utilizado o modelo de turbulência $k-\varepsilon$.

Utilizando os pontos 3 e 4 para aquisição de dados, foram criados os gráficos das Figuras 5.9 e 5.10 onde foi possível comparar a densidade da mistura dos quatro fluidos remanescentes.

Analisando-se o gráfico da Figura 5.9, pode-se notar que a queda de densidade no ponto 3, na simulação com o fluido 4, ocorre em um momento posterior àqueles onde ocorre a queda de densidade para os demais fluidos. Esse resultado mostra que para um fluido com maior viscosidade plástica mais lento é o avanço do gás.

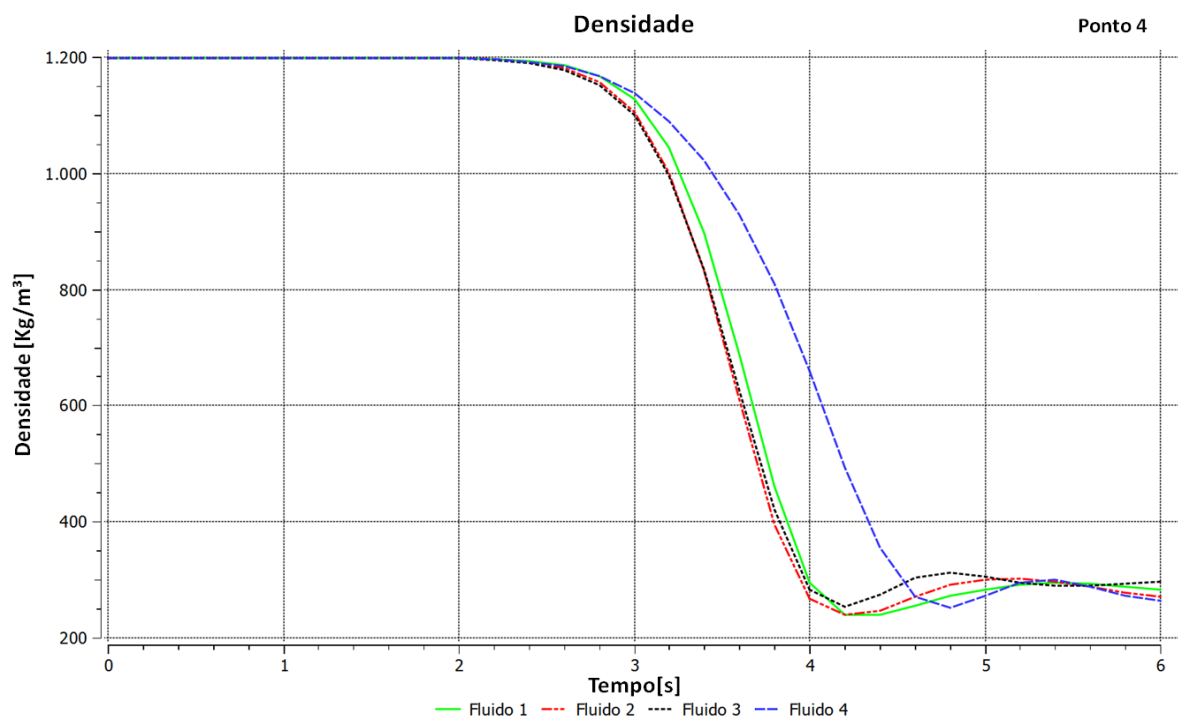
É importante ressaltar que, apesar de o fluido mais viscoso retardar a queda de densidade e, conseqüentemente a queda de pressão, ele, por ser mais viscoso oferece maior resistência ao bombeamento, acarretando, com isso um gasto energético mais elevado nas bombas de injeção. Daí a necessidade de uma avaliação criteriosa na escolha do fluido de perfuração a ser utilizado no processo, de forma a minimizar os custos da operação.

Figura 5.9 – Densidade dos fluidos de perfuração no ponto 3.



O gráfico ilustrado na Figura 5.10 mostra que o padrão de queda de densidade com o tempo no ponto 4 mantém-se semelhante àquele apresentado no gráfico da Figura 5.9, com uma ligeira diminuição do tempo.

Figura 5.10 – Densidade dos fluidos de perfuração no ponto 4.



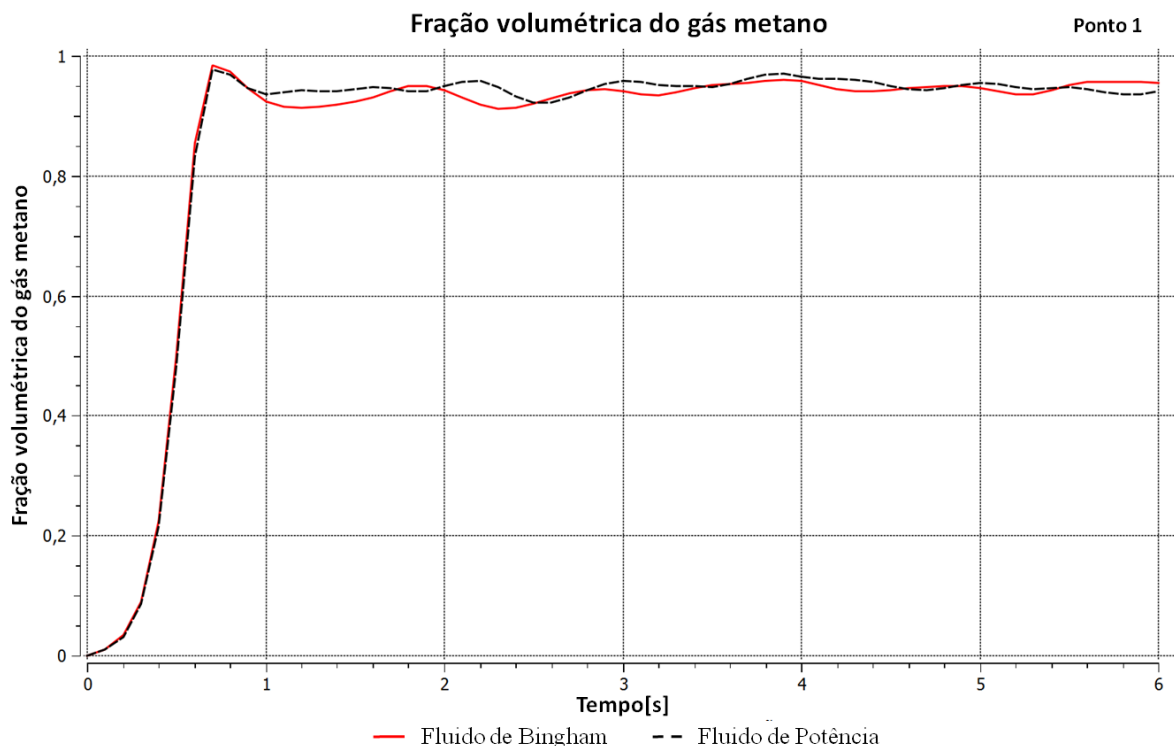
5.4 Influência do tipo de fluido: Potência vs. Bingham

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 utilizando o fluido 1 de Bingham e o fluido 1 de Potência, cujas propriedades foram descritas na Tabela 4.3, na seção Metodologia. Os resultados estão apresentados nas Figuras 5.11 e 5.12, que mostram a fração volumétrica do metano nos pontos 1 e 4, respectivamente.

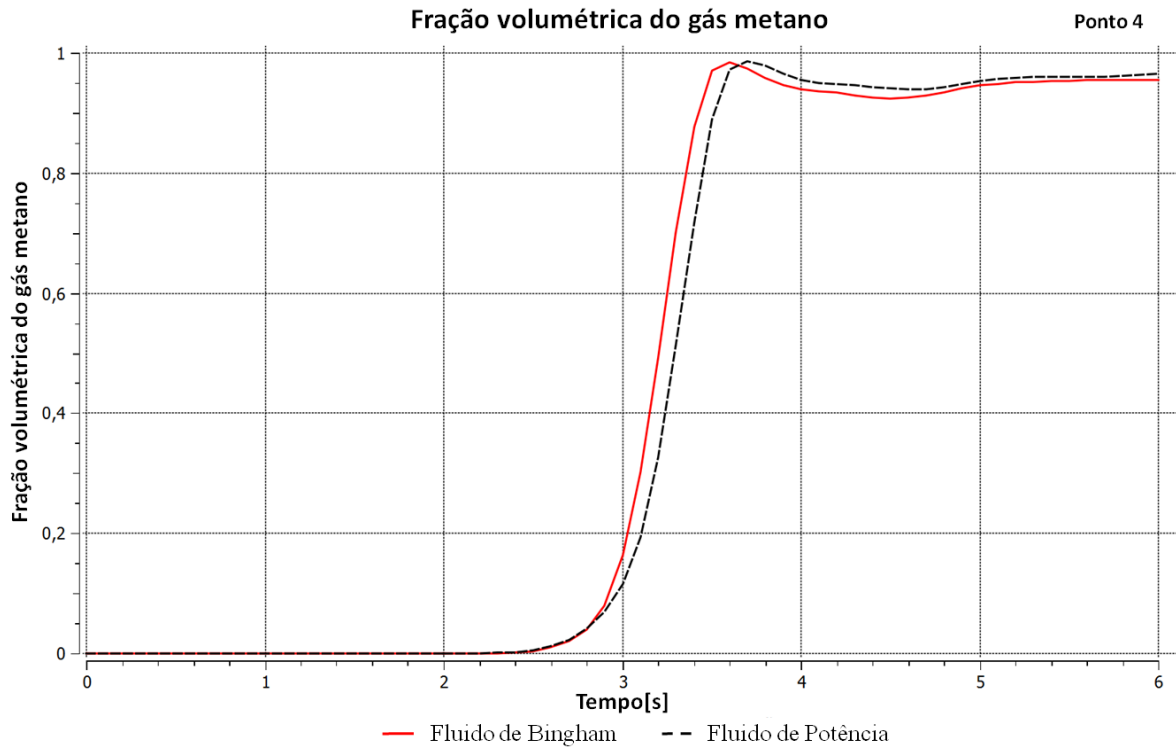
Analisando o gráfico mostrado na Figura 11, nota-se que a variação da fração volumétrica do metano invadindo o fluido de perfuração, comporta-se de maneira quase idêntica no trecho inicial tanto para o fluido de Bingham quanto para o fluido de Potência até alcançar a máxima concentração de metano.

Figura 5.11 – Fração volumétrica do metano no ponto 1.



O gráfico da Figura 12, mostra que, neste ponto, a concentração do metano na simulação com fluido de Bingham consegue atingir o máximo valor em um momento ligeiramente anterior àquele observado na simulação com fluido de potência.

Figura 5.12 – Fração volumétrica do metano no ponto 4.



Este resultado mostra que o gás propaga-se mais rapidamente quando o fluido de perfuração tem comportamento reológico de plástico ideal (fluido de Bingham), considerando-se os casos aqui analisados.

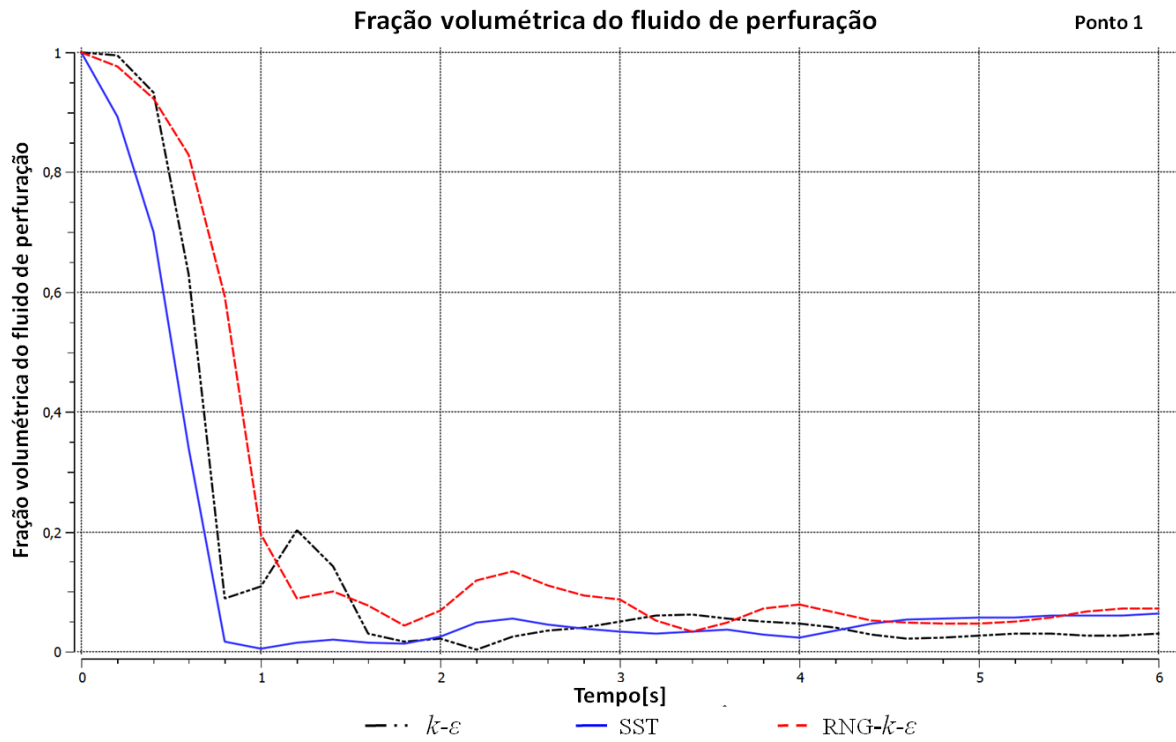
5.5 Influência do modelo de turbulência empregado

No presente trabalho, foram realizadas simulações utilizando três diferentes modelos de turbulência, todos integrados no software utilizado. Foram eles: $k-\varepsilon$, RNG $k-\varepsilon$ e de Transporte por Tensão de Cisalhamento (SST).

Para avaliar o comportamento de cada modelo foram realizadas três simulações utilizando o fluido 1 de Potência e alterando apenas o modelo de turbulência. Os resultados podem ser observados nas figuras 5.13 e 5.14. O gráfico apresentado na Figura 5.13, mostra o comportamento da fração volumétrica do fluido de perfuração, no ponto 1, com a utilização dos três modelos de turbulência citados.

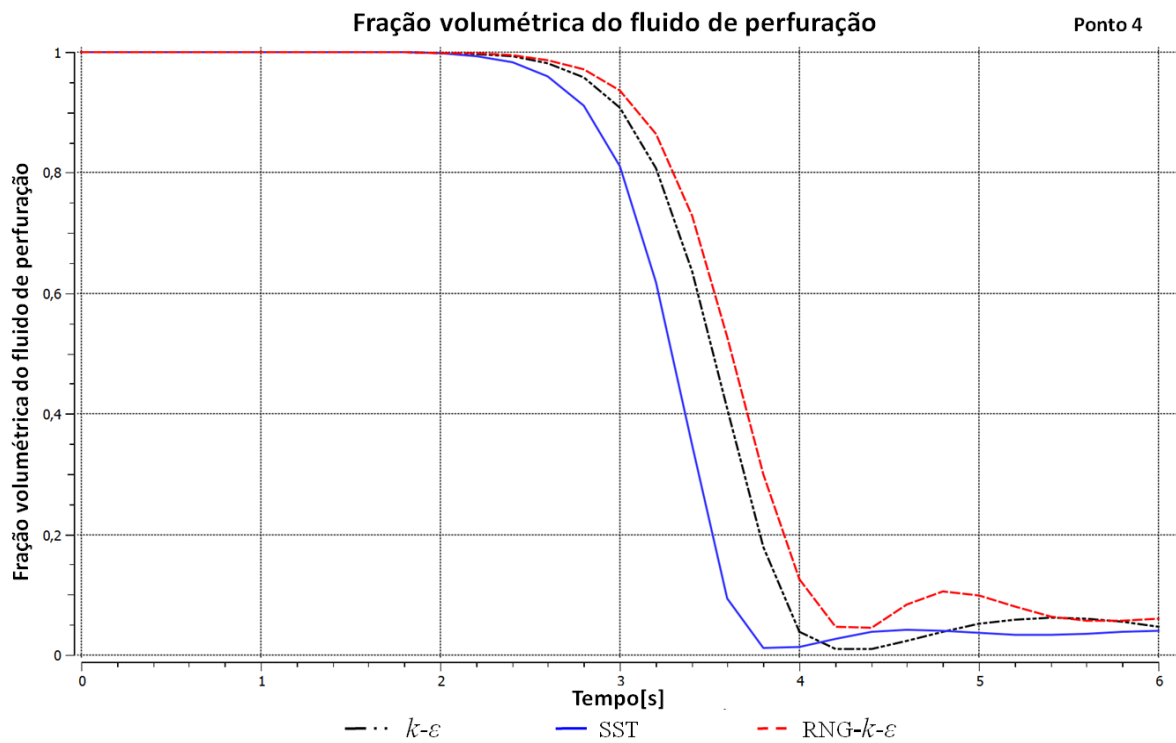
Observa-se que o modelo SST mostra uma queda de fração volumétrica maior no início do evento, ou seja uma maior invasão do gás metano no fluido de perfuração, porém ao longo do tempo se estabiliza aproximadamente igual aos outros modelos.

Figura 5.13 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 1.



A Figura 5.14 mostra a fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 4 para os três modelos de turbulência.

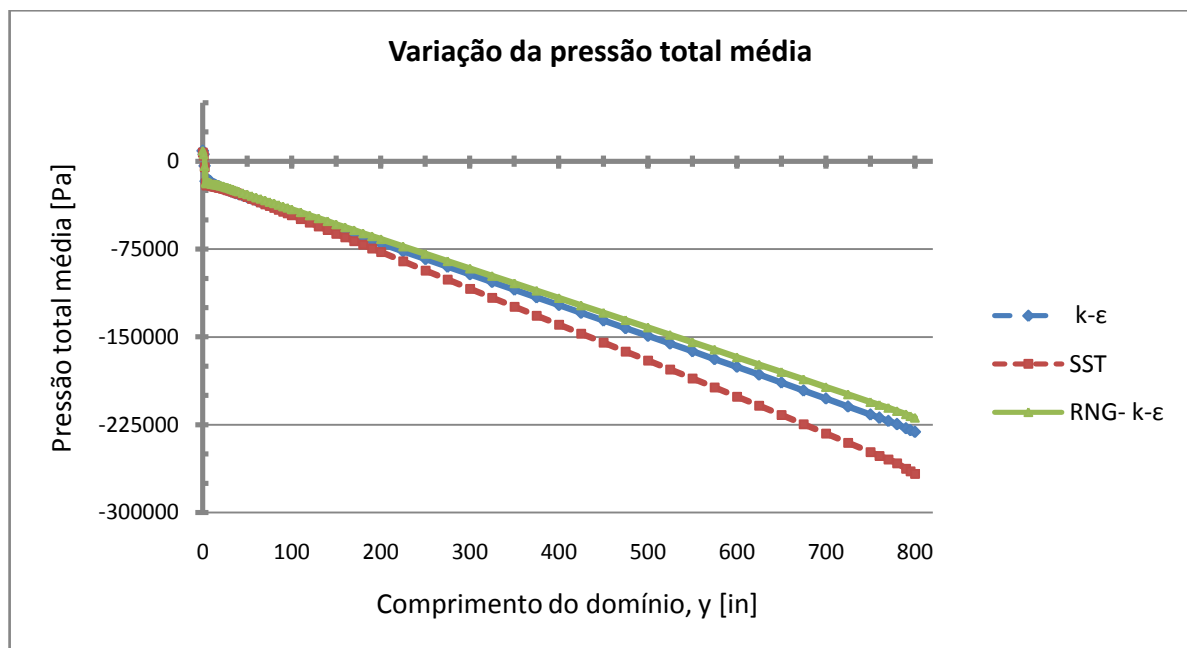
Figura 5.14 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 4.



Observando os gráficos presentes nas Figuras 5.13 e 5.14, pode-se notar que, em ambos os pontos analisados, a concentração de fluido de perfuração caiu mais rapidamente quando utilizado o modelo SST, sendo o RNG- $k-\epsilon$ o modelo no qual a invasão do gás foi mais lenta.

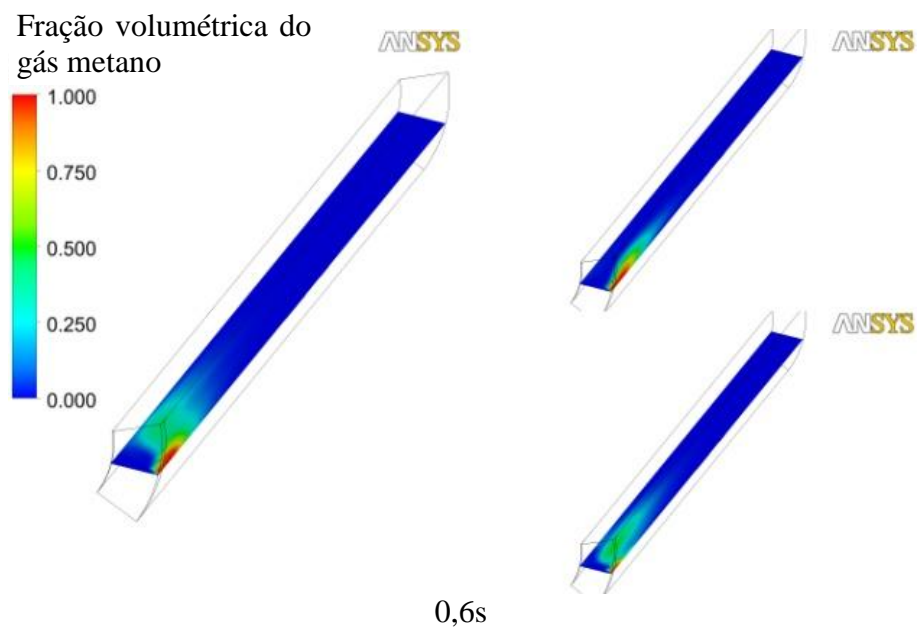
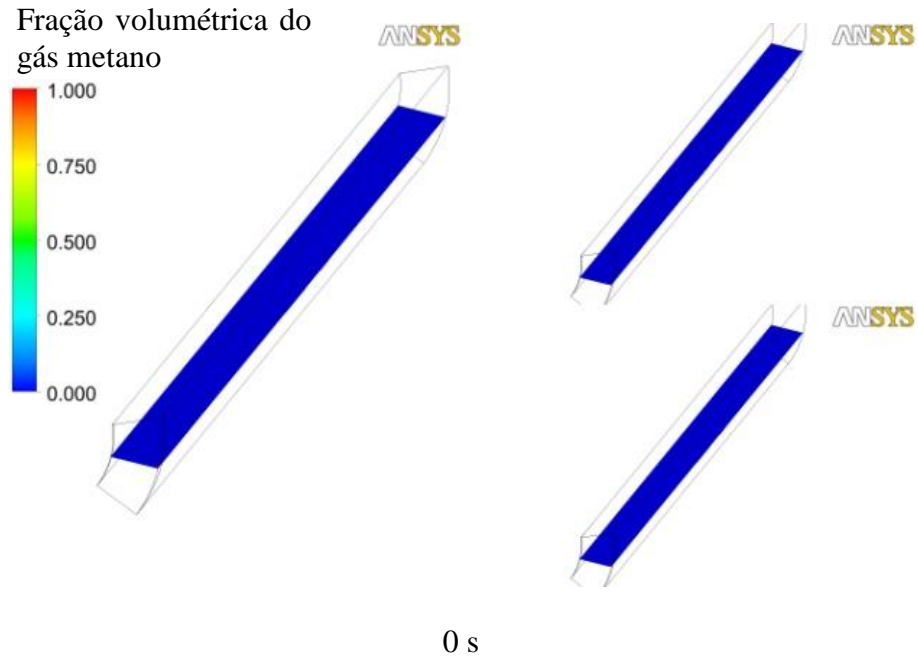
Foi avaliada, também, a pressão total ao longo do domínio estudado para os três modelos de turbulência analisados. Para gerar o gráfico mostrado na Figura 5.15 foram tomadas as pressões médias das áreas de planos transversais ao longo do todo o comprimento Y de 20,32m do domínio, no momento final das simulações. A distância entre os planos de amostragem pode ser observado pelos pontos ao longo da linha.

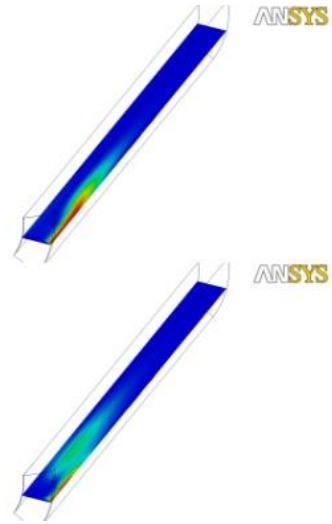
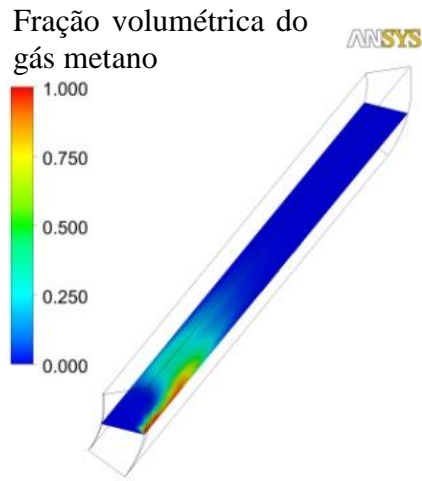
Figura 5.15 – Variação da pressão total média em várias seções transversais ao longo do comprimento do domínio.



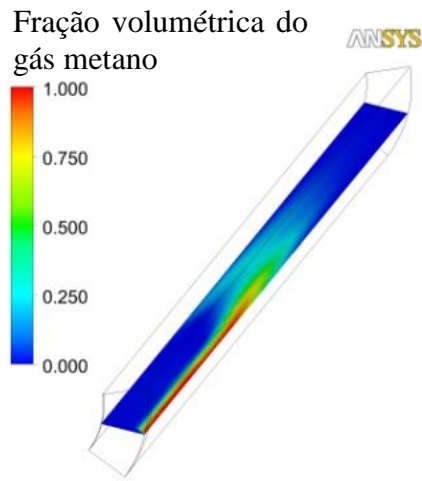
De acordo com o gráfico da Figura 5.15, pode-se notar que, a simulação utilizando o modelo de turbulência SST foi aquela que apresentou uma maior queda de pressão ao longo do domínio, com uma diferença de aproximadamente 50 kPa entre este modelo e o modelo RNG- $k-\epsilon$, na parte final do domínio. Nota-se, ainda, que no trecho inicial todos os modelos apresentam quedas de pressão bem próximas, da ordem de menos de 2 kPa, e ampliando a diferença conforme aumenta o comprimento do domínio. A sequência de imagens apresentada na Figura 5.16 mostra o avanço do gás para os três modelos em diferentes tempos selecionados.

Figura 5.16 – Avanço da frente invasora do gás metano para diferentes tempos selecionados para os três modelos de turbulência estudados. (Em cada imagem a ordem dos modelos é a seguinte: figura da esquerda: k- ϵ ; figura direita superior: SST e; figura direita inferior: RNG-k- ϵ).

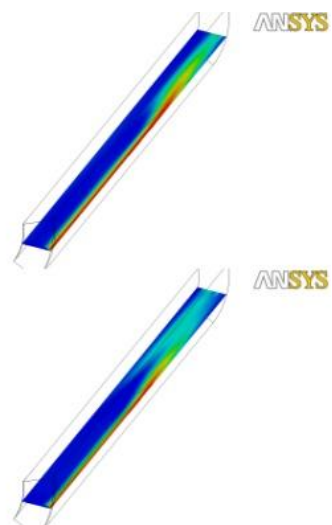
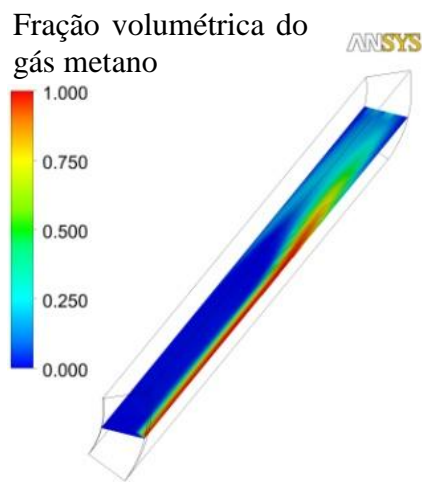




1,0 s

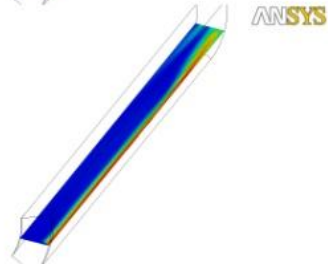
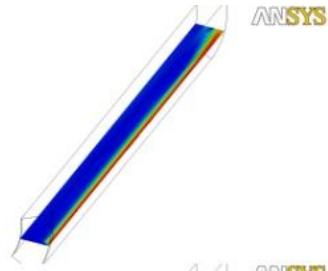
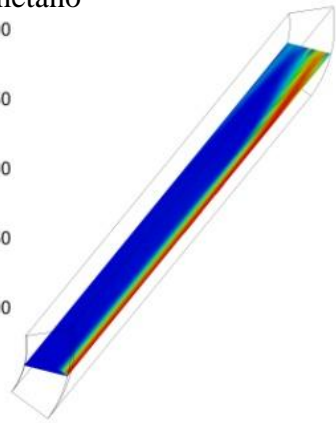
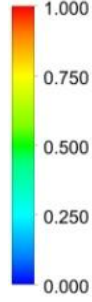


2,0 s



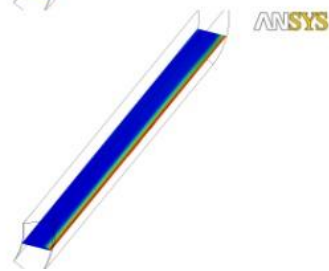
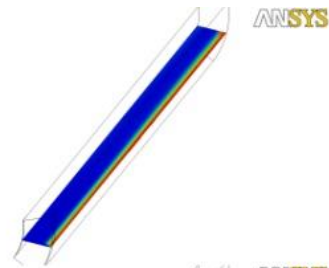
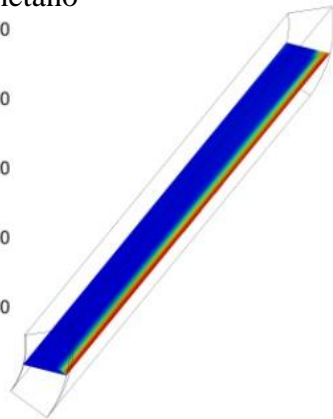
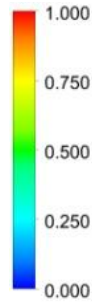
3,0s

Fração volumétrica do gás metano



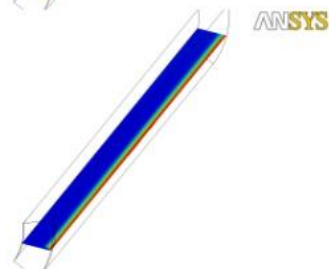
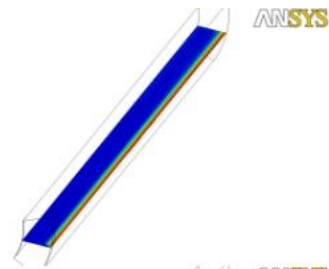
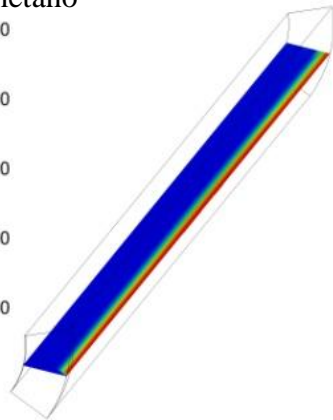
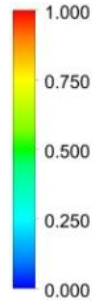
4,0 s

Fração volumétrica do gás metano



5,0 s

Fração volumétrica do gás metano



6,0s

De acordo com a Figura 5.16, percebe-se que os modelos $k-\varepsilon$ e $RNG-k-\varepsilon$ apresentam comportamento semelhantes no que tange à frente de invasão do gás que tende a invadir todo o espaço anular, o que é esperado, já que $RNG-k-\varepsilon$ é baseado no modelo $k-\varepsilon$ apenas diferenciando-se pela redefinição das constantes do modelo em função de novos termos de modo a normalizar as equações de Navier-Stokes. Já no modelo SST , o gás avança mais próximo à parede do poço, isto se deve provavelmente ao fato de que este modelo é capaz de prever o aparecimento e a quantidade de separação de fluxo sob gradientes adversos de pressão e apresenta, a princípio, melhores resoluções nas paredes.

5.6 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 com as velocidades de entrada do fluido especificadas na Tabela 4.5. Estas simulações foram realizadas empregando o fluido 1 de potência e o modelo de turbulência SST . As Figuras 5.17 e 5.18 mostram o comportamento da fração volumétrica do fluido de perfuração para as três velocidades de injeção analisadas nos pontos 2 e 3.

Figura 5.17 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 2, para as três velocidades de injeção.

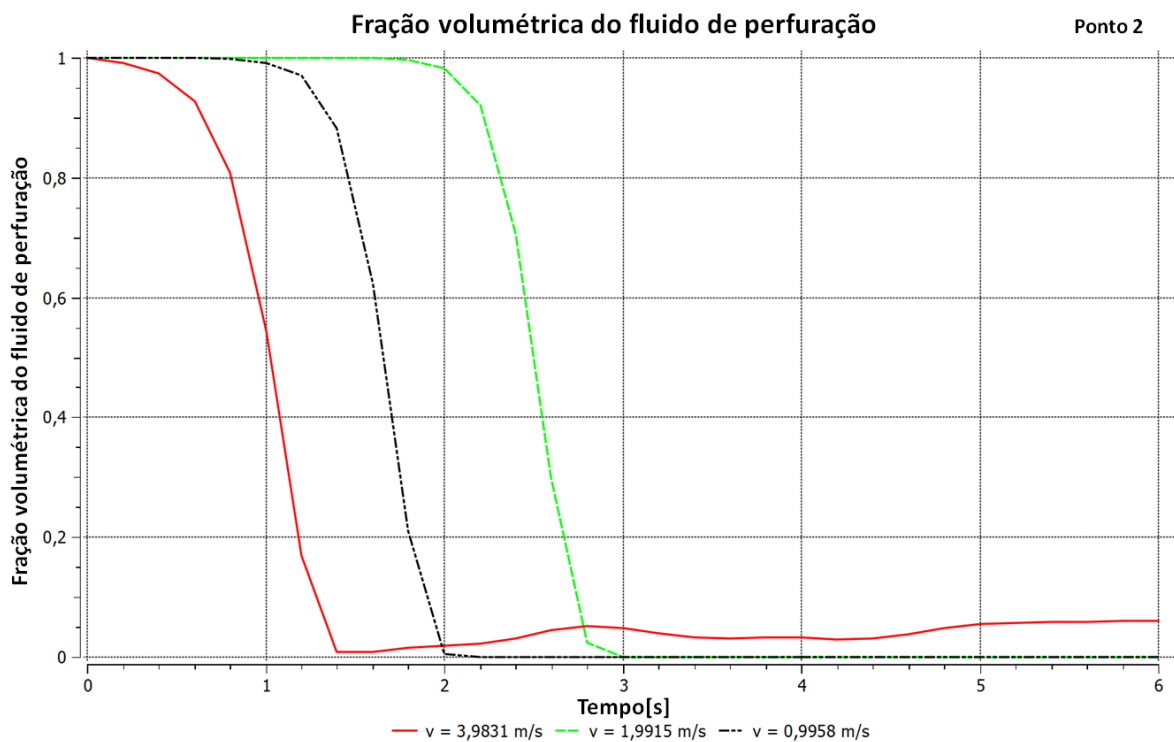
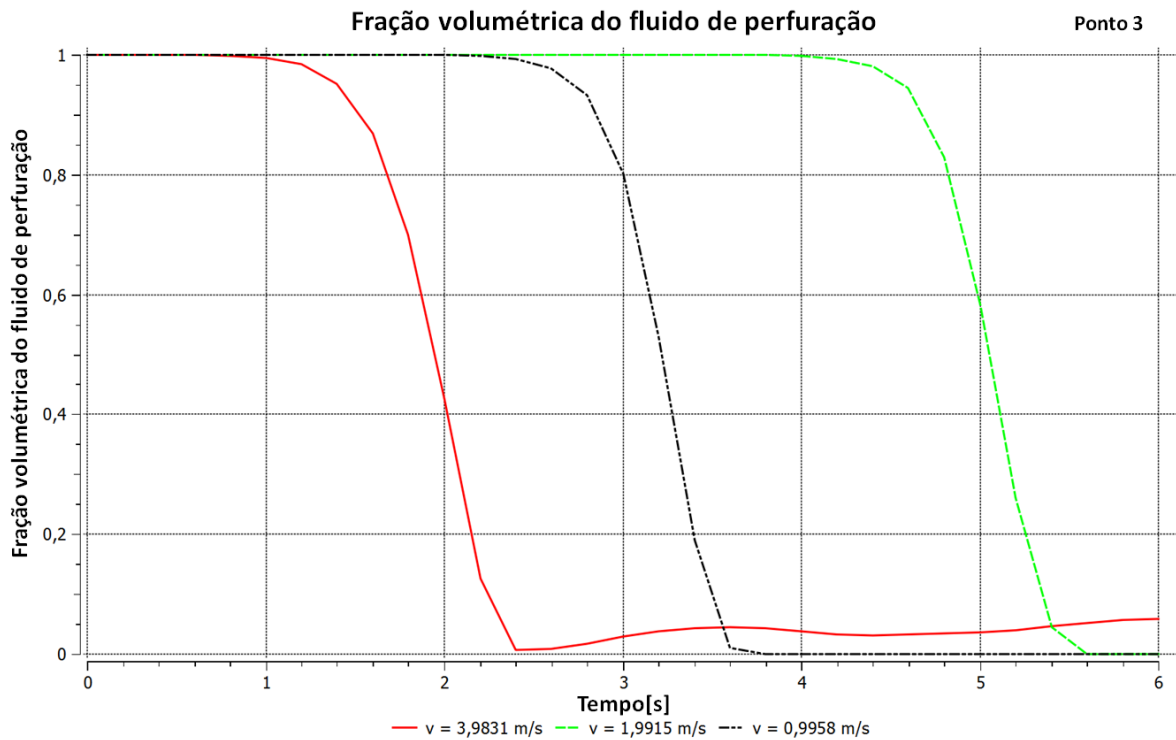


Figura 5.18 – Fração volumétrica do fluido de perfuração no ponto 3, para as três velocidades de injeção.

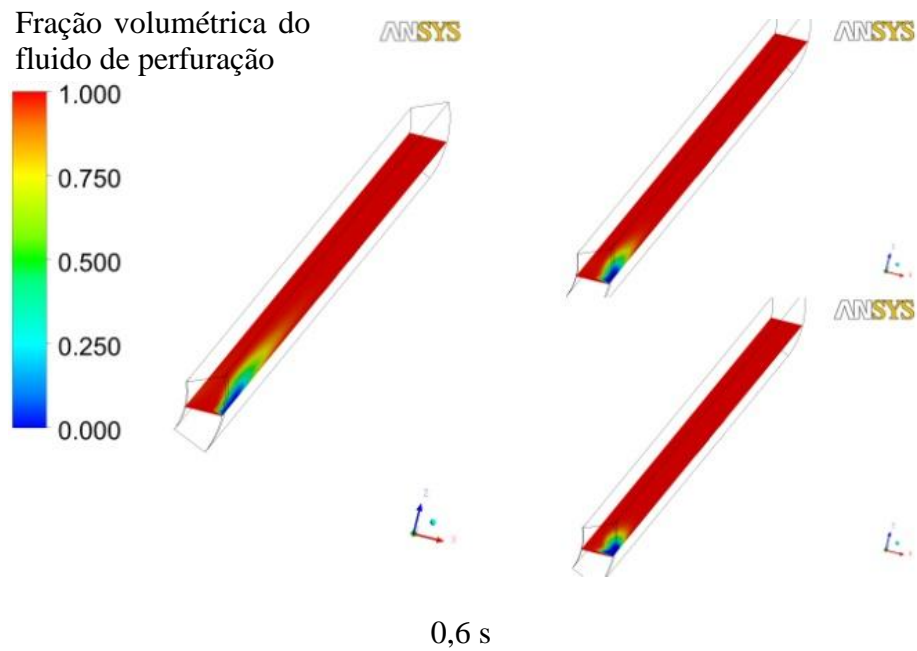
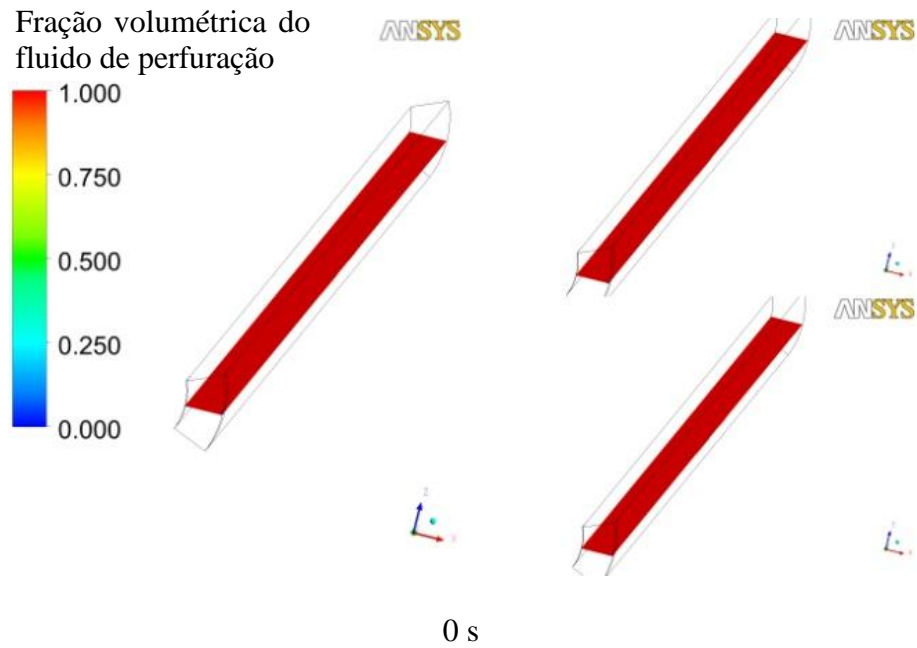


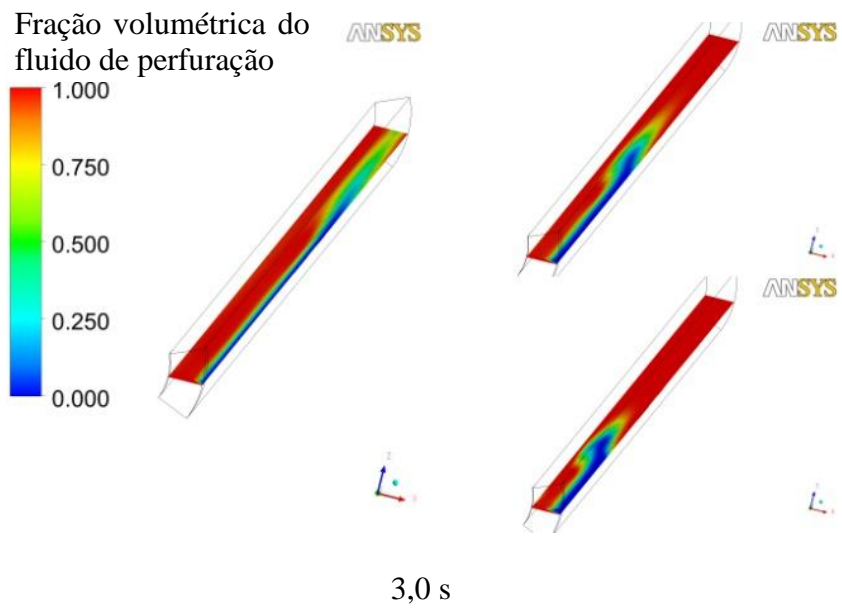
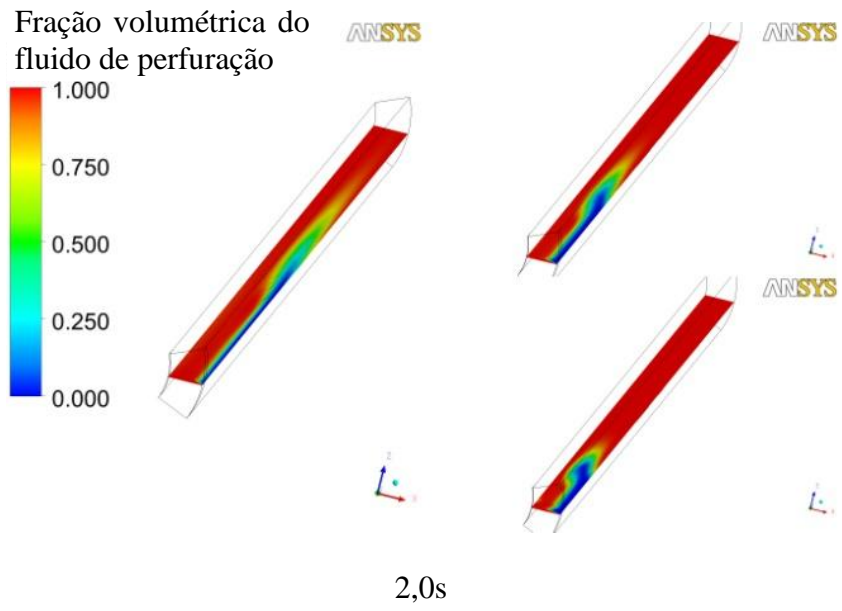
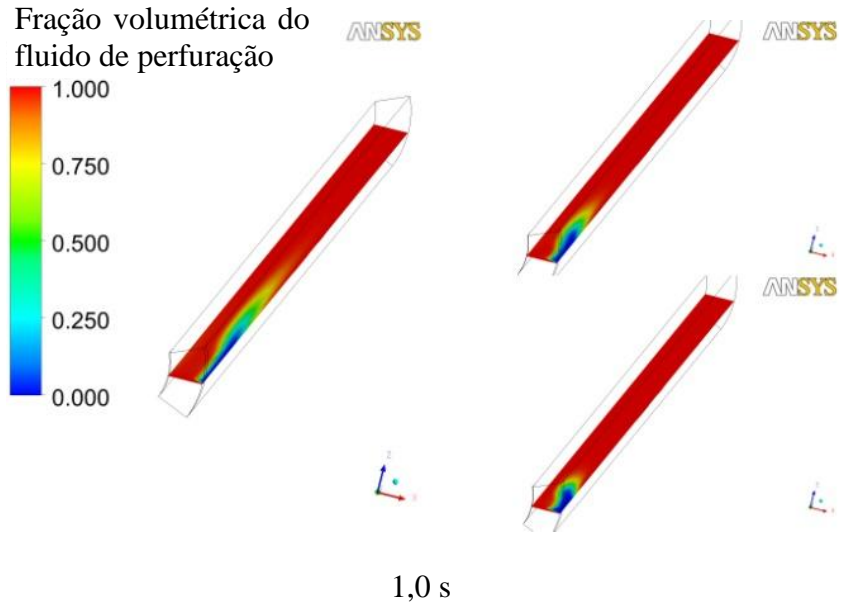
Como esperado, quanto mais rápido o fluido é injetado, mais rápido o gás alcança o ponto analisado, uma vez que ele tende a acompanhar o fluido de perfuração sem, no entanto, conseguir avançar para o interior do fluido de perfuração, permanecendo em regime estratificado quando o equilíbrio é atingido. Comportamento semelhante pode ser observado no gráfico da Figura 5.18, que mostra o comportamento no ponto 3.

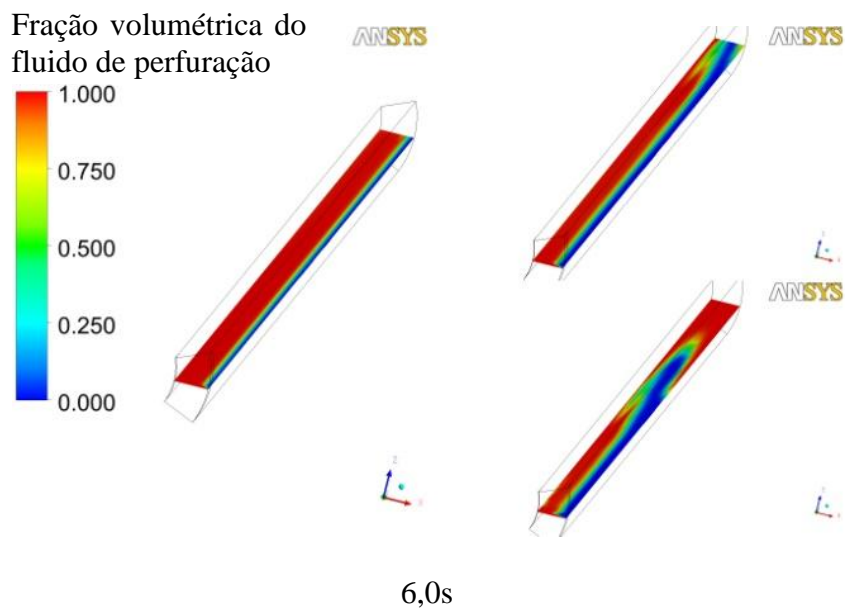
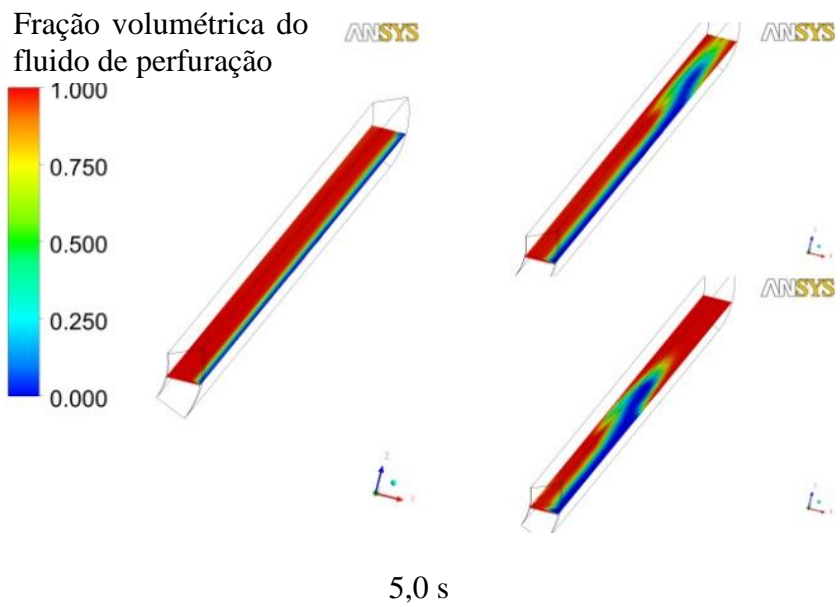
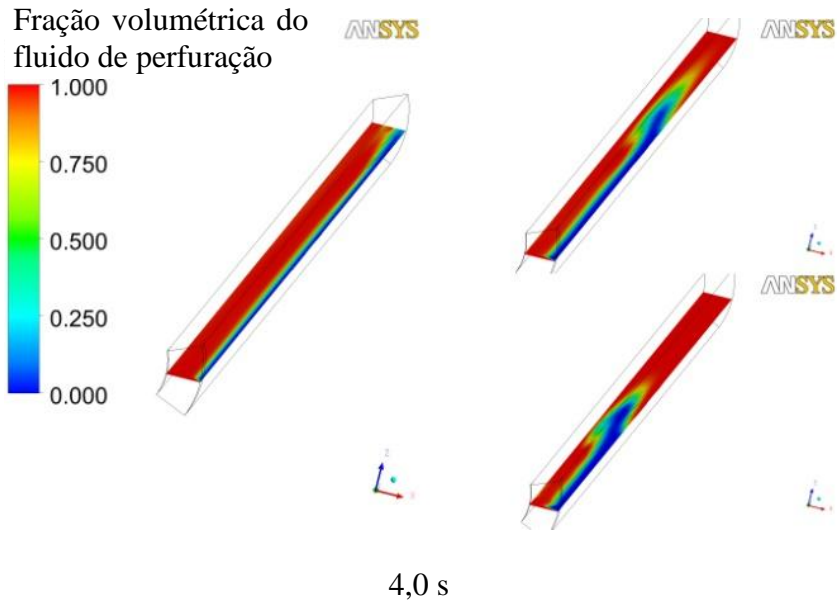
A sequência de imagens mostrada na Figura 5.19 mostra o avanço da frente invasora do gás para alguns tempos selecionados, para as três velocidades de injeção.

De acordo com a Figura 5.19 pode-se notar que a frente invasora de gás chega ao topo do domínio em cerca de 4,0 s para a velocidade mais alta enquanto que cerca de 6,0 s para o caso da velocidade intermediária.

Figura 5.19 – Avanço da frente invasora do gás para diferentes tempos selecionados para as três velocidades de injeção. (Em cada imagem a ordem das velocidades é a seguinte: figura da esquerda: $v=3,9831$ m/s; figura direita superior: $v=1,9915$ m/s e; figura direita inferior: $v=0,9958$ m/s)

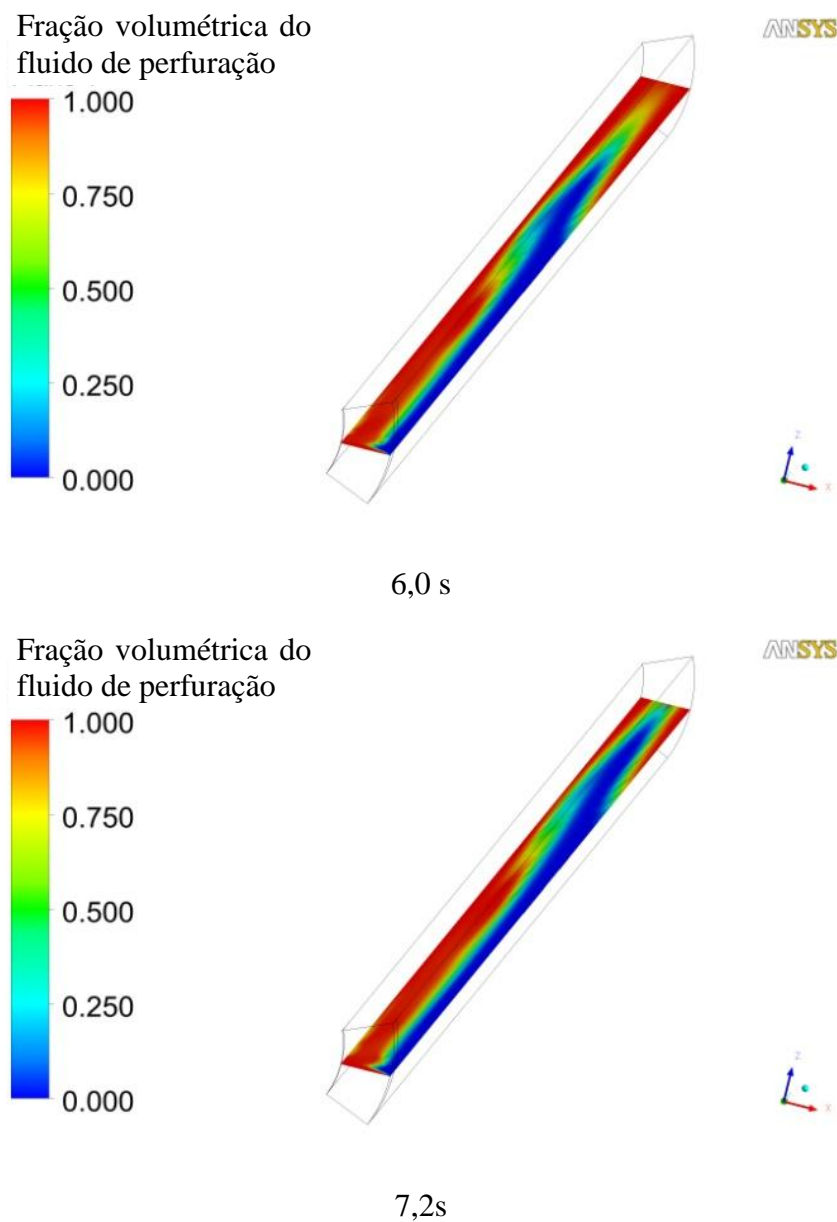


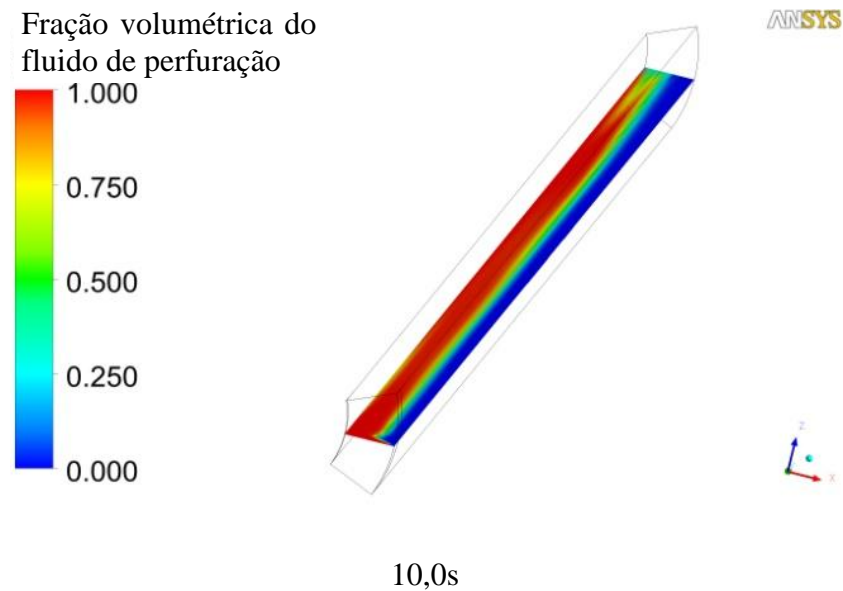
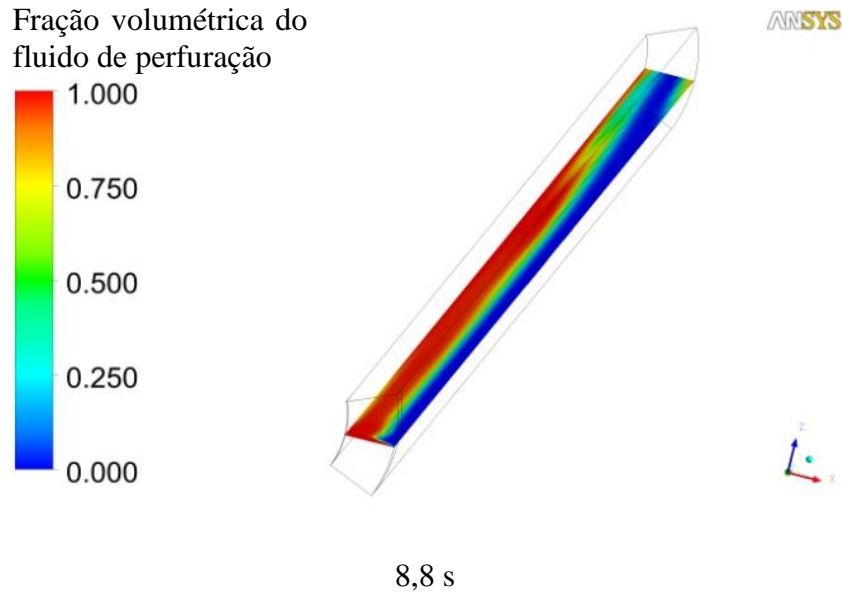




Como não foi possível visualizar o tempo de chegada da frente para a menor velocidade, fez-se necessária a realização de uma nova simulação com maior amplitude de tempo. A sequência de imagens da Figura 5.20 mostra a evolução do gás em tempos selecionados para a nova simulação, que evidencia que a frente leva cerca de 10s para atingir o topo do domínio.

Figura 5.20 – Avanço da frente invasora do gás para diferentes tempos selecionados para a menor velocidade de injeção.





Neste momento, vale ressaltar que o modelo utilizado nas simulações realizadas não considera a parcela de fluido que é perdida através dos poros da formação rochosa (filtrado) e também não leva em consideração a presença de sólidos (cascalhos) no espaço anular. Esses sólidos em suspensão presentes no fluido de perfuração não conseguem entrar na formação, formando uma fina camada de sólido na parede do poço, chamada reboco. O reboco diminui a velocidade da filtração do fluido contribuindo para a estabilidade do poço. No entanto, o comportamento visualizado através das variáveis analisadas corresponde ao esperado fisicamente.

6 CONCLUSÕES

A perfuração de poços de petróleo em áreas onde as reservas estão submetidas a altas pressões e temperaturas são cada vez mais comuns e demandam alta tecnologia e controle rigoroso do processo. Sendo assim, um dos pontos mais importantes no processo de perfuração é o controle da pressão no interior do poço. Se este controle não for eficiente, os fluidos da formação podem invadir o poço.

Para um maior conhecimento do comportamento das variáveis envolvidas durante a perfuração de poços de petróleo, tem sido desenvolvidos diversos simuladores de *kick* nas últimas décadas com o propósito de prever e evitar esse fenômeno cuja ocorrência é muito comum durante as operações de perfuração de poços. Neste trabalho, foi desenvolvido e implementado um simulador simplificado de *kick* visando à análise do comportamento de algumas variáveis, como pressão, frações volumétricas de fluido de perfuração e de gás e densidade da mistura gás-líquido no interior do poço a partir de alterações nos parâmetros de entrada do modelo.

Foram feitas análises da influência dos seguintes parâmetros: Grau de refinamento da malha; parâmetros reológicos e tipos de fluido de perfuração; modelo de turbulência empregado; e velocidade de entrada do fluido de perfuração injetado.

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

Para a variável pressão, foi observado que, quando o gás invade o poço, a pressão cai abruptamente e atingindo o seu menor valor, em seguida, ela volta a subir para um nível próximo da pressão inicial de referência e na sequência volta para um patamar intermediário onde busca a estabilização com o decorrer do tempo. Este comportamento é semelhante ao de um vazamento convencional em uma tubulação

Durante as análises dos fluidos de Potência, foi observado que o fluido 3, por ser menos viscoso, foi aquele que permitiu inicialmente a invasão mais rápida do gás, fazendo com que a concentração do fluido de perfuração diminuísse mais rapidamente no ponto observado. Já nas análises com fluidos de Bingham, percebeu-se que o fluido 4, por ter maior viscosidade plástica foi onde ocorreu um avanço mais lento do gás invasor.

Quando foi comparado um fluido de Potência com um de Bingham, notou-se que gás propaga-se mais rapidamente quando o fluido de perfuração tem comportamento reológico de plástico ideal, fluido de Bingham, considerando-se os casos aqui analisados.

Ainda observou-se que o SST foi o modelo de turbulência que apresentou uma queda mais rápida da concentração do fluido de perfuração nos pontos analisados. Foi também esse modelo que permitiu uma maior queda de pressão ao longo do trecho do poço analisado no momento final da simulação.

A velocidade de injeção do fluido de perfuração interfere diretamente na velocidade com que o gás sobe pelo espaço anular. O gás tende a acompanhar o fluido de perfuração sem, no entanto, conseguir avançar para o interior deste, permanecendo em regime estratificado quando o equilíbrio é atingido.

Espera-se que, com auxílio de dados reais, possa ocorrer uma comparação de resultados mais precisa, contribuindo de forma positiva nas decisões do engenheiro responsável pela perfuração, contribuindo, também, para um melhoramento no treinamento e aperfeiçoamento de pessoal, bem como, numa melhor compreensão e interpretação dos fenômenos que ocorrem no campo.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros, pode-se citar:

- ✓ Incorporar a presença de óleo no reservatório;
- ✓ Analisar o comportamento em dutos mais longos, e/ou inclinado ou horizontal;
- ✓ Avaliar o efeito da temperatura no sistema e nas propriedades reológicas dos fluidos;
- ✓ Incorporar a presença de cascalhos na região anular;
- ✓ Realizar uma validação experimental do escoamento.

REFERÊNCIAS

- 123RF. **Tricone bit**. Disponível em: <http://www.123rf.com/photo_14877694_tricone-oil-drill-bits-isolated-on-a-white-background.html>. Acesso em: 06 abr. 2013.
- AJIENKA, J. A.; OWOLABI, O. O. Application of Mass Balance of Kick Fluid in Well Control. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Amsterdam, n. 6, p. 161-174, Jul/1991.
- 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.
- AVELAR, C. S.; RIBEIRO, P. R.; SEPEHRNOORI, K. Deepwater Gas Kick Simulation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, n. 67, p. 13-22, Mar/2009.
- BARBOSA JR, J. R.; GOVAN, A. H.; HEWITT, G. F. Visualization and Modelling Studies of Churn Flow in a Vertical Pipe. **International Journal of Multiphase Flow**, n. 27, p. 2105-2127, Jul/2001.
- 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.
- BI, H. T.; GRACE, J. R. Regime Transitions: Analogy Between Gas-Liquid Co-Current Upward Flow and Gas-Solids Upward Transport. **International Journal of Multiphase Flow**, Vol. 22, Suppl., p. 1-19, Mar/1995.
- BIT Tooth. **Jack up rig**. Disponível em: <http://bittooth.blogspot.com.br/2009_11_01_archive.html>. Acesso: em 06 abr. 2013.
- BOURGOYNE JR. A. T. et al. **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, EUA, 1991. 502p.
- BRI. **Drag bit**. Disponível em: <<http://www.briinc.com/dth.htm>>. Acesso em: 06 abr, 2013.
- CAPTAINS Voyage. **Self Contained Platform rig**. Disponível em: <<http://www.captainsvoyage-forum.com/showthread.php/1027-Rigs-Platforms-and-Oil-Fields>>. Acesso em: 06 abr. 2013.
- CHEN, X. T.; BRILL, J. P., Slug to Churn Transition in Upward Vertical Two-Phase Flow. **Chemical Engineering Science**. Vol. 52, n. 23, p. 4269-4272, Fev/1997.

EQUIPAMENTOS de sonda de perfuração. 2008. Disponível em: <http://dc197.4shared.com/doc/_J5oUJqW/preview.html>. Acesso em: 06 abr. 2013.

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.

GRACE, Robert D. with contributions by CUDD, B. et al. Blowout and Well Control Handbook. Elsevier Science, USA, 2003, 469p.

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

HEJIAN Fistbit Petroleum Equipment Co. **Tricone bit**. Disponível em: <<http://maggietong.en.busytrade.com/products/info/2401471/Apiandiso-Tricone-Drill-Bits-For-Oil-And-Water-Well-Drilling.html>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

HU, Z. et al. Local Flow Regime Transition Criteria of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Vertical Upward Tube with a Horizontal Rod. **Chinese J. Chem. Eng.**, 14, p. 442-449, Ago/2006.

JULIA, J. E. et al. Flow Regime Development Analysis in Adiabatic Upward Two-Phase Flow in a Vertical Annulus. **International Journal of Heat and Fluid Flow**, n. 32, p. 164-175, Set/2011.

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.

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.

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.

OFFSHORE Energy Today. **Tendered Platform rig**. Disponível em <<http://www.offshoreenergytoday.com/sapurakencana-seadrill-to-merge-tender-rig-businesses/>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

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

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

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

PETRÓLEO Etc. **Segurança de Poço**. 2010. Disponível em: <www.petroleoetc.com.br/fique-sabendo/seguranca-de-poço/>. Acesso em: 10 Jan. 2014.

QUANAHA. **Barge rig**. Disponível em: <<http://www.newoetg.com/drilling-rigs.html>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

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.

SHIP Building Tribune. **Drillship rig**. Disponível em: <<http://shipbuildingtribune.com/2012/11/26/usa-america-wins-275-mln-drillship-equipment-contract/>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

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. Acesso em: 02 Jan. 2014.

TEXAS Morning. **Jack-knife rig**. Disponível em: <<http://www.texasmornings.com/jack-knife-drilling-rig-2/>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

THOMAS. J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro, Brasil, Interciência, 2001.

TRADQUIP international. **Portable Mast rig**. Disponível em: <<http://www.tradequip.com/oilfield-drilling-rigs-for-sale/Drilling+Rigs/All-Makes/SS-40/results.html>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

TURBO Squid. **Semi-submersible rig**. Disponível em: <<http://www.turbosquid.com/3d-models/3d-semi-submersible-oil-sub/412468>>. Acesso em: 06 abr. 2013.

UNITED States Department of Labor. **Oil and gas well drilling and servicing eTool: Drilling, Well Control**. Disponível em: <www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/wellcontrol.html>. Acesso em: 10 Jan. 2014.

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, a part of the 2012, AIChE Spring Meeting, Texas, USA, Apr/2012.

WATSON, M. J.; HEWITT, G. F. Pressure Effects on the Slug to Churn Transition. **International Journal of Multiphase Flow**, n. 25, p. 1225-1241, Mai/1999.