

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

Anderson Fernando de Carvalho Gomes

Estudo experimental e numérico do comportamento reológico de um fluido de perfuração

Maceió
2019

Anderson Fernando de Carvalho Gomes

Estudo experimental e numérico do comportamento reológico de um fluido de perfuração

Dissertação 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.

Orientador: Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho

Coorientador: Prof. Dr. João Paulo Lima Santos

Maceió

2019

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central

Bibliotecária Responsável: Helena Cristina Pimentel do Vale – CRB4 - 661

- G633e Gomes, Anderson Fernando de Carvalho.
Estudo experimental e numérico do comportamento reológico de um fluido de perfuração / Anderson Fernando de Carvalho Gomes. – 2019.
101 f. : il. color.
- Orientador: José Luis Gomes Marinho.
Co-orientador: João Paulo Lima Santos.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Maceió, 2019.
- Bibliografia: f. 96-101.
1. Fluidodinâmica computacional. 2. Reologia. 3. Viscosimetria. 4. Engenharia de perfuração. 5. Fluido de perfuração. I. Título.

CDU: 66.06:622.24-032.32

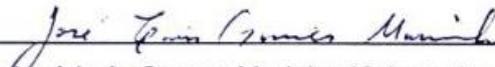
Anderson Fernando de Carvalho Gomes

**“Estudo experimental e numérico do comportamento reológico
de um fluido de perfuração”**

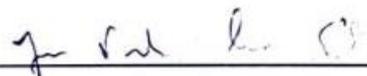
Dissertação apresentada à Universidade Federal de Alagoas, como requisito para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Química.

Aprovada em: Maceió, 29 de março de 2019.

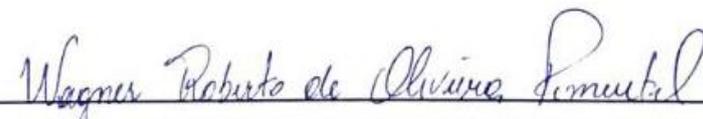
BANCA EXAMINADORA



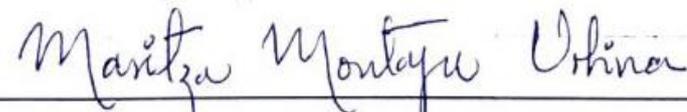
Prof. Dr. José Luis Gomes Marinho (Orientador – PPGEQ/UFAL)



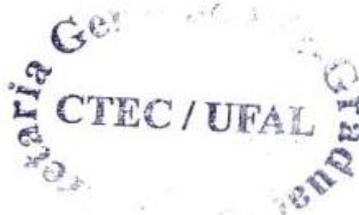
Prof. Dr. João Paulo Lima Santos (Coorientador – CTEC/UFAL)



Prof. Dr. Wagner Roberto de Oliveira Pimentel (CTEC/UFAL)



Profª. Drª. Maritza Montoya Urbina (PPGEQ/UFAL)



AGRADECIMENTOS

À minha família pelo apoio irrestrito em todos os momentos e situações além da compreensão estivéssemos juntos ou distantes. Por garantirem minhas liberdades sociais e individuais e me garantirem bem-estar, afeto e companheirismo nos momentos mais diversos possíveis.

À minha esposa pela presença, dedicação, companheirismo, humildade, empatia, tolerância e amor em todos os momentos e situações. Pela presença em todas as fases da minha vida, na riqueza e na pobreza e por não permitir nem isolamentos nem compromissos excessivos. Por me encantar diariamente e pelo esforço contínuo de adaptação e trabalho duro. Sou muito grato por todas as palavras e demonstrações, mesmo silenciosas, de afeto.

Aos colegas de mestrado que formaram uma verdadeira irmandade de compreensão, ajuda, compartilhamento, diálogos, união e verdadeira amizade. Em principal aos que sempre estiveram presentes, Arthur, Grazielle, Davison, Neto e Laís. Tenho certeza que são pessoas que jamais se afastarão em quaisquer momentos da minha vida.

Ao professor Luis que esteve presente do começo ao fim, desde antes até desta etapa e pela atividade, tão fundamental, de mentor. Ao professor João Paulo pela participação, confiança, orientação, compartilhamento e esforço. Aos professores Lucas e Leonardo pelos conselhos, conversas e aprendizados mútuos que o caminho exigiu. Aos professores e técnicos do PPGEQ pela disposição de sempre ajudar e participar desta etapa tão longa e ao mesmo tempo tão curta.

Aos colegas de trabalho no Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) pela compreensão, companheirismo e esforços compartilhados; além de terem sido tão importantes mesmo com o pouco tempo vivido, principalmente ao Rodrigo Pinheiro e ao Christiano pela enorme ajuda nos momentos mais intensos.

À CAPES pelo financiamento.

Não vamos colocar meta.
Vamos deixar a meta aberta.
Mas quando atingirmos a meta, vamos dobrar a meta.

Dilma Vana Rousseff

RESUMO

A reologia dos fluidos de perfuração é importante para garantir a efetividade hidráulica e estrutural de uma perfuração de poços. A manutenção das propriedades das lamelas envolve a medição viscosimétrica rotineira por um engenheiro no local da sonda usando equipamentos que quantificam o cisalhamento normalmente nas condições amenas da atmosfera, não tendo representatividade direta das condições enfrentadas pelo fluido de perfuração no fundo do poço. Alguns pesquisadores se debruçaram no uso de equacionamentos hidráulicos para mensurar o comportamento reológico de um fluido a partir de dados de queda de pressão com variados graus de sucesso e limitação. A recente introdução de sensores nas colunas de perfuração permitiu a ampliação de dados de pressão em diferentes profundidades favorecendo assim a técnica. A tecnologia e a fundamentação matemática, entretanto, ainda enfrentam diversos desafios que exigirão mais tempo e dedicação dos pesquisadores da área. Nesse contexto a fluidodinâmica computacional pode auxiliar com testes e estudos mais rápidos e menos custosos, funcionando como uma aliada fundamental dos pesquisadores.

Neste trabalho foi elaborado um fluido de perfuração em laboratório e foram realizados os devidos estudos reológicos para caracterização viscosimétrica. Com os parâmetros obtidos em laboratório, foi elaborado um modelo numérico de volumes finitos no Ansys® para estudar a fluidodinâmica em cinco diferentes profundidades (representadas por diferentes anulares, pressões e temperaturas) e calcular as quedas de pressão para diferentes vazões permitindo a criação de curvas de fluxo representativas do fluido não-newtoniano elaborado permitindo, simultaneamente, estudar a fluidodinâmica na região anular encontrando boa representação com os equacionamentos analíticos da mecânica dos fluidos.

A abordagem adotada no trabalho se foca em avaliar numericamente parâmetros reológicos de um fluido de potência com limite de escoamento (Herschel-Bulkley) através de registros de queda de pressão viscosa em diferentes vazões de escoamento. Essa nova abordagem representa significativo avanço na direção de uma total automação do monitoramento das propriedades do fluido de perfuração mesmo com quilômetros de profundidade, visando eliminar a limitação das poucas medições reológicas realizadas em condições amenas que não representam as reais condições do poço de perfuração.

Palavras-chave: Fluidodinâmica computacional, Reologia, Viscosimetria, Engenharia de perfuração, Fluido de Perfuração

ABSTRACT

The rheology of drilling fluids is important to ensure the hydraulic and structural effectiveness of well drilling. Maintenance of mud properties involves routine viscosimetric measurement by an engineer at the site using equipment that quantifies shear normally under the atmosphere mild conditions and therefore is not representative of the conditions facing the drilling fluid at the bottom of the well. Some researchers have focused on the use of hydraulic equations to measure the rheological behavior of fluids from pressure drop data with varying degrees of success and limitation. The recent introduction of sensors in the drill columns allowed the expansion of pressure data at different depths thus favoring the technique. Technology and mathematical fundamentals, however, still face several challenges that will require more time and dedication from researchers. In this context, computational fluid dynamics (CFD) can help with faster and less expensive tests and studies, acting as a fundamental ally of researchers.

In this work a drilling fluid was designed in laboratory and rheological studies were carried out for viscosimetric characterization. With the parameters obtained in laboratory, a numerical model of finite volume was elaborated in Ansys® to study the fluid dynamics in five different depths (represented by different annular, pressures and temperatures) and to calculate the pressure drops for different flow rates allowing the creation of curves of the flow of non-Newtonian fluid, while simultaneously allow the study of fluid dynamics in annular region, finding good representation with the analytical equations of fluid mechanics.

The adopted approach in this work focuses on numerically evaluate rheological parameters of a yield power law (YPL, Herschel-Bulkley) fluid through records of viscous pressure drops at diferente flow rates. This new approach represents a significant advance towards full automation of the monitoring of drilling fluid properties even within kilometers of depth, thereby eliminating the limitation of few rheological measurements carried out under mild surface conditions that do not represent actual conditions of the drilling well.

Keywords: Computational fluid dynamics, Rheology, Viscosimetry, Drilling engineering, Drilling fluid

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Indicação de fluxos de fluidos de perfuração interna e externamente à coluna	20
Figura 2 - Componentes de um sistema de circulação de uma unidade de perfuração	21
Figura 3 - Classificação dos poços de acordo com a profundidade do leito marinho	22
Figura 4 - Janela Operacional do campo de Elgin (UK)	24
Figura 5 - Curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos	30
Figura 6 - Curvas de fluxo (a) e de viscosidade (b) com relação à histerese	35
Figura 7 - Distribuição de velocidades e tensões em fluxo laminar em tubo circular	36
Figura 8 - Distribuição de velocidades e tensões em fluxo tampão em tubo circular	37
Figura 9 - Tipos de geometria de fluxo mais usuais nos projetos dos viscosímetros: (a) em torno da esfera; (b) entre placas paralelas; (c) entre cilindros; (d) interior de tubo; (e) entre cone-placa circulares; (f) entre placas circulares	39
Figura 10 - Viscosímetro de vidro do tipo capilar	40
Figura 11 - Viscosímetro Fann 35A em vistas lateral e superior	41
Figura 12 - Esquema mostrando perfis de velocidade e de viscosidade dos viscosímetros de cilindros coaxiais: Searle e Couette	42
Figura 13 - Viscosidades efetivas de lamas base óleo normalizadas à viscosidade do óleo diesel	46
Figura 14 - Fluxograma de análise e Fluidodinâmica Computacional	51
Figura 15 - Esquema global com ilustração do ambiente de perfuração	52
Figura 16 - Dimensões dos elementos envolvidos nos casos de (a) 2.000 m de profundidade e (b) 3.000 metros	59
Figura 17 - Dimensões dos elementos envolvidos nos casos de (a) 3.900 m de profundidade e (b) 3.950 metros	60
Figura 18 - Dimensões dos elementos envolvidos na última profundidade avaliada	61
Figura 19 - Comparação entre dimensões dos anulares com relação às profundidades	62
Figura 20 - Perda de carga avaliada no teste de malha	70
Figura 21 - Curva de fluxo do fluido de perfuração de Silva e Naccache (2016)	73
Figura 22 - Curva logarítmica de fluxo para 3.000 e 3.900 metros	74
Figura 23 - Curva logarítmica de fluxo para 2.000 m com Fluido2	75
Figura 24 - Curvas de fluxo em escala decimal com Fluido2	76
Figura 25 - Curva de fluxo do fluido de perfuração elaborado	78
Figura 26 - Linearização da curva de fluxo do fluido de perfuração	79
Figura 27 - Fluidodinâmica da região da broca para 1.500 gpm de vazão	81
Figura 28 - Hidráulica de poços e jateamento do fluido de perfuração	83
Figura 29 - Perfil de velocidade da lama elaborada (fluido não-newtoniano)	85
Figura 30 - Perfil de velocidade da água (fluido newtoniano) num tubo	85
Figura 31 - Distribuição de velocidades num anular concêntrico	86
Figura 32 - Distribuição de velocidades no anular de 3.000 metros	87
Figura 33 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 3.000 m	88
Figura 34 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 2.000 m	89
Figura 35 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 2.000 m com fluxo de água	90
Figura 36 - Curva de fluxo para fluido próprio em 3.000 m de profundidade	91
Figura 37 - Curvas de fluxo para fluido próprio em 3.000 m e 3.900 m de profundidade	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação dos poços de petróleo	18
Tabela 2 - Classificação dos fluidos de perfuração de acordo ao constituinte principal.....	27
Tabela 3 - Número de Reynolds crítico praticado no escoamento da indústria de petróleo	38
Tabela 4 - Dimensões geométricas dos cilindros do viscosímetro FANN 35A	44
Tabela 5 - Composição do fluido de perfuração elaborado com 400 ml de água destilada	53
Tabela 6 - Detalhes dos domínios avaliados	58
Tabela 7 - Robustez dos resultados calculados pelo Ansys®	65
Tabela 8 - Correspondências de velocidades para as condições impostas de vazão	66
Tabela 9 - Informações sobre o Teste de Malha.....	70
Tabela 10 - Quantidade de elementos das malhas trabalhadas.....	71
Tabela 11 - Parâmetros reológicos do fluido de perfuração elaborado	78
Tabela 12 - Dimensões do tubo e características dos fluidos testados	84

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área [L ²]
D	Diâmetro perpendicular ao fluxo [L]
D _h	Diâmetro hidráulico [L]
F	Força [M.L.T ⁻²]
f _{Darcy}	Fator de atrito de Darcy [adimensional]
g	Aceleração gravitacional [L.T ⁻²]
H	Altura equivalente de imersão [L]
HPHT	<i>High Pressure High Temperature</i> (Alta Pressão e Alta Temperatura)
K	Índice de consistência [M.L ⁻¹ .T ⁿ⁻²]
k	Constante da mola do viscosímetro [M.T ⁻²]
L	Comprimento [L]
N	Número de rotações em rpm [L.T ⁻¹]
N _R	Número de Reynolds [adimensional]
n	Índice de comportamento (ou índice de fluxo) [adimensional]
P	Pressão [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
r	Distância radial [L]
r ₁	Raio do cilindro interno do viscosímetro [L]
r ₂	Raio do cilindro externo do viscosímetro [L]
S	Área da superfície exposta ao cisalhamento [L ²]
u	Velocidade de partículas, de planos ou de fluxos [L.T ⁻¹]
Ṁ	Vazão volumétrica [L ³ .T ⁻¹]
y	Distância entre dois pontos [L]
α	Parâmetro geométrico para cálculo de taxa de cisalhamento
β	Razão entre os raios dos cilindros do viscosímetro [adimensional]
γ	Taxa de cisalhamento [T ⁻¹]
γ _b	Taxa de cisalhamento na parede do cilindro interno [T ⁻¹]
θ	Deflexão, em graus, medida pelo viscosímetro
μ	Viscosidade dinâmica de um fluido [M.L ⁻¹ .T ⁻¹]

μ_a	Viscosidade aparente [M.L ⁻¹ .T ⁻¹]
μ_p	Viscosidade plástica [M.L ⁻¹ .T ⁻¹]
ν	Viscosidade cinemática [L ² .T ⁻¹]
π	Número irracional “pi” [adimensional]
ρ	Massa específica, razão entre a massa e o volume de uma matéria [M.L ³]
τ	Tensão de cisalhamento [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
τ_0	Limite de escoamento real [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
τ_b	Tensão cisalhante na parede do cilindro interno [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
τ_L	Limite de escoamento [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
$\tau_y(t)$	Tensão limite de escoamento [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
$\tau_y(0)$	Tensão para quebra da estrutura gel [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
$\tau_y(\infty)$	Tensão limite de escoamento com gel totalmente fraturado [M.L ⁻¹ .T ⁻²]
Ψ	Função de Krieger e Maron para fluidos generalizados [adimensional]
ω	Velocidade angular em radianos por segundo [L.T ⁻¹]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Considerações iniciais	13
1.2 Objetivos.....	16
1.2.1 Objetivo geral.....	16
1.2.2 Objetivos específicos.....	16
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1 Perfuração de poços.....	17
2.2 Influência de condições extremas de poços de perfuração	21
2.3 Fluidos de perfuração	26
2.4 Reologia.....	28
2.5 Viscosimetria	38
2.6 Reologia a partir de dados <i>in situ</i>	47
2.7 Fluidodinâmica computacional	48
3 METODOLOGIA.....	51
3.1 Definição física do problema.....	51
3.2 Pré-processamento.....	58
3.2.1 Geometria	58
3.2.2 Malha numérica.....	62
3.3 Modelagem matemática proposta.....	62
3.3.1 Hipóteses de simplificação.....	63
3.3.2 Condições de contorno	65
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1 Influência da malha numérica.....	69
4.2 Aplicação do modelo a dados da literatura.....	72
4.3 Elaboração do fluido de perfuração e testes reológicos	76
4.4 Testes numéricos com o fluido de perfuração elaborado em laboratório.....	80
5 CONCLUSÕES	93
6 PERSPECTIVAS FUTURAS	94
REFERÊNCIAS	95

1 INTRODUÇÃO

O propósito desta seção é apresentar o cenário onde o trabalho se encontra, suas principais motivações, bem como a maneira como este pode afetar as técnicas e pontos de vista da academia e indústria.

1.1 Considerações iniciais

A despeito do constante aumento da dificuldade para sua obtenção, o petróleo continua a ser uma matéria prima imprescindível para a civilização contemporânea de maneira que seu consumo permanece crescente mesmo se comparado ao crescimento populacional. O impacto econômico da perfuração de poços de petróleo permanece colossal e sua tecnologia teve que se adequar nas últimas décadas a perfurações em poços cada vez mais profundos e condições térmicas e compressivas cada vez mais extremas visto que não é uma matéria prima renovável, dependendo sempre de novos locais para sua obtenção.

Há um consenso na indústria do petróleo de que não existem mais novos poços que sejam fáceis de explorar, os campos oferecerão cada vez mais dificuldades para obtenção de petróleo e, portanto, a indústria deve cada vez se adequar mais a técnicas mais precisas e confiáveis para garantir a viabilidade de campos que outrora pareciam financeiramente inacessíveis (Shadravan e Amani, 2012).

Durante a perfuração de poços de óleo e gás, um fluido viscoso (conhecido como lama ou fluido de perfuração) é injetado continuamente da superfície por dentro de uma tubulação (chamada coluna de perfuração) de maneira descendente e sai pela broca com o objetivo de carrear à superfície os vestígios sólidos da formação rochosa que poderiam interferir no processo.

São estipulados parâmetros fluidodinâmicos para adequação de fluidos de perfuração e estes dependem de ensaios reológicos realizados na superfície; entretanto as condições de poço normalmente não são bem representadas pelo ameno ambiente encontrado em solo firme, bem como a introdução de contaminantes e cascalhos dificultam uma simplificação do fluido real.

Viscosímetros configurados para condições de alta pressão e alta temperatura (*High Pressure, High Temperature* - HPHT) não estão adaptados e disponíveis para uso na região do poço e normalmente as propriedades são medidas em condições superficiais. Além disso, durante a perfuração de poços mais complexos, a janela operacional tende a ser ainda mais estreita, exigindo técnicas de perfuração com maior controle da pressão e que, portanto, dependerão de modelos hidráulicos mais adaptados e melhores dados reológicos.

Com a perfuração de poços cada vez mais profundos, a temperatura e a pressão tendem a crescer bastante limitando os equipamentos e insumos que suportam tal condição. Apesar de o aquecimento degradar rapidamente os aditivos químicos do fluido de perfuração impactando assim em propriedades obturantes, viscosificantes e acelerando reações químicas, para Paula Jr, Ribeiro e Santos (2009), a maior compressão é ainda mais preocupante por exigir maiores densidades (e, portanto, maior carga de sólidos) reduzindo a taxa de penetração e causando aumento da fricção mecânica, aumento brusco do volume de gás ascendente, maior probabilidade de *kicks* e um brusco estreitamento da janela operacional exigindo um controle ainda mais intenso do sistema sob os mais diversos riscos. Mesmo antes da escala de degradação, o aumento térmico causa uma redução considerável da viscosidade de um material líquido, ao mesmo tempo que o aumento da pressão reduz a distância entre as partículas do material, aumentando assim a viscosidade.

A reologia de um fluido de perfuração tem influência direta na determinação das quedas de pressão em tubos e anulares, da densidade circulante equivalente do fluido em condições de poço e de regimes de escoamento no anular, bem como na otimização do sistema de circulação de lama visando a eficiência da perfuração e as estimativas das pressões de operação e da eficiência da limpeza do poço (API 13D, 2009). A obtenção de dados reológicos em condições de fundo de poço é uma possibilidade, portanto, fascinante e com o avanço tecnológico na obtenção de tais variáveis (Vajargah e van Oort, 2015), se tornou possível trabalhar com tais dados desde que haja um bom modelo hidráulico para os cálculos precisos com base em boas inferências das propriedades de fundo de poço.

A simulação numérica pode contribuir para a previsão de comportamentos futuros de processos de forma que a evolução de tais simuladores e das equações matemáticas em que se baseiam são importantes visto que os desafios encontrados na perfuração de poços se tornam cada vez mais urgentes e complexos tanto pelas condições encontradas quanto pelas geometrias de poços cada vez mais otimizadas e adaptadas a cada situação específica.

A fluidodinâmica computacional (*Computational Fluid Dynamics – CFD*) é uma poderosa ferramenta numérica para modelar condições de escoamento de fluidos considerando seus balanços de massa, energia e quantidade de movimento através do método dos volumes finitos para abranger equacionamentos de fenômenos de transporte mais numerosos e específicos.

Com este trabalho, se pretende criar um modelo fluidodinâmico que simule o escoamento de um fluido de perfuração em diversas condições de profundidade, considerando o escoamento na região anular entre a formação rochosa e a coluna de perfuração e levando em conta suas particularidades térmicas, permoporosas e de compressão, utilizando dados realistas com fundamentação experimental de características reológicas e visando correlacionar dados numéricos com a reologia real das lamas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver um modelo numérico de volumes finitos para simular o escoamento de um fluido de perfuração com parâmetros reológicos obtidos empiricamente por viscosimetria em diferentes profundidades de um poço de petróleo.

1.2.2 Objetivos específicos

- ❖ Elaborar e analisar experimentalmente a reologia de um fluido de perfuração;
- ❖ Avaliar a diferença de diferentes diâmetros anulares no escoamento não-newtoniano;
- ❖ Avaliar a influência de diferentes vazões de escoamento no ambiente anular;
- ❖ Avaliar o perfil numérico de escoamento comparando com o perfil de escoamento analítico;
- ❖ Avaliar a influência das condições de profundidade da formação rochosa;
- ❖ Estudar a relação entre a perda de carga de um fluido de perfuração com sua reologia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção do trabalho serão abordados inicialmente os fundamentos da perfuração de poços; depois sobre os fluidos de perfuração e suas funcionalidades e composições; em seguida sobre a influência das condições extremas de poços; a seguir sobre a reologia relacionada; no tópico seguinte serão abordados pontos sobre a viscosimetria; aspectos sobre a correspondência reológica de dados obtidos diretamente no poço durante a perfuração e por fim informações sobre a fluidodinâmica computacional.

2.1 Perfuração de poços

O poço de petróleo é o elo entre a superfície e a rocha reservatório e o principal objetivo da perfuração é atingir os reservatórios de interesse causando o mínimo impacto possível na estabilidade da formação rochosa, permitindo execução operacional até a conclusão do poço com o mínimo possível de danos ambientais e estruturais (Ferreira, 2014).

A perfuração de um poço de petróleo é uma operação com altos custo e risco e, devido às extremas condições de pressão e temperatura em alguns poços, a janela operacional se torna bastante estreita; essa janela representa o espectro entre as pressões mínima e máxima que podem ser aplicadas ao sistema para evitar fluxos indesejados como invasão de líquidos ou do gás proveniente das rochas (Shaughnessy *et al.*, 2007). Para manter a pressão hidráulica dentro dos limites é comum controlar a densidade do fluido de perfuração na técnica chamada “*overbalanced*” que é utilizada na perfuração da maioria dos poços brasileiros.

Os sistemas que compõem tradicionalmente uma sonda de perfuração (Azar e Samuel, 2007) são um sistema para geração de energia, um sistema de elevação, um de circulação de fluido de perfuração, um sistema rotativo, sistemas de controle de *blowouts* e, por vezes, um sistema de aquisição e monitoramento de dados de perfuração.

Quase todas as perfurações feitas atualmente utilizam sondas de perfuração rotativas (Bourgoyne *et al.*, 1986) com a aplicação de uma força descendente na broca derivada da rotação de toda a coluna causada por uma mesa rotativa e o uso de seções de tubos grossos e pesados. Existem nove categorias, segundo a Petrobrás (2002) de poços de petróleo que variam

de acordo com suas finalidades e são numeradas cronologicamente de maneira a padronizar a nomenclatura de acordo com a Tabela 1 a seguir:

Tabela 1 - Classificação dos poços de petróleo

Finalidade	Categoria	Número chave
Estratigráficos	Pioneiro	1
	Estratigráfico	2
Exploratórios	Extensão	3
	Pioneiro adjacente	4
	Jazida mais rasa	5
	Jazida mais profunda	6
Exploratórios (Lavra)	Produção	7
	Injeção	8
Especial	Especial	9

Fonte: Petrobrás, 2002

Os poços exploratórios e estratigráficos visam a descoberta de novos campos ou novas jazidas de petróleo, a avaliação de reservas ou coleta de dados para estudos geológicos e podem ser (Petrobrás, 2002):

1. Pioneiros: visam a descoberta de petróleo a partir de informações adquiridas por métodos geológicos ou geofísicos;
2. Estratigráficos: perfurados com o objetivo de obter dados sobre a disposição de rochas no subsolo sem necessariamente existirem informações geológicas completas da região; esses poços podem se adequar e se transformar em produtores de óleo na eventualidade da descoberta de um novo campo;
3. De extensão: são aqueles perfurados fora dos limites comprovados de uma jazida visando sua ampliação, tendo assim um potencial de descoberta de uma nova jazida que seja independente daquela originalmente conhecida;
4. Pioneiro adjacente: perfurado fora da delimitação prévia do campo com foco na descoberta de novas jazidas adjacentes. Pode ser reclassificado como pioneiro ou como poço de extensão no caso de a jazida ser aquela inicial.
5. Para jazida mais rasa: perfurado dentro dos limites estabelecidos de um campo com foco na descoberta de novas jazidas que sejam mais rasas que a conhecida.
6. Para jazida mais profunda: perfurado também dentro dos limites, mas com foco na descoberta de novas jazidas que sejam mais profundas que a inicial.

Os poços para lavra são focados na extração do petróleo da formação rochosa e são divididos em duas categorias:

7. De desenvolvimento: são aqueles poços perfurados para drenagem do petróleo devendo atender a um planejamento racional de custos e estrutura visando a obtenção do fluido com o mínimo de danos possível;
8. De injeção: perfurados normalmente posteriormente com o foco de injetar fluidos na rocha-reservatório visando a expulsão por pressão do óleo ainda contido no poço.

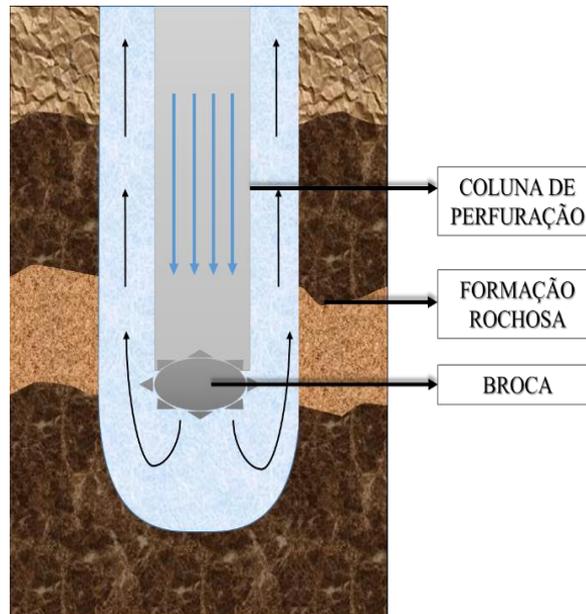
A categoria dos poços especiais se presta a englobar aqueles que são perfurados para pesquisa e produção de hidrocarbonetos sem estar enquadrados nas categorias anteriores. Com relação à profundidade, os poços podem ser classificados como rasos (quando têm profundidades inferiores a 1500 metros), profundos (mais de 2500 metros) ou médios. Por fim há a classificação com relação ao percurso do poço que pode ter o padrão vertical ou direcional.

A maioria dos poços de desenvolvimento são direcionais ou horizontais e a técnica tem sido vista como um método para aumentar a produtividade reduzindo o impacto ambiental; além de poços de desenvolvimento, os exploratórios e os de alívio (para evitar *blowouts*) também costumam apresentar intensos afastamentos horizontais de maneira a representarem cerca de 75% de todos os poços. Os poços direcionais são de grande interesse da indústria por permitir que vários poços de desenvolvimento sejam perfurados sob uma única plataforma (técnica chamada de espinha de peixe), permitindo o alcance de poços abaixo de áreas urbanas, reduzindo as poluições visual e auditiva e ainda podendo ser utilizados como poços de alívio, onde um fluido com determinado peso específico é injetado para controlar possíveis erupções (Rocha *et al.*, 2011).

Com relação ao método de perfuração há o método percussivo, mais antigo e baseado em “martelar” o material rochoso com energia gravitacional, onde um conjunto de ferramentas é suspenso e solto em queda livre repetidamente com o auxílio de um instrumento que além de triturar, gira em torno do próprio eixo visando proporcionar um furo circular; há o método rotativo, mais comum e apropriado a formações sedimentares, executando a perfuração por rotação com um fluido auxiliar e controle do peso sobre a broca, triturando, cortando e desgastando as rochas; e há a perfuração a ar comprimido, baseado numa percussão em alta frequência, realizada por um martelo numa broca rotacional e utilizando-se um fluido

(normalmente ar comprimido) transmitido por um compressor por dentro da coluna de perfuração.

Figura 1 - Indicação de fluxos de fluidos de perfuração interna e externamente à coluna



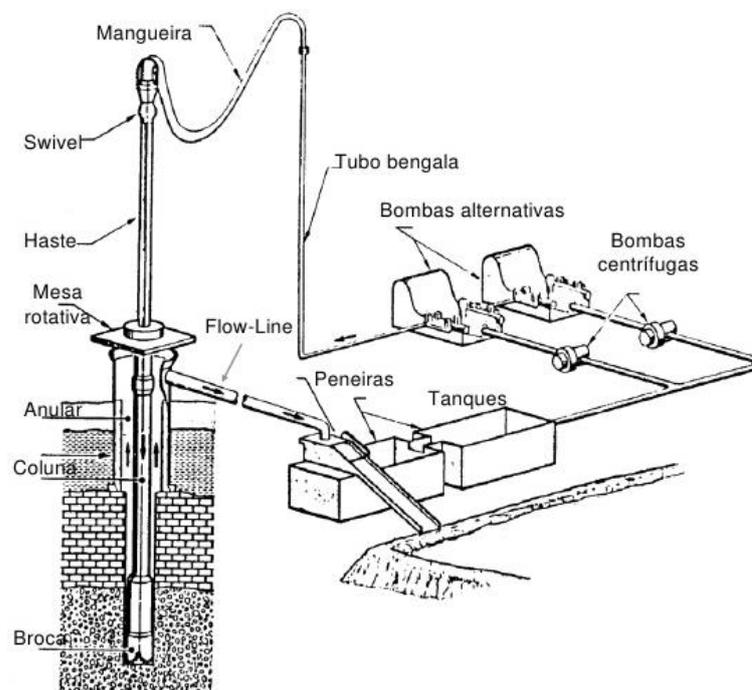
Fonte: Modificado de Gomes, Marinho e Oliveira (2016)

A maioria do fluido de perfuração utilizado no processo é continuamente recirculado sendo succionado dos tanques por bombas e injetado no interior da coluna por onde segue em trajeto descendente até ser ejetado pela broca e seguir arrastando cascalhos pelo espaço anular (de acordo com o indicado na Figura 1) até chegar à superfície onde passará por tratamento de sólidos nas peneiras vibratórias (Melo, 2008). A broca no final da coluna de perfuração é movimentada devido ao torque imposto à coluna pela mesa rotativa na superfície e possui geralmente três orifícios por onde o fluido de perfuração é forçado a escoar a altas velocidades (em algumas situações de solos não consolidados, o próprio jateamento do fluido é o bastante para remover partes da formação rochosa).

A maior parcela (de 50% a 70%) da perda de carga no sistema de circulação (Machado, 2002) ocorre nos jatos da broca, de forma que ocorre grande conversão de energia do fluido (na forma de pressão) em energia mecânica, de maneira que a perda de pressão não é apenas resultante da fricção ou das propriedades viscosas do fluido. Como a região anular (entre a coluna de perfuração e a formação rochosa) tem área seccional maior que o interior da coluna, as velocidades anulares são inferiores àquelas dentro da tubulação, que são da ordem de 1 a 3

m/s (Bourgoyne *et al.*, 1986). O controle da velocidade se faz importante já que velocidades altas podem causar erosão, ao mesmo tempo que velocidades baixas não fornecem energia o bastante para transportar os cascalhos. Também é importante que o regime de fluxo no anular seja laminar e a perda de carga é proporcional à vazão e representa de 5 a 10% da pressão total de circulação. Na Figura 2 são mostrados os principais componentes do sistema de circulação do fluido de perfuração.

Figura 2 - Componentes de um sistema de circulação de uma unidade de perfuração



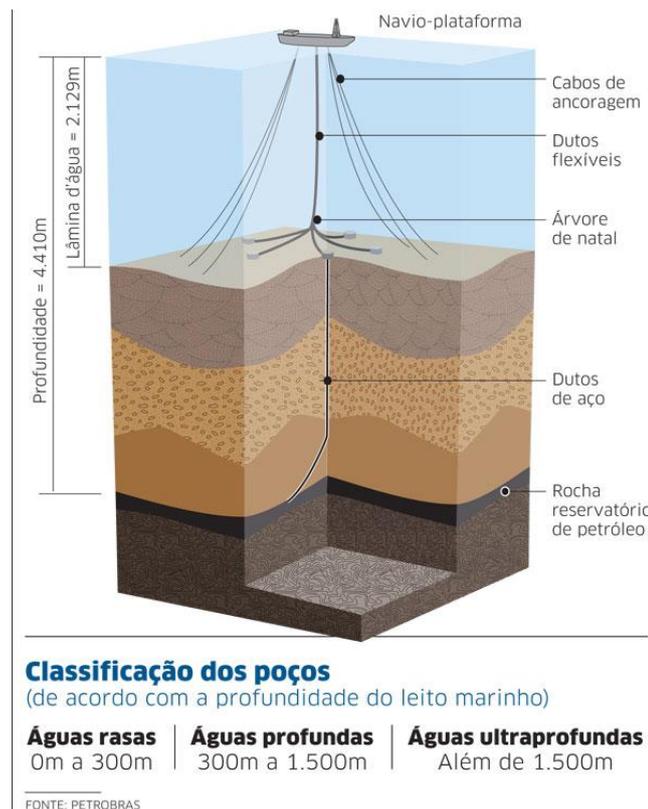
Fonte: Machado, 2002

2.2 Influência de condições extremas de poços de perfuração

Enquanto vários pesquisadores buscaram estabelecer equipamentos com alta performance para obter petróleo de poços em condições de alta pressão e alta temperatura (HPHT), outros se dedicaram a mensurar o comportamento hidráulico dos fluidos (óleo e lamas) em condições extremas (Rassenfoss, 2014) já que se verificou um vazio de estudos sobre a fluidodinâmica nas condições extremas encontradas em tais poços.

Como já citado anteriormente, os poços de perfuração de petróleo podem ser classificados de acordo com a profundidade do leito marinho, isto é, da lâmina de água, como na Figura 3 a seguir:

Figura 3 - Classificação dos poços de acordo com a profundidade do leito marinho



Fonte: Petrobrás (2002)

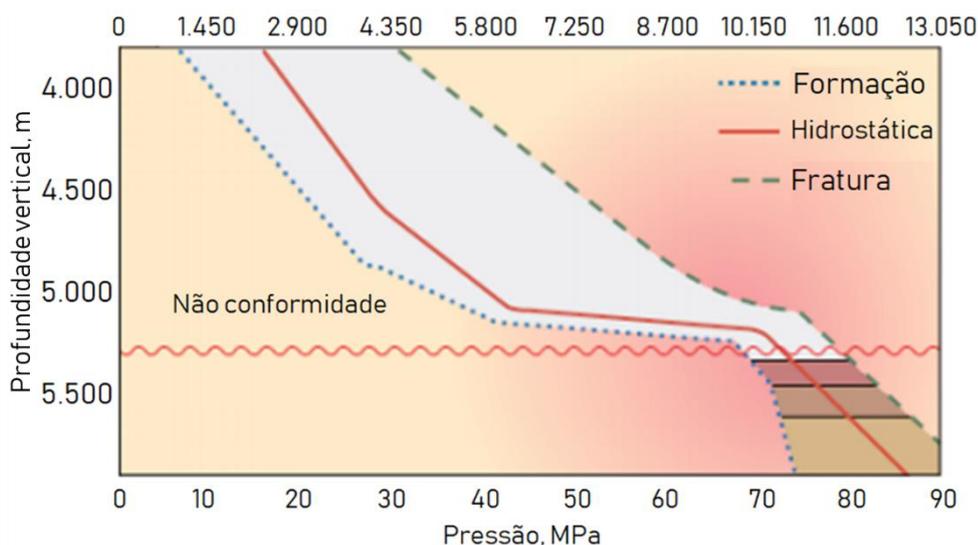
A profundidade média em que são encontrados reservatórios petrolíferos no pré-sal são da ordem de 5 a 6 quilômetros (Oliveira, 2015; Oliveira *et al.*, 2016). Capeto *et al.* (2017) cita profundidades recordes do gênero tanto no poço Raya-1 (de 3.400 m de profundidade de água no Uruguai) quanto na área de Moita Bonita (com 2.988 metros de profundidade de água entre os estados de Sergipe e Alagoas). Para condições extremas de profundidade como as citadas, é importante levar em conta o efeito na integridade do *riser* em se utilizar equipamentos maiores (e mais pesados), no efeito dos movimentos da sonda, da relação entre o peso submerso, da pressão hidrostática, fluxo do fluido de perfuração, rigidez, arrasto, ondas e corrente. O *riser* é a tubulação que tem a função de proteger e guiar a coluna de perfuração no mar em perfurações *offshore*, bem como permitir o retorno do fluido de perfuração desde o poço até a plataforma;

normalmente é de aço e possui linhas auxiliares usadas no controle de *kick* além de ter linhas internas com funções elétricas e hidráulicas.

A engenharia de perfuração tem a meta de solucionar desafios visando sempre tornar possível a construção de poços seguros e viáveis financeiramente; em poços *offshore*, o aluguel da sonda pode custar até 70% do valor total, havendo assim um claro esforço em minimizar o tempo de operação e evitar o tempo não produtivo. Poços com características HPHT vêm sendo perfurados desde meados dos anos 1970 e seu planejamento deve levar em conta exaustivamente todos os passos de segurança já que as consequências dos erros se intensificam. É importante a definição exata da janela operacional em condições distintas de pressão, efeito de centroide em altas pressões, perfil de temperatura, estabilidade do poço, termodinâmica hidráulica e simulações considerando vários cenários (Paula Jr, Ribeiro e Santos, 2009).

Em poços HPHT, a perfuração leva 30% mais tempo para ser concluída, o tempo não produtivo costuma ser três vezes maior, a frequência de *kicks* é bem maior (dois por poço em média, contra um a cada dez poços tradicionais) e aprisionamento 30% maior de tubos, além disso, vários equipamentos da sonda não suportam a carga térmica encontrada e mesmo os que o fazem, não resistem por muito tempo – como a duração da perfuração é maior, o problema se intensifica ainda mais (Falcão, 2007).

A maioria dos riscos conhecidos da perfuração de um poço HPHT são relacionados com as altas pressões envolvidas bem como o marcante estreitamento da janela operacional. Os três pontos para uma perfuração segura são a prevenção e detecção de *kicks* e o controle do poço. Nenhuma técnica garante total isenção de *kicks* de maneira que o melhor hábito é buscar prever e controla-los. Por padrão, os poços HPHT exigem lamas com maiores densidades, necessitando assim de maior carga de sólidos, principalmente materiais pesados como a barita; esse maior grau de sólidos termina por reduzir a taxa de penetração (*Rate of Penetration*, ROP) e assim, aumentar o tempo de duração da perfuração. Além das dificuldades já citadas ainda podem ser acrescentadas: aumento de fricção mecânica do fluido, degradação térmica dos aditivos, aumento brusco de volume de gás ascendente devido à diferença de pressão. A Figura 4 mostra o estreitamento da janela operacional relacionando a pressão (em MPa) com a profundidade (em metros) considerando os extremos de pressão de formação e de fratura, a pressão hidrostática e uma não-conformidade em determinada profundidade (Silva, 2016).

Figura 4 - Janela Operacional do campo de Elgin (UK)

Fonte: Modificado de Adamson *et al.*, 1993

Segundo Silva (2016), o filtrado em condições HPHT aumenta com o acréscimo da temperatura já que, além de os aditivos responsáveis pela obturação se desgastarem, também ocorre variação na compressibilidade do reboco formado. Por outro lado, a solução para a obturação é bem conhecida, já que polímeros mantêm suas propriedades obturantes mesmo nas elevadas temperaturas destes poços. Os materiais adensantes da lama de perfuração também devem levar em conta a gelificação e a sedimentação das partículas, já que a presença de impurezas em baritas pode causar solidificação adiantada já em 135°C e os problemas de sedimentação podem ser atenuados se o tamanho das partículas de barita for reduzido dos tradicionais 75 µm para tamanhos inferiores a 15 µm.

Segundo Rassenfoss (2014), quando foram realizados testes para verificar se os modelos hidráulicos poderiam ser simplesmente extrapolados às condições HPHT, as previsões matemáticas para a densidade tiveram erros de cerca de 50% enquanto as condições viscosas possuíam erros de quase 75%. A partir de dados reais foi possível elaborar novas equações com boas correlações, mas que eram coerentes com as extrapolações já feitas, não com as que estavam por vir, o problema de novas configurações e novas extrapolações permaneceu vivo.

Lee, Shadravan e Young (2012) estudaram a reologia de fluidos de perfuração base óleo em condições de HPHT extremo (acima de 30.000 psi e 500°F ou 260°C) utilizando quatro diferentes viscosímetros HPHT e geraram um modelo matemático simples para mensurar a reologia de emulsões inversas (fluidos oleosos) em condições extremas. Os seus testes

indicaram que vários fatores podem influenciar nas medições reológicas, como a química do fluido de perfuração, a ordem dos estudos (se a medição segue da maior para a menor taxa de cisalhamento ou vice-versa) e a configuração dos equipamentos. Fluidos oleosos têm uma melhor estabilidade térmica, entretanto a partir de 400°F (204,5°C) os aditivos também passam a degradar muito rapidamente.

Galindo *et al.* (2015) desenvolveram um fluido de perfuração aquoso para poços com condições de temperatura extrema que mantém sua estabilidade mesmo após os 400°F (204,5°C) sem utilizar argilas. Os fluidos de perfuração base água oferecem vantagens ambientais importantes se comparados aos oleosos, além de oferecerem melhor resistência à compressão, por outro lado geralmente são menos estáveis termicamente e por isso foi desenvolvido um fluido de perfuração aquoso de alta performance (com melhores taxas de penetração, de limpeza do poço, inibição de xistos e estabilidade do poço). Os fluidos foram envelhecidos a 150°F (65,5°C) por 16 horas e depois testados com temperaturas variando desde 300°F (149°C) até 400°F (204,5°C); a viscosidade foi medida por métodos diretos, o pH com um pHmetro e a filtração pelo método API, todos a 350°F (177°C). A argila foi substituída por um viscosificante polimérico sintético.

Enquanto os biopolímeros mais comuns como a xantana e a celulose modificada são frequentemente utilizados para controle de viscosidade e filtração em fluidos aquosos de alta performance, têm uma rápida degradação em temperaturas mais altas (Seright e Henrici, 1990). Materiais substitutos em escala comercial foram desenvolvidos para aplicação em altas temperaturas (Weaver, Gdanski e Karcher, 2003), mas costumam ter problemas com degradações térmicas catalisadas por oxidação; dessa forma, foram realizados alguns avanços com acrilamidas, particularmente de monômeros como a N-vinilpirrolidona. Por outro lado, esses polímeros também têm a função primordial de obturação, mas mesmo oferecendo uma pouca viscosidade, não geram tixotropia no fluido e por isso geralmente são utilizados com viscosificantes comuns em paralelo, viscosificantes estes que têm problemas sérios de degradação térmica como a argila bentonítica que sofre floculação e gelificação por aquecimento (Elward-Berry e Darby, 1997).

Desai *et al.* (2006) desenvolveram um fluido de perfuração aquoso para lidar com condições HPHT em uma região de ecossistema sensível, um santuário de vida selvagem. Foi utilizado um fluido com resistência à contaminação e baixo teor de coloides para a perfuração de dois poços HPHT em rochas argilosas a profundidades que atingem 11.800 psi e 210°C.

2.3 Fluidos de perfuração

Para o *American Petroleum Institute* (API), o fluido de perfuração é um fluido de circulação para perfurações rotativas que deve desempenhar algumas funções específicas de auxílio à perfuração e manutenção do poço. Dessa maneira a perfuração rotativa se torna completamente inviável sem um fluido circulante e sua influência é tão grande que a maioria dos problemas relatados na perfuração se relacionam direta ou indiretamente à lama (Azar e Samuel, 2007).

Ainda no início do terceiro milênio antes da era comum, a água foi utilizada como primeiro fluido de perfuração para poços de cerca de 20 pés (6,1 metros) de profundidade com brocas rotatórias controladas manualmente tendo também a água a função de carregar os resíduos sólidos. Já por volta de 600 a.C., Confúcio falou sobre poços de algumas centenas de pés perfurados na China com salmoura, visto que funcionavam melhor nas duas funções, de amolecer a rocha e carrear cascalhos – devido à presença de sólidos, a densidade da salmoura era mais adequada (Brantly, 1971).

O objetivo primordial de um fluido de perfuração é remover os cascalhos formados durante a quebra mecânica da rocha. A partir da ampliação de seu uso, o fluido passou a agregar diversas outras funções como manter dos sólidos em suspensão durante as paradas de circulação (tixotropia), manter as estabilidades química e mecânica do poço para o prosseguimento da perfuração, causar o mínimo dano possível à formação, ao equipamento utilizado, aos recursos humanos e ao meio ambiente, exercer pressão hidrostática suficiente para evitar influxo de fluidos da formação para o poço, resfriar e lubrificar a broca, fornecer potência hidráulica e controlar o atrito entre a coluna e as paredes do poço (Caenn, Darley e Gray, 2011).

Com relação à seleção do fluido de perfuração a ser utilizado, Azar e Samuel (2007) afirmam que o principal critério ainda é o custo, mas que é importante também observar fatores de produtividade, impacto ambiental, segurança e logística. Cada poço possui também particularidades que influenciam na escolha do fluido a ser utilizado como complexidades do solo, características dos revestimentos adotados, alterações na diversidade e profundidade de cada camada de solo, pressões e temperaturas envolvidas e disponibilidade de matérias-primas.

Quanto aos tipos, os fluidos de perfuração podem ser classificados (de acordo com a Tabela 2) em fluidos base água (partículas sólidas suspensas em água ou salmoura), base óleo (partículas sólidas suspensas em óleo natural ou sintético) e gases – ar ou gás natural podem ser utilizados livremente para o arraste em alta velocidade de cascalhos, bem como agentes espumantes podem ser utilizados para pequenos influxos de água (Caenn, Darley e Gray, 2011).

Em lamas aquosas, os sólidos consistem em argilas e coloides orgânicos para fornecer funções viscosas (como força gel e limite de escoamento) e obturantes (formação de uma fina película de baixa permeabilidade para limitar a invasão do fluido de perfuração na rocha), além de minerais pesados (como barita) adicionados para aumentar a massa específica do fluido, além de outros sólidos da própria formação que se dispersam no curso da perfuração como sais dissolvidos que podem agir como contaminantes e mudar propriedades viscosas (Caenn, Darley e Gray, 2011).

Tabela 2 - Classificação dos fluidos de perfuração de acordo ao constituinte principal

Gás	Água	Óleo
Gás seco: ar, gás natural, gás de exaustão, gás de combustão	Água fresca	Óleo diesel ou petróleo cru
Névoa: gotas de água ou lama carregados pela corrente de ar Espuma: bolhas de ar rodeadas por um filme aquoso contendo um surfactante estabilizante Espuma estável: espuma contendo materiais estabilizantes do filme, como bentonita ou polímeros orgânicos	Solução: totalmente coloidal, sólidos não podem se separar da água mesmo em escala de tempo prolongada. Sólidos em solução com a água devem incluir: 1. Sais como Cloreto de Sódio, Cloreto de Cálcio 2. Surfactantes como detergentes, floculantes 3. Coloides orgânicos como polímeros celulósicos e acrílicos Emulsão: Líquido oleoso mantido em gotículas na água por um emulsificante e um surfactante Lama: Suspensão de sólidos em qualquer dos líquidos anteriores com aditivos químicos para controle das propriedades	Lama base óleo: um fluido de perfuração base óleo estável deve conter: 1. Agentes emulsificantes de água 2. Agentes de suspensão 3. Agentes para controle de filtração Pode conter cascalhos da formação perfurada Deve conter barita para ampliar a densidade

Fonte: (Caenn, Darley e Gray, 2011)

Ainda segundo Caenn, Darley e Gray (2011), a atividade viscosa causada pela fração coloidal é fundamentalmente derivada da relação área/volume (e, portanto, área/massa) possuindo uma grande superfície específica que, aliada a cargas eletrostáticas superficiais, dão origem a forças interpartículas atrativas ou repulsivas que aglutinam a matéria e influenciam profundamente na viscosidade das lamas a baixas velocidades, favorecendo uma estrutura reversível de gel quando em repouso. Enquanto os fluidos oleosos (óleos naturais ou sintéticos) oferecem melhor resistência térmica, estabilidade do poço, lubrificação e torque e melhor taxa de penetração, possuem altos custos de produção e descarte e graves problemas ambientais; os fluidos base aquosa são mais baratos, têm melhores características reológicas, melhor resistência à compressão (Maglione *et al.*, 1996) e maior variabilidade, podendo ser desde fluidos simples com água e argila até fluidos de alto rendimento com características comparáveis às da lama oleosa sem, no entanto, causar problemas ambientais consideráveis.

2.4 Reologia

Segundo Newton em sua obra *Philosophiae Naturalis Principia Mathematica*, a resistência que surge devido ao não escoamento de um fluido (considerando todas as outras variáveis constantes) é proporcional à velocidade pela qual as partículas do fluido estão sendo separadas umas das outras (Macosko e Larson, 1994). A reologia surgiu no início do século passado e se dedica ao estudo das deformações e do escoamento de materiais; ao modo como os materiais respondem à aplicação de uma tensão com o intuito de prever a força necessária para causar deformação (ou escoamento no caso de fluidos).

O comportamento reológico de corpos reais é muito dinâmico e complexo para ser genericamente classificado e um mesmo material pode possuir diferentes comportamentos de acordo com as condições a que esteja submetido, dessa forma a maioria dos modelos de comportamento mecânico se encaixam dentro de um restrito limite de condições (Silva, 2014). A representação mais elementar de um fluido é o chamado fluido de Pascal que é incompressível e não possui ação de tensões tangenciais em quaisquer elementos do fluido. Como isso é inviável fisicamente, o modelo mais simples adotado usualmente é o modelo de Newton que determina que as tensões tangenciais são proporcionais à taxa de deformação. Existem fluidos com comportamentos mais complexos que não podem ser descritos pela lei de

Newton, são os chamados fluidos de Stokes, ou ainda fluidos não newtonianos (Castro, Covas e Diogo, 2001).

Muitas das teorias da reologia se baseiam em modelos ideais, originados de equações diferenciais ordinárias (EDO) de primeira ordem; mas existem várias exceções aos modelos ideais, podendo as mudanças também serem irreversíveis, dependentes do tempo ou variando com a continuidade da deformação (Machado, 2002). Na indústria do petróleo, a reologia é relevante para o estudo do comportamento de fluidos empregados na perfuração, cimentação e completação de poços, além do refino e transporte do petróleo; além disso pode auxiliar na estimativa de perdas de pressão por fricção (perdas de carga), na capacidade de transporte e sustentação de sólidos, além de especificar mecanicamente os fluidos, aditivos, petróleo e derivados.

O cisalhamento é um termo importante para a deformação em reologia e pode ser considerado como um processo de deslizamento relativo entre placas planas, infinitas e paralelas (como um pacote de folhas finas de papel empilhadas). Os fluidos viscosos ideais se deformam contínua e irreversivelmente sob ação de forças chamadas de escoamento; um corpo viscoso não pode sustentar uma tensão e assim esta é liberada por meio do escoamento (Machado, 2002). Essa deformação viscosa é geralmente expressa em função da taxa de cisalhamento (relação entre a variação da velocidade de escoamento e a distância entre as camadas do fluido). A resistência do fluido a tal alteração é equivalente ao módulo de Young e é conhecida também como coeficiente de viscosidade.

Já a tensão de cisalhamento é a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido, de maneira que seja possível equacionar tanto a taxa quanto a tensão de cisalhamento da maneira que segue:

$$\tau = F/S \quad (1)$$

$$\gamma = \frac{\Delta u}{\Delta y} \quad (2)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento, F a força aplicada na direção do escoamento e S a área da superfície exposta a tal cisalhamento; γ é a taxa de cisalhamento, Δu a diferença de velocidade entre as camadas de fluido adjacentes e Δy a distância entre elas. Como citado anteriormente, no caso específico dos fluidos newtonianos, a resistência do fluido ao seu escoamento é proporcional à velocidade pela qual as partículas estão sendo separadas, isto é:

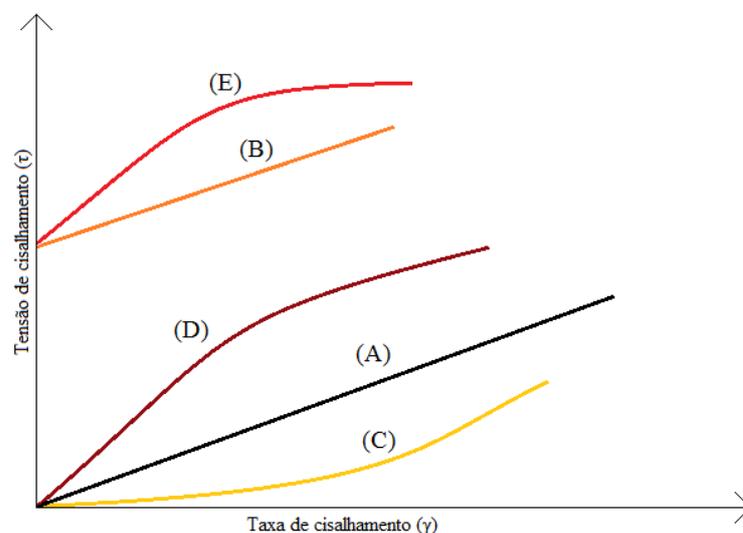
$$\tau = \mu \left(\frac{\Delta u}{\Delta y} \right) \text{ ou } \tau = \mu * \gamma \quad (3)$$

Onde a constante de proporcionalidade adicionada, μ é a chamada viscosidade dinâmica do fluido que (considerando temperatura e pressão constantes) será constante para fluidos simples, como ar, água, mercúrio, mel, glicerina, asfaltos. Uma outra grandeza útil para a reologia é a viscosidade cinemática (ν), a razão entre a viscosidade dinâmica e a sua massa específica (isto é, a massa que uma unidade de volume possui):

$$\nu = \mu/\rho \quad (4)$$

Como visto, a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento define o comportamento reológico dos líquidos puramente viscosos, dessa maneira a equação matemática entre as duas variáveis é chamada de equação de fluxo e sua representação gráfica é a curva de fluxo e pode adotar padrões referentes ao modelo matemático conhecido. Na Figura 5 são citados o fluido newtoniano (A), o fluido de Bingham (plástico ideal, B), os fluidos de potência pseudoplástico (C), dilatante (D) e (E) pseudoplástico com limite de escoamento (Machado, 2002):

Figura 5 - Curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos



Fonte: Modificado de Machado, 2002

É importante levar em conta que os fluidos reais possuem características mais diversas e dependentes das condições do meio e, portanto, essas curvas de fluxo servem como forma de generalizar e facilitar o equacionamento do modelo matemático mais relevante para cada caso. No caso de fluidos cuja viscosidade diminui com o aumento da taxa de cisalhamento, se diz que o material possui comportamento pseudoplásticos enquanto se o oposto ocorre, se considera o fluido com comportamento dilatante (Ferreira *et al.*, 2005).

Em alguns casos é necessário ainda um escoamento inicial, uma tensão finita, a tensão limite de escoamento (ou *yield point*) como os chamados fluidos de Bingham. Além disso, também há os fluidos onde a viscosidade varia com o tempo, como os fluidos tixotrópicos (como fluidos de perfuração) onde a viscosidade reduz com o tempo numa taxa constante de deformação; e os fluidos reopéticos, onde a viscosidade aumenta com o tempo sob deformação constante. Os fluidos tixotrópicos são importantes para manter estáveis os sólidos gerados pela perfuração em momentos de pausa de processo, porém a tixotropia deve ser controlada já que se for excessiva pode causar erosão nas paredes do poço.

Apesar de a viscosidade dos fluidos não newtonianos não ser constante, pode ser feita uma simplificação a partir da relação:

$$\tau = \mu_a \left(\frac{\Delta u}{\Delta y} \right) \quad (5)$$

Onde, de maneira similar ao equacionamento para fluidos newtonianos, uma constante é utilizada para relacionar a taxa de cisalhamento à tensão de cisalhamento; neste caso, entretanto, essa constante é apenas uma aproximação, a chamada viscosidade aparente (μ_a) representa a viscosidade que este fluido não newtoniano possui naquela condição de fluxo específica. Dessa maneira, não faz sentido falar de viscosidade aparente sem simultaneamente indicar a qual taxa de cisalhamento se refere.

O modelo de Bingham representa matematicamente suspensões diluídas de sólidos em líquidos, bem como dispersões argilosas de bentonita em água, por exemplo. Tais fluidos requerem uma tensão limite de escoamento, de maneira que enquanto a tensão de cisalhamento for inferior a tal limitante, os fluidos se comportam como sólidos. A equação (Machado, 2002) que define o fluido de Bingham é expressa por:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_L \text{ para } \tau > \tau_L \quad (6)$$

$$\gamma = 0 \text{ para } \tau \leq \tau_L \quad (7)$$

Onde μ_p se refere à viscosidade plástica e τ_L representa o limite de escoamento, ambos sendo parâmetros reológicos desse tipo de fluido. A já citada viscosidade aparente (μ_a) pode também ser equacionada em função desses parâmetros reológicos mencionados sob a forma:

$$\mu_a = \mu_p + \frac{\tau_L}{\gamma} \quad (8)$$

Ainda segundo Machado (2002), a viscosidade plástica se refere ao atrito entre as partículas dispersas e as partículas do líquido dispersante; as forças de interação entre as partículas dispersas são mensuradas pelo limite de escoamento (que representa a eletroviscosidade); de maneira que o limite de escoamento aumentará quando as forças interpartículas aumentarem devido ao aumento de potencial iônico do meio, enquanto que quando aumenta-se a concentração de partículas dispersas, a viscosidade plástica também se amplia.

Os chamados fluidos de potência são rigidos pelo modelo de Ostwald de Waele que relaciona uma variável a mais se comparado ao fluido newtoniano:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (9)$$

Ao invés de se falar em viscosidade dinâmica, há o índice de consistência (K), além de uma variável exponencial, o índice de comportamento (n). Este modelo representa os fluidos C e D na Figura 5, isto é, os fluidos chamados de dilatantes e pseudoplásticos; dilatantes no caso de $n > 1$ e pseudoplásticos se $n < 1$, para o caso específico de $n = 1$ o fluido adotará o equacionamento padrão de fluidos newtonianos. No geral é mais comum encontrar fluidos pseudoplásticos, mas alguns exemplos de fluidos dilatantes são pastas de cimento e algumas pastas dentifrícias (Machado, 2002).

Enquanto o índice de comportamento (n) indica o afastamento do fluido do modelo newtoniano (isto é, quanto mais próximo de 1, mais newtoniano será o fluido), o índice de consistência (K) indica (de maneira similar ao conceito de viscosidade) o grau de resistência de um fluido diante de seu próprio escoamento. Uma variação do modelo de Ostwald é o modelo de Herschel-Bulkley que é bastante comum em fluidos de perfuração e costuma ser chamado de fluido de potência com limite de escoamento (*Yield Power Law*, YPL) possuindo não mais duas (como os dois fluidos anteriores) mas três parâmetros reológicos: os índices de consistência e comportamento e o limite de escoamento real (τ_0).

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n + \tau_0 \text{ para } \tau > \tau_0 \quad (10)$$

$$\dot{\gamma} = 0 \text{ para } \tau \leq \tau_0 \quad (11)$$

A plasticidade é um termo bastante empregado na reologia para definir o comportamento de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento; fluidos plásticos podem ser classificados tanto como líquidos quanto como sólidos por serem dispersões que podem formar redes estruturadas via forças de van der Waals que conferem ao sistema uma estrutura semi-sólida de alta viscosidade. Quando é aplicada uma força menor que a que mantém a rede, o material é levemente deformado elasticamente; apenas quando essa força aplicada se torna maior que o limite de escoamento real é que ocorre uma mudança irreversível de posição (Machado, 2002).

Devido à ocorrência de paradas de perfuração por diversos motivos, os fluidos de perfuração passaram a adotar a importante característica de formação de uma estrutura gel quando não estão submetidos a um cisalhamento, impedindo assim a precipitação dos vestígios sólidos formados pela broca que estavam sendo elevados pelo anular. Como é necessária uma pressão maior que a usual para o rompimento da estrutura gel formada, o estudo da chamada força gel se tornou um parâmetro reológico importante. Enquanto a força gel inicial se refere à resistência costumeira ao movimento do fluido em paradas rápidas, a força gel final se refere à resistência adquirida pelo fluido ao seu próprio escoamento após um determinado tempo de pausa (em alguns casos são estudadas forças géis de 10, 20 ou 30 minutos). Ainda é possível quantificar o grau de tixotropia (referente à manutenção de sólidos em suspensão) de um fluido baseado na diferença entre a força gel final e a inicial.

Quando a força gel de um fluido está em excesso pode ocorrer perda de fluido de perfuração e dificuldade para descida de ferramentas de registro, por outro lado se a força gel for muito baixa, os sólidos insolúveis decantarão danificando a broca e exigindo retrabalho. O fluido quando gelificado pode ser considerado um fluido de Bingham com tensão limite de escoamento dependente do tempo (Chang, Nguyen e Rønningsen, 1999). Para um escoamento tubular, a tensão de cisalhamento se dará em função da taxa de cisalhamento na forma:

$$\tau = \mu_p \frac{du}{dr} + \tau_0(t) \text{ para } \tau < \tau_0 \left(\frac{du}{dr} > 0, \tau > 0 \right) \quad (12)$$

$$\frac{du}{dr} = 0 \text{ para } |\tau| \leq \tau_0 \quad (13)$$

$$\tau = \mu_p \frac{du}{dr} - \tau_0(t) \text{ para } \tau < -\tau_0 \left(\frac{du}{dr} > 0, \tau > 0 \right) \quad (14)$$

Onde μ_p se refere à viscosidade plástica, u é a velocidade axial de escoamento, r a direção radial e $\tau_0(t)$ a tensão limite de escoamento que é dada por:

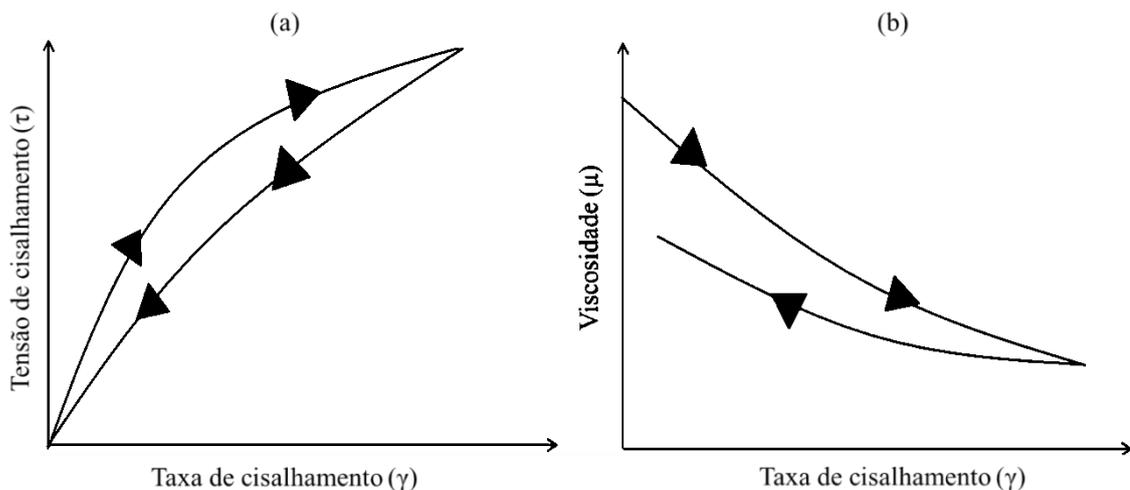
$$\tau_0(t) = \frac{\tau_0(0) - \tau_0(\infty)}{1 + K \cdot t} + \tau_0(\infty) \quad (15)$$

De forma que $\tau_y(0)$ é a tensão necessária para quebra da estrutura gel, $\tau_y(\infty)$ a tensão limite de escoamento quando o gel está totalmente fraturado e k é uma constante que caracteriza o tempo de quebra do gel. O fluido de entrada é considerado um fluido de Bingham com propriedades constantes de maneira que a tensão de escoamento $\tau_y(t) = \tau_y(\infty)$ e, devido à tensão limite de escoamento, os fluidos de Bingham formam uma região não-cisalhada em geometrias cilíndricas já que τ reduz das paredes ao centro do tubo e assim existe um ponto onde a tensão de cisalhamento se iguala à tensão limite de escoamento (Oliveira *et al.*, 2007).

Como já citado, alguns fluidos apresentam uma dependência da tensão cisalhante com o tempo de exposição a uma taxa constante de cisalhamento, estes podem ser os fluidos reopéticos (quando a viscosidade aumenta com o tempo de exposição) ou tixotrópicos (quando, ao contrário, a viscosidade reduz com o passar do cisalhamento). Um bom exemplo de tixotropia é encontrado em tintas que devem apresentar dificuldade para escoamento quando aplicadas em superfícies verticais (Machado, 2002).

A curva de fluxo de um líquido não newtoniano pseudoplásticos e sem limite de escoamento pode mostrar dois caminhos distintos quando se aumentar uniformemente a taxa de cisalhamento e depois esta for reduzida uniformemente. As curvas de fluxo superior e inferior não se sobrepõem nem na curva de fluxo e nem na de viscosidade e isso se deve à tixotropia do fluido num fenômeno conhecido como histerese, mostrado na Figura 6.

Figura 6 - Curvas de fluxo (a) e de viscosidade (b) com relação à histerese



Fonte: Modificado de Schramm (1994)

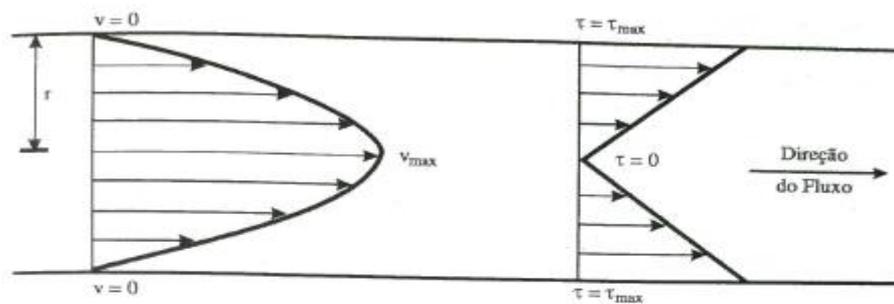
A formação de uma estrutura tridimensional chamada de gel (suportada por ligações de van der Waals e de hidrogênio) é a responsável pela elevação da viscosidade do fluido tixotrópico seja em repouso ou em baixas taxas de cisalhamento; como as ligações são fracas, essa estrutura é facilmente rompida. As dispersões aquosas de bentonita são um exemplo de fluido tixotrópico e se alternam entre a estrutura gel e a outra chamada “sol” (que ocorre quando recuperam sua fluidez sob condições dinâmicas). Após um tempo qualquer de repouso, a tensão mínima necessária para provocar o escoamento do fluido é superior ao limite de escoamento real.

No escoamento de fluidos são conhecidos dois regimes, o permanente e o transiente. No primeiro caso, também conhecido como estado estacionário, o escoamento é perfeitamente estável e a velocidade do fluido num dado ponto não varia com o tempo; já no segundo caso, há variação pontual com o decorrer do tempo. Apesar de o equacionamento para o regime estacionário estar amplamente desenvolvido, as equações para o regime transiente são pouco

usuais e, assim, no escoamento de fluidos nos referimos a dois tipos de fluxo, o laminar e o turbulento.

No escoamento laminar as camadas de fluido se deslocam de maneira similar à imaginada na formulação de teorias de escoamento: como folhas de papel numa grande resma, se movimentando folha a folha, no caso do fluido, lâmina a lâmina de fluido, cada camada vertical como uma lâmina separada e dependente da resistência encontrada pelas camadas adjacentes. Desta maneira não ocorre mistura macroscópica e a distribuição de velocidades é parabólica no interior de tubos circulares no estado estacionário, sendo máxima a velocidade no centro e nula à parede do tubo, de acordo com a Figura 7:

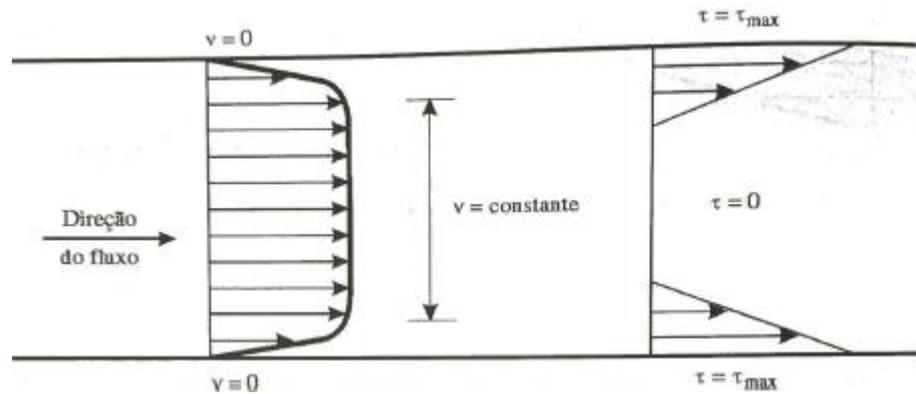
Figura 7 - Distribuição de velocidades e tensões em fluxo laminar em tubo circular



Fonte: Machado, 2002

No caso de fluidos não newtonianos, existe um caso particular de escoamento laminar chamado de fluxo tampão, onde não ocorre deslizamento relativo entre as camadas de fluido na região central e com comportamento que pode ser visualizado fisicamente em fluidos como pastas de dente, por exemplo. Só deve ocorrer em fluidos onde haja uma dada resistência ao escoamento inicial (limite de escoamento ou *yield point*) e ocorre normalmente em misturas pastosas de sólido em líquido como argila e cimento ou de polímeros em água, com distribuição de velocidades demonstrada na Figura 8.

Figura 8 - Distribuição de velocidades e tensões em fluxo tampão em tubo circular



Fonte: Machado, 2002

Já o escoamento turbulento se caracteriza pelo deslocamento caótico de pequenas massas ao longo do fluxo; esse deslocamento caótico e multidirecional promove mistura entre as camadas e, mesmo com escoamento plenamente desenvolvido, a velocidade oscila em torno de um valor médio; como o deslocamento principal é muito mais consistente que os perpendiculares (aqueles que promovem a mistura entre as camadas), pode-se dizer que há um fluxo em média permanente, isto é, o fluido está se movendo unidirecionalmente em média. A caracterização entre cada regime é comumente definida pelo número de Reynolds:

$$N_R = \frac{\rho D \bar{u}}{\mu} \quad (16)$$

Onde ρ é a massa específica do fluido, D a dimensão (diâmetro ou comprimento) do canal de escoamento (diferença entre diâmetros no caso de um anular) e \bar{u} a velocidade média do fluxo. É possível a mudança do tipo de fluxo durante o escoamento se forem alteradas as grandezas relevantes ao equacionamento do número de Reynolds e, para cada situação, os valores críticos serão distintos entre si, mas pode-se assumir generalizações para determinados casos, facilitando assim a caracterização rápida do fluxo como tampão, laminar ou turbulento, conforme a Tabela 3:

Tabela 3 - Número de Reynolds crítico praticado no escoamento da indústria de petróleo

Nº de Reynolds crítico	Tipo de fluxo	Tipo de fluido
100	Tampão	Não-newtoniano
2100	Laminar (<)	Newtoniano
3000	Turbulento (>)	Newtoniano
3000-8000	Turbulento	Não-newtoniano

Fonte: Machado (2002)

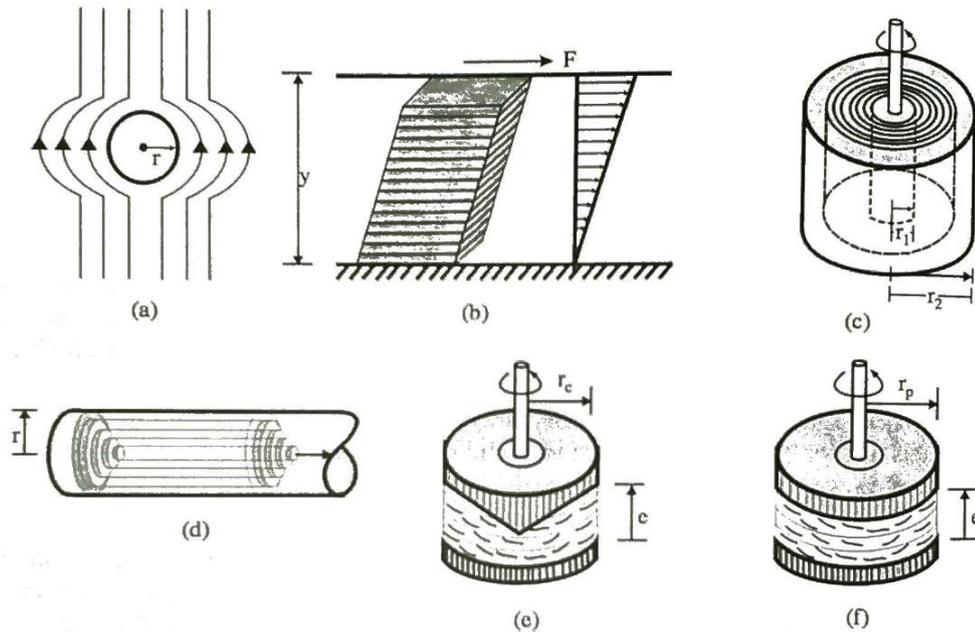
2.5 Viscosimetria

Para Machado (2002) a viscosimetria é o segmento da mecânica dos fluidos responsável pela experimentação da medição reológica dos fluidos deixando de lado a parcela elástica e focando puramente na viscosidade. Consiste na medição física de velocidade angular, torque, tempo e ângulos de deflexão de maneira a se calcular valores de tensão e taxa de cisalhamento (e, portanto, de viscosidade) através de equações da mecânica clássica. Os resultados da viscosimetria são, além de viscosidades, gráficos de curva de fluxo, forças-géis entre outras variações de dados e parâmetros viscosimétricos.

Os equipamentos utilizados para a prática são viscosímetros ou reômetros, sendo estes últimos responsáveis por medições viscoelásticas de sólidos, fluidos e semi-sólidos, enquanto os viscosímetros têm aplicação mais limitada, medindo apenas parâmetros viscosos sob cisalhamento contínuo. Os viscosímetros se baseiam em escoamentos através de tubos e cilindros concêntricos e na indústria do petróleo são bem comuns para a mensuração da reologia de fluidos de perfuração na forma líquida, sendo comumente presentes em campo para medições constantes.

Ainda segundo Machado (2002), os projetos mais usuais de viscosímetros se baseiam em escoamento de fluxo permanentemente laminar em geometrias bem definidas como as apresentadas na Figura 9.

Figura 9 - Tipos de geometria de fluxo mais usuais nos projetos dos viscosímetros: (a) em torno da esfera; (b) entre placas paralelas; (c) entre cilindros; (d) interior de tubo; (e) entre cone-placa circulares; (f) entre placas circulares



Fonte: Machado (2002)

Assim como no modelo de placas paralelas em que uma das placas está estática enquanto a outra se move realizando o cisalhamento, no caso de cilindros concêntricos separados por um pequeno espaço anular, o escoamento é realizado a velocidade constante e, portanto, escoamento constante. Esse tipo de escoamento é encontrado em processos de impressão ou cobertura de papel e tecidos através de rolos.

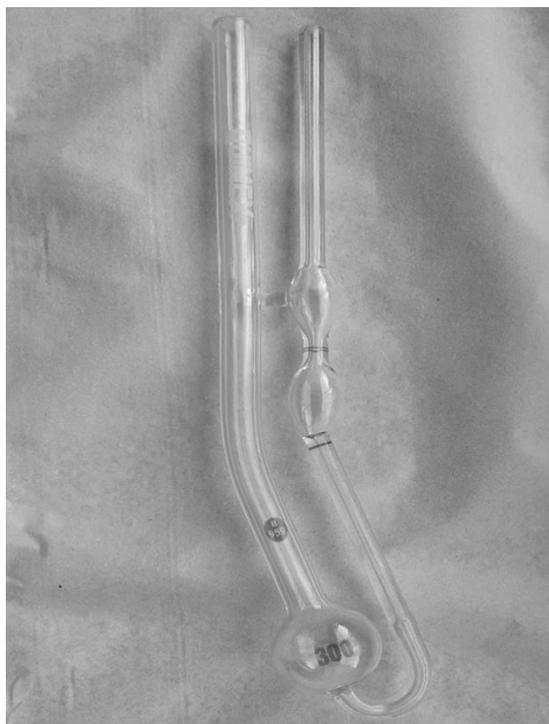
Dentre os principais fatores que podem influenciar na viscosidade há a temperatura, a pressão, taxa de cisalhamento e tempo. A viscosidade é altamente influenciada por alterações térmicas e um acréscimo de apenas 1°C num óleo mineral pode reduzir sua viscosidade em até 10% (Machado, 2002). Por outro lado, um acréscimo de pressão causa compressão no fluido, reduzindo a distância intermolecular média e aumentando assim a resistência interna do fluido a seu próprio escoamento. Diz-se, inclusive, que para fluidos aquosos é viável desprezar o efeito da pressão sobre a viscosidade desde que se encontre em até 1000 psi (6,9 MPa ou 68 atm).

O maior desafio da viscosimetria é elaborar equipamentos que meçam a tensão cisalhante τ e a taxa de cisalhamento $\dot{\gamma}$ para permitir o cálculo da viscosidade. Os viscosímetros podem ser absolutos ou relativos, sendo os primeiros baseados no cálculo de grandezas físicas como força, comprimento, torque e deflexões permitindo a interpretação matemática do

comportamento do fluxo. Já os viscosímetros relativos se baseiam na medição de uma única grandeza sem o uso de equações paramétricas que transformem seus dados em viscosidade absoluta, dependendo assim de mera comparação com outros fluidos com comportamento reológico já estabelecido.

Viscosímetros capilares (Figura 10) são um método clássico para fluidos newtonianos e se baseiam na medição do tempo necessário para que um fluido percorra um volume estabelecido entre duas marcações e um bulbo do capilar e ocorre devido a um diferencial manométrico de pressão causado meramente pela abertura das duas extremidades do viscosímetro dependendo apenas do peso da coluna do fluido para mensurar a viscosidade cinemática a depender do tempo decorrido. Estes equipamentos podem ser adaptados com a aplicação de uma pressão externa (ou ainda vácuo) para se ampliar o intervalo de medição e até estudar o fluxo de fluidos não newtonianos.

Figura 10 - Viscosímetro de vidro do tipo capilar



Fonte: Autor

Um equipamento bastante utilizado em campo para a viscosimetria na Engenharia de Petróleo é o viscosímetro de orifício (como o funil Marsh) que permite medição rápida da consistência da lama de perfuração permitindo que mudanças significativas sejam rapidamente

percebidas através da velocidade de enchimento do funil até o nível da tela, observando o tempo em segundos que a lama leva para chegar a um quarto do volume, referente tanto à viscosidade efetiva quanto à gelificação da lama. Como a correlação entre os dados e a reologia real não é de alta confiabilidade, se destina apenas para medições rápidas em campo (Caenn, Darley e Gray, 2011).

Por fim os viscosímetros rotativos são os mais comuns por oferecerem uma boa relação entre mobilidade e precisão para atividades em campo e laboratoriais. A principal vantagem deste equipamento é que as medidas podem ser efetuadas continuamente por longos períodos além de permitir estudar outras características que sejam dependentes do tempo (sob o aspecto da tixotropia e reopetia). O equipamento é concebido de maneira a ficar imerso no fluido a ser estudado sendo submetido a uma velocidade angular constante ou a uma tensão pré-estabelecida permitindo assim a medição da propriedade complementar conforme a Figura 11.

Figura 11 - Viscosímetro Fann 35A em vistas lateral e superior

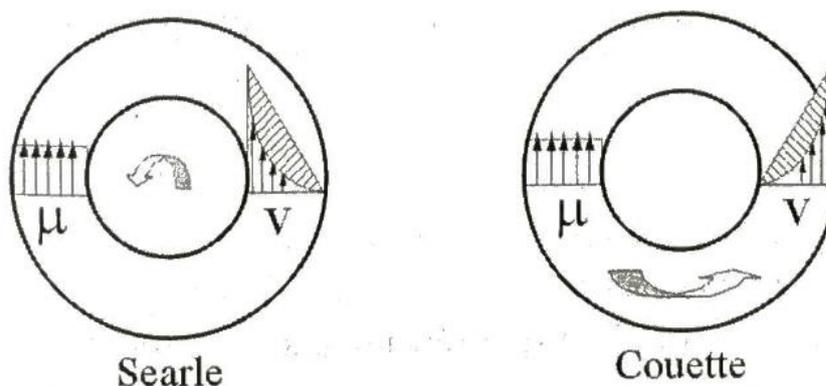


Fonte: Autor

Para estruturas cilíndricas como na Figura 11, os viscosímetros podem ser classificados em dois sistemas, o Couette e o Searle. No sistema Searle, o cilindro interno é rotacionado numa

velocidade definida enquanto o cilindro externo é mantido em repouso de maneira que o líquido entre os cilindros ofereça uma resistência mensurável pelo torque contraposto através de uma mola deformável com constante conhecida de deformação diretamente dependente da resistência ao escoamento do próprio fluido. Esse sistema é mais indicado quando se deseja um controle rigoroso da temperatura já que o cilindro externo permanece estático, mas não é muito recomendado para casos onde o líquido possui baixa viscosidade já que há a possibilidade de desenvolver turbulência em altas velocidades de rotação (Machado, 2002). Já no sistema Couette, o cilindro externo é que rotaciona de forma que a resistência do líquido cisalhado induz o cilindro interno a girar com perda relativa à reologia que gera deformação na mola de torção até atingir um estado de equilíbrio que permite a medição do torque. Por serem mais estáveis, os viscosímetros no sistema Couette são mais comuns.

Figura 12 - Esquema mostrando perfis de velocidade e de viscosidade dos viscosímetros de cilindros coaxiais: Searle e Couette



Fonte: Machado (2002)

Para o cálculo da tensão de cisalhamento no processo é necessário o conhecimento (baseado nas informações do fabricante) dos parâmetros de construção do viscosímetro, como os raios dos cilindros interno (r_1) e externo (r_2), a constante da mola de torção (k), a altura equivalente de imersão (H) e a velocidade de rotação (N) que é a variável controlada (em rotações por minuto, rpm) no experimento; a variável dependente encontrada será a deflexão (θ) em graus lida pelo operador sobre uma escala circular de maneira que a tensão de cisalhamento (τ) possa ser calculada pela equação 17 a seguir:

$$\tau_b = \frac{k}{2\pi r_1^2 H} \theta \quad (17)$$

Já a taxa de cisalhamento neste equipamento pode ser calculada pela variável controlada com boa aproximação para uma relação de $\frac{r_2}{r_1} = \beta \leq 1,1$ pela equação 18:

$$\gamma_b = \Psi \frac{2r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \varpi \quad (18)$$

Onde ϖ se refere à velocidade angular (variável controlada) e Ψ é uma função de β e n (índice de comportamento do fluido):

$$\Psi = \left(\frac{\beta^{\frac{2}{n}}}{n\beta^2} \right) \left(\frac{\beta^2 - 1}{\beta^{\frac{2}{n}} - 1} \right) \quad (19)$$

Dessa maneira, sabe-se que a velocidade angular (em rad/s) é função da geometria e das rotações por minuto (N , variável controlada no equipamento) de maneira que a equação 18 pode ser considerada como:

$$\gamma_b = \left(\frac{4\pi}{60} \right) \left(\frac{r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \right) N \quad (20)$$

Ainda sobre o viscosímetro FANN 35A, equipamento utilizado neste trabalho, Machado (2002) cita os valores de dimensões geométricas dos cilindros possíveis de serem enviados pela fabricante na Tabela 4; no caso do equipamento utilizado, os cilindros possuíam a configuração mais comum (B1 e R1) além de altura do cilindro igual a 3,8 cm e altura equivalente aos efeitos de borda de 2,5 mm, constante de mola $k = 3,87e^{-5}$ N. m/grau, resultando na equação 21 para a tensão de cisalhamento e 22 para a taxa de cisalhamento.

Tabela 4 - Dimensões geométricas dos cilindros do viscosímetro FANN 35A

Código fornecido	Raio (cm)	Altura _{cilindro} (cm)	Área _{cilindro} (cm ²) x raio (cm)
B1	1,7245	3,8	71,005
B2	1,2276	3,8	35,981
B3	0,86225	3,8	17,751
B4	0,86225	1,9	8,876
R1	1,8415		
R2	1,7589		
R3	2,5867		

Fonte: Machado (2002)

$$\tau_b = 0,51 * \theta, \text{ com } \tau_b \text{ em N/m}^2 \text{ (ou Pa)} \quad (21)$$

$$\gamma_b = \left(\frac{4\pi}{60}\right) \left(\frac{1,8415^2}{1,8415^2 - 1,7245^2}\right) N = 1,703 * N \text{ em s}^{-1} \quad (22)$$

O viscosímetro funciona com o preenchimento de seu copo de aferição pelo fluido a ser avaliado até sua marca indicada, o copo então é suspenso até que o fluido atinja a cota marcada no cilindro exterior do equipamento e a partir daí são utilizadas a manopla (na parte inferior do equipamento em duas posições ativas possíveis, *High* e *Low*) e a marcha (na parte superior que pode ser posicionada entre três alturas diferentes referentes a três duplas de rotações); sua utilização se deu de acordo com o procedimento estabelecido para as medições de tensões de cisalhamento e de acordo com o procedimento estabelecido para as medições de tensões de cisalhamento e forças-géis. Em campo, os engenheiros de lama medem a viscosidade apenas utilizando o ponto de 300 rpm já que este indica o valor da viscosidade aparente do fluido (Noronha, 2016).

Considera-se que o viscosímetro FANN 35A não forma turbulências causadas por forças centrífugas e, além deste modelo, existem outros mais ou menos sofisticados sendo que os mais modernos trazem sistemas digitais de leitura (evitando assim a dúvida visual do operador quanto ao valor encontrado para o torque) e que podem operar com motores que variam a rotação unitariamente até 1000 rpm.

O viscosímetro tubular é o instrumento mais antigo para medições de viscosidade absoluta dos fluidos e o método consiste em forçar o líquido a escoar através de um tubo de pequeno diâmetro com o auxílio de alguma fonte de diferencial de pressão (como uma bomba de deslocamento positivo); a resistência do fluido ao escoamento cria uma queda de pressão (ΔP) que pode ser medida em dois pontos espaçados por ΔL e que devem estar localizados a

uma distância razoável da entrada e da saída para evitar efeitos de extremidades. Dessa forma, a viscosidade da amostra está relacionada à vazão, queda de pressão e dimensões do tubo.

O equipamento deve possuir um reservatório de fluido, uma fonte de deslocamento, um tubo com dimensões conhecidas e unidades para controle e medição da pressão, para determinação da vazão e para controle da temperatura. Como a energia cinética é constante nos dois pontos de amostra e os efeitos de entrada e saída podem ser negligenciados, a taxa de cisalhamento e a tensão cisalhante podem ser calculadas com exatidão (Machado, 2002). Além disso, viscosímetros de tubo normalmente apresentam melhor confiabilidade e precisão que viscosímetros rotacionais; entretanto são mais caros e ocupam maior espaço, impedindo assim sua larga aplicação em campo, se tornando viáveis apenas para fins laboratoriais (Ahmed, Miska e Miska, 2006).

A busca por poços cada vez mais profundos em ambientes cada vez mais extremos leva os fluidos de perfuração a seus limites, de maneira que equipamentos específicos foram desenvolvidos para estudar a reologia de fluidos viscosos sob condições de alta pressão e alta temperatura (*High Pressure, High Temperature, HPHT*) podendo atingir dezenas de milhares de psi e mais de 300°C em casos de modelos Ultra HPHT, atingindo as condições de poço (Raymond, 1969).

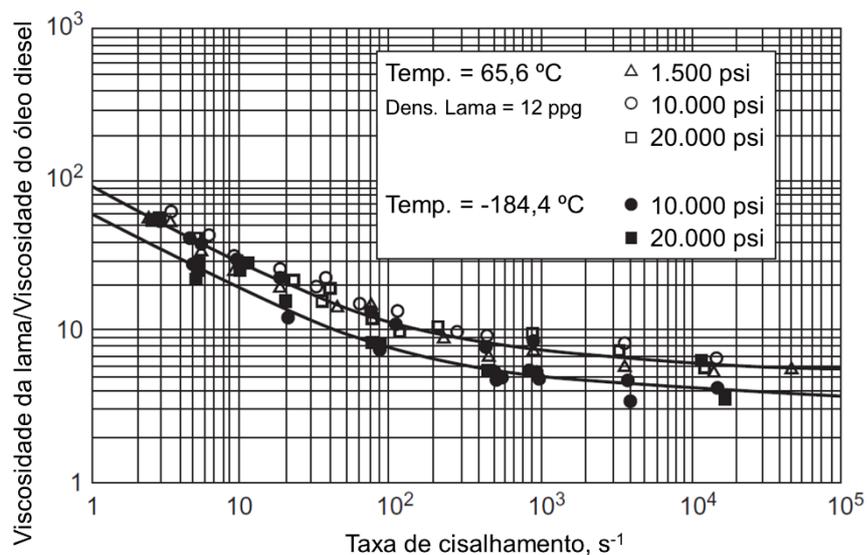
As elevadas temperaturas e pressões podem influenciar as propriedades reológicas de fluidos de perfuração de três maneiras (Maglione *et al.*, 1996):

- a) Fisicamente, já que o aquecimento do fluido causa redução na viscosidade da fase líquida, bem como a compressão aumenta a densidade e a viscosidade; o efeito da compressão deve ser mais intenso em sistemas oleosos devido à compressibilidade da fase óleo do fluido de perfuração;
- b) Quimicamente, todos os hidróxidos reagem com argilominerais acima de 200°F (94°C), exceto com relação à eficácia do diluente, a baixa alcalinidade tem baixo efeito em propriedades reológicas; porém em lamas altamente alcalinas, o efeito térmico pode ser severo a depender do nível de temperatura e das espécies iônicas envolvidas;
- c) Eletroquimicamente, já que o aquecimento aumenta a atividade iônica de qualquer eletrólito e a solubilidade de quaisquer sais parcialmente solúveis. Além disso, as mudanças nos equilíbrios iônicos alteram o equilíbrio entre forças atrativas e repulsivas influenciando no grau de dispersão e floculação.

Principalmente nas lamas aquosas, base deste estudo, o comportamento sob condições HPHT pode ser bem imprevisível e mesmo pequenas diferenças de composição podem causar diferenças consideráveis no comportamento reológico do fundo do poço. A partir dos estudos de Annis (1967) e Hiller (1963) é possível fazer afirmações gerais sobre o comportamento sob alta temperatura: se a suspensão estiver completamente defloculada, a viscosidade plástica e o limite de escoamento reduzirão com temperaturas até 177°C enquanto se estiver floclada, a viscosidade plástica reduzirá enquanto o limite de escoamento crescerá. O aumento da floclação a alta temperatura na viscosidade e na força-gel é diretamente proporcional à concentração de argila.

Apesar de os estudos indicarem que os parâmetros reológicos precisos de lamas aquosas sob condições HPHT só podem ser obtidos por medição direta laboratorial, também indicam que para cada tipo de lama, podem ser obtidas correlações que permitem generalizar resultados coerentes com as condições de poço. Os fluidos de perfuração base óleo não sofrem degradação por calor tão intensa quanto os aquosos, porém sofrem muito mais intensamente os efeitos da compressão em sua viscosidade. Os efeitos do aquecimento e compressão nas condições de poço causam consequências físicas, de maneira que as variações condizem amplamente com aquelas observadas em estudos sobre o próprio óleo diesel (principal constituinte dos fluidos oleosos) sob a forma da Figura 13 a seguir.

Figura 13 - Viscosidades efetivas de lamas base óleo normalizadas à viscosidade do óleo diesel



Fonte: Modificado de Combs e Whitmire (1968)

Os reômetros são dispositivos laboratoriais utilizados para fluidos que não podem ser definidos por um único valor de viscosidade, exigindo assim que mais parâmetros sejam definidos e medidos do que no caso do viscosímetro. Existem dois tipos básicos de reômetros, há os que medem a tensão de cisalhamento e os que medem a extensão temporal do cisalhamento. Além disso podem se destinar a deformações pequenas, grandes ou em regime permanente e podem ter funcionamento rotacional (escoamento causado por arraste de uma superfície em movimento) ou capilar (escoamento causado por um gradiente de pressão). Os reômetros rotacionais têm funcionamento similar ao viscosímetro de cilindros e pode ter geometrias Couette, discos paralelos, entre outras que dependerão do tipo de fluido, da faixa de viscosidade e da taxa de deformação esperadas.

Se supõe escoamento laminar (bem como nos viscosímetros), inércia desprezível, escoamento axissimétrico, efeitos gravitacionais e de extremidades desprezíveis. Bem como nos viscosímetros, são medidas a rotação e o torque, e a viscosidade é calculada com base na geometria dos cilindros.

2.6 Reologia a partir de dados *in situ*

Apesar de ter sido o primeiro trabalho a citar o uso do poço como um viscosímetro e utilizar efeitos de pressão e temperatura na reologia de fluidos de perfuração, como o acesso a dados de pressão no poço não era possível na época do estudo de Maglione *et al.* (1996), a pressão observada na coluna era uma versão simplificada, baseada na pressão observada na coluna; esta é a soma das perdas de pressões dentro da coluna, através da broca e no anular. Entretanto, a determinação correta de parâmetros reológicos no anular depende da avaliação precisa das perdas de pressão na coluna e através da broca. Apesar disso, boa parte da perda de pressão por fricção ocorre na coluna e na broca (sendo minoritária no anular); dessa maneira o erro pode se tornar gritante se for avaliada apenas a perda no anular.

A partir de testes de campo, White, Zamora e Svoboda (1997) tomaram medições precisas de pressão de bomba a partir de sensores no fundo de um poço desviado de maneira a quantificar densidades de circulação equivalente (*Equivalent Circulation Densities* - ECD) de fluidos de perfuração de base sintética comparando com o previsto por equações normatizadas pelos métodos API (superestimadas); principalmente porque estas não estavam adequadas à

excentricidade do tubo, já que a perda de pressão anular é reduzida com o aumento da excentricidade do tubo. Já Suzuki (1994) propôs um método de viscosimetria online baseado no fluxo de líquido no anular para medir propriedades não-newtonianas no controle de qualidade da indústria alimentícia.

Vajargah e van Oort (2015) obtiveram dados de pressão do fundo do poço a partir da tecnologia de colunas plugadas (*wired drill pipe*) a partir dos quais foram calculados dados reológicos usando a própria coluna como um viscosímetro de tubos (em substituição a um viscosímetro rotacional) visando obter dados viscosimétricos em condições reais de temperatura e pressão de fundo de poço. Sullivan (2016) também utilizou um viscosímetro de tubo em substituição a um viscosímetro rotacional utilizando um protótipo totalmente automatizado na Universidade do Texas estendendo os testes também para o regime turbulento.

2.7 Fluidodinâmica computacional

No século XVII, os fundamentos para a fluidodinâmica experimental foram estabelecidos na França e na Inglaterra e os dois séculos seguintes viram o desenvolvimento gradual da fluidodinâmica teórica (novamente iniciada no continente europeu). O duplo advento de poder computacional e de algoritmos precisos para problemas físicos revolucionou a maneira como o mundo passou a lidar com a fluidodinâmica introduzindo uma “terceira prática” no meio, a Fluidodinâmica Computacional (*Computational Fluid Dynamics*, CFD). Apesar de na década de 70 a técnica já existir, os algoritmos e a capacidade computacional existentes limitavam os modelos a aproximações bidimensionais e apenas cerca de duas décadas depois seria possível aplicar largamente os modelos matemáticos à realidade tridimensional, ainda dependendo muito da baixa capacidade computacional existente (Anderson Jr., 1995).

A fluidodinâmica computacional é uma técnica poderosa para análise de sistemas envolvendo o fluxo de fluidos, a transferência de energia e fenômenos associados a reações químicas. Se baseia na solução matemática de um problema físico de característica fluidodinâmica através de equações diferenciais parciais (Versteeg e Malalasekera, 2007). Entre as vantagens de estudos com fluidodinâmica computacional estão a extrapolação de condições impossíveis ou inviáveis laboratorialmente, baixo custo, além da aceleração de experimentos que poderiam levar mais tempo.

Para Souza (2009) são necessárias certas informações para que um determinado escoamento possa ser representado numericamente por uma simulação computacional:

- a) Geometria: forma e tamanho do domínio, entradas e saídas de fluido do sistema e a presença de obstáculos;
- b) Propriedades dos fluidos envolvidos: temperatura, densidade, viscosidade, condutividade térmica;
- c) Condições iniciais: velocidades e pressões iniciais, posicionamento geográfico; importantes principalmente para um fenômeno que seja amplamente dependente do tempo para sua estabilização;
- d) Condições de contorno: características essenciais para a resolução das equações fluidodinâmicas através de informações de entrada e saída de massas, quantidade de movimento e energia.

Os códigos de CFD são estruturados em algoritmos numéricos que podem solucionar problemas de fluxo de fluidos e visando prover acesso adequado, todos os pacotes comerciais de CFD devem fornecer sofisticadas e acessíveis interfaces de usuários das mais diversas para a inclusão de condições do problema. As etapas básicas de funcionamento de um programa do gênero são um pré processador, um solver e um pós processador. O primeiro consiste das entradas de condições e envolve a definição da geometria da região de interesse (domínios), geração de malhas numéricas correspondentes, seleção de fenômenos físicos e químicos a serem modelados, definição das propriedades dos fluidos e sólidos envolvidos e especificação das condições de contorno. Com relação ao solver, há três métodos mais comuns de solução: diferença finita, elementos finitos e métodos espectrais (Gomes, 2016).

Segundo Gonçalves (2007) o Método das diferenças finitas é o método para resolução de Equações Diferenciais Parciais (EDP) mais antigo e acredita-se que tenha sido introduzido por Euler no século XVIII. Seu ponto de partida é a conservação da equação na forma diferencial de maneira que o domínio da solução seja coberto por uma malha numérica e em cada ponto da malha a equação é aproximada, substituindo as derivadas parciais por aproximações em termos de valores das funções encontradas nos nós da malha. Dessa maneira o resultado é uma equação algébrica por cada nó da malha. Para se obter aproximações para as duas primeiras derivadas da variável são utilizadas expansões em séries de Taylor ou regressões polinomiais.

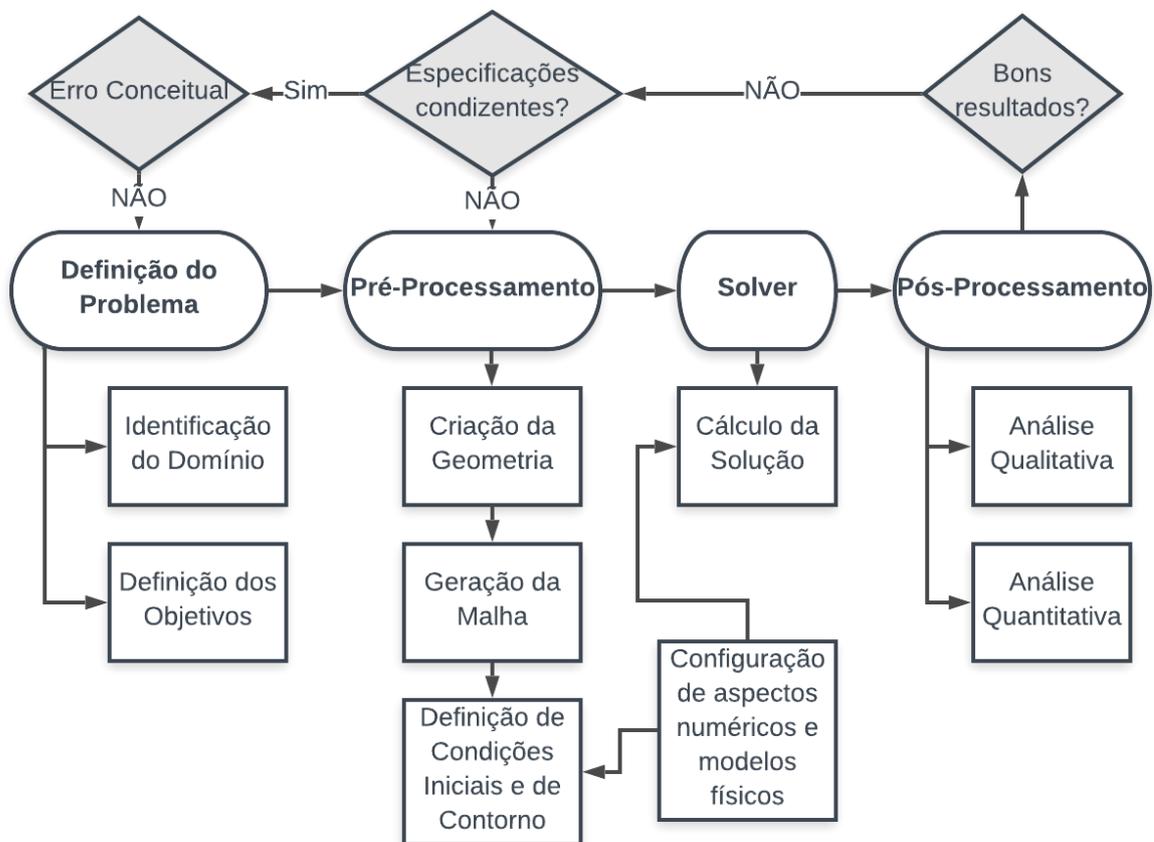
Por outro lado, o Método de Volumes Finitos utiliza a forma integral da equação de conservação, dividindo o domínio num número finito de volumes de controle contínuos de maneira que a equação da conservação seja aplicada a cada volume de controle. Esse método pode ser aplicado a qualquer tipo de malha e por isso se adapta a quaisquer geometrias complexas. O MVF utiliza a forma integral de equações de conservação e com a divisão em elementos volumétricos finitos, cada variável é calculada no centroide de cada volume de controle sendo empregada interpolação para definir as variáveis nos pontos externos.

Por fim, o pós-processamento deve incluir ferramentas de exibição de geometrias e de malhas, plotagens de vetores, linhas e contornos, superfícies bidimensionais e tridimensionais e manipulação da visualização; pode ainda incluir animações e resultados dinâmicos de maneira a garantir a melhor forma de visualização possível para compreender os dados numéricos.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada se foca no uso do pacote computacional ANSYS® 13 e seus diferentes módulos para trabalhar o problema com as ferramentas de Fluidodinâmica Computacional nas quatro principais etapas: definição física do problema, pré-processamento, *solver* e pós-processamento; de acordo com o fluxograma da Figura 14 a seguir.

Figura 14 - Fluxograma de análise de Fluidodinâmica Computacional



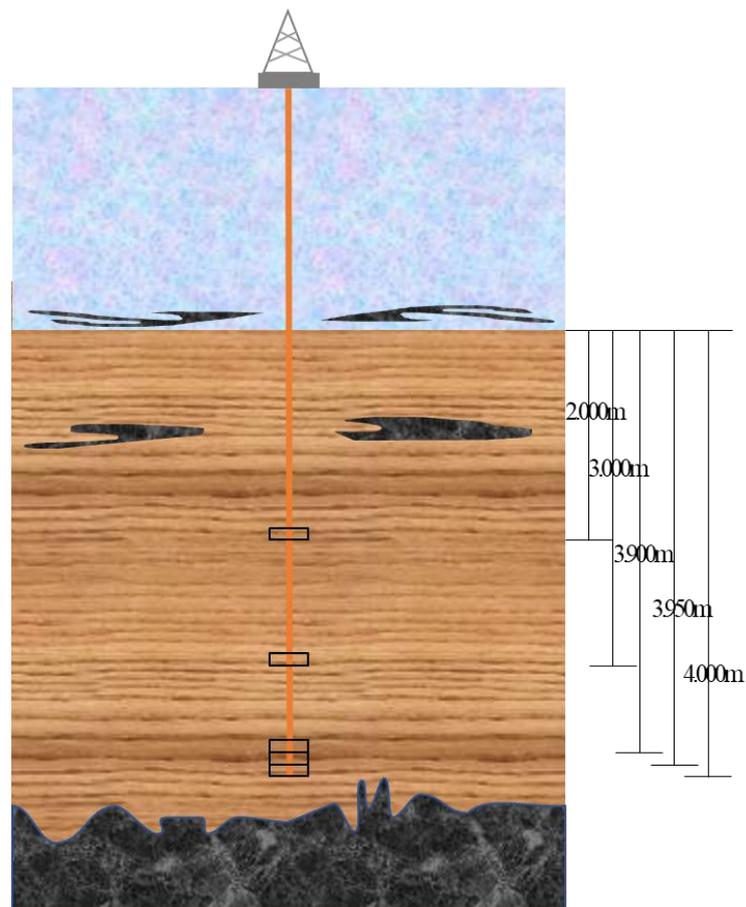
Fonte: Autor

3.1 Definição física do problema

É considerada uma região rochosa na qual um poço de perfuração foi gerado; sabendo que a profundidade de poços petrolíferos com condições de alta pressão e temperatura deve chegar a alguns quilômetros de profundidade, a modelagem fluidodinâmica da geometria inteira

não é viável, já que tomaria tempo e esforço computacionais desproporcionais à sua funcionalidade. Por outro lado, é importante avaliar variações térmicas, de compressão e de condições anulares e, para tanto, foram definidas profundidades em conformidade com revestimentos de projetos de poços HPHT (Wray et al., 2009; Edaigbini e Maikobi, 2015; Aadnoy, 2010). Assim, foram elaborados cinco volumes cilíndricos de formação rochosa conforme ilustra a Figura 15. Para fins de redução de esforço computacional foi suposto que todo o ambiente avaliado possui condições permoporosas similares, visto que a avaliação da influência de tais condições foge ao foco do trabalho.

Figura 15 - Esquema global com ilustração do ambiente de perfuração



Fonte: Autor

Com isso em mente, foram definidas duas abordagens: a primeira utilizando dados próprios obtidos em laboratório e para a segunda foram utilizados dados da literatura (Silva e Naccache, 2016). Isso permitiu elaborar um modelo preciso com um esforço computacional

coerente com a atividade buscada (utilizar dados de queda de pressão de várias modelagens com velocidades diferentes de uma mesma geometria para obter curvas de fluxo) e simultaneamente obter dados laboratoriais de parâmetros reológicos de um fluido de perfuração elaborado para alimentar o modelo e comparar os dados obtidos numericamente com os dados empíricos.

O fluido de perfuração foi elaborado no Laboratório de Engenharia de Reservatórios e Poços (LERP) do Centro de Tecnologia (CTEC) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL) e utilizou as composições elencadas na Tabela 5 (API Spec 13A, 2006; Caenn, Darley e Gray, 2011; Melo, 2008):

Tabela 5 - Composição do fluido de perfuração elaborado com 400 ml de água destilada

Componente	Concentração	Massa Teórica	Massa Real
Argila Bentonítica	4,86%	20,4330 g	20,4329 g
Goma Xantana	0,8%	3,2258 g	3,2254 g

Fonte: Autor

Seguindo a norma API Spec 13A (2006) foi adicionada água destilada a um béquer e posta em agitação num agitador mecânico NI 1137 sob intensa agitação; os materiais particulados foram acrescentados aos poucos durante um minuto para evitar a aglutinação do material que ocorreria caso fossem adicionados rapidamente. A norma estabelece agitação contínua por 5 minutos, depois uma pausa para, com a espátula, retirar materiais aderidos nas pás do agitador ou nas paredes do béquer, após isso outra agitação contínua por 5 minutos acompanhada por outra pausa para retirar materiais aderidos e, por fim, uma terceira mistura durante 10 minutos, totalizando 20 minutos de agitação. Após a última agitação, o conteúdo foi transferido para o copo do viscosímetro e foram feitas as medições a partir da maior para a menor rotação, sendo registradas suas respectivas deflexões, bem como forças-géis inicial e final com 10 minutos.

A partir dos dados de deflexão foram calculadas as tensões de cisalhamento de acordo com a Equação 21 e as taxas de cisalhamento com a Equação 22. Em seguida foi construída a curva de fluxo e, por fim, obtidos os parâmetros do fluido de acordo com o equacionamento do modelo de Herschel-Bulkley exposto na API 13D (2009) sendo τ_0 a tensão limite de

escoamento, $\theta_3, \theta_6, \theta_{300}$ e θ_{600} as deflexões obtidas com as rotações de 3, 6, 300 e 600 rpm respectivamente, n o índice de comportamento e K o índice de consistência.

$$\tau_0[\text{lb}/100\text{ft}^2] = 2\theta_3 - \theta_6 \quad (23)$$

$$\text{sendo } 1 \text{ Pa} = 0,4788026868 \text{ lb}/100\text{ft}^2$$

$$n = 3,32 \log_{10} \left(\frac{\theta_{600} - \tau_0}{\theta_{300} - \tau_0} \right) \quad (24)$$

$$K = \frac{\theta_{300} - \tau_0}{511^n} \quad (25)$$

A partir da modelagem matemática proposta por Bird, Stewart e Lightfoot (2002) para um fluido escoando ascendentemente no anular de um tubo a partir de um balanço de quantidade de movimento e considerando ainda $u_z = u_z(r)$, $u_x = 0$, $u_y = 0$ e $p = p(z)$:

$$\frac{d}{dr}(r\tau_{rz}) = \frac{(p_0 + \rho g 0) - (p_L + \rho g L)}{L} r \equiv (P_0 - P_L) \frac{r}{L} \quad (26)$$

Onde L se refere ao comprimento tomado como referência, $P = p + \rho g z$ onde p se refere à pressão, ρ é a massa específica, g a gravidade e z o ponto vertical (variando de 0 até L), r é o raio de referência (que varia do raio do cilindro interno ao raio do cilindro externo). Após integração, a equação 26 se torna a equação 27 a seguir:

$$\tau_{rz} = (P_0 - P_L) \frac{r}{2L} + \frac{C_1}{r} \quad (27)$$

A constante C_1 ainda não pode ser definida devido à falta de informação sobre o fluxo de momento nos cilindros, porém uma condição de contorno é a de que no ponto de velocidade máxima ($r = \lambda R$), o fluxo de momento (tensão de cisalhamento) será zero, então:

$$\begin{aligned}
0 &= (P_0 - P_L) \frac{\lambda R}{2L} + \frac{C_1}{\lambda R} \\
\frac{C_1}{\lambda R} &= -(P_0 - P_L) \frac{\lambda R}{2L} \\
C_1 &= -(P_0 - P_L) \frac{\lambda^2 R^2}{2L}
\end{aligned} \tag{28}$$

Novamente substituindo o valor da constante C_1 na equação 27:

$$\tau_{rz} = (P_0 - P_L) \frac{r}{2L} - (P_0 - P_L) \frac{\lambda^2 R^2}{2rL} \tag{29}$$

$$\tau_{rz} = (P_0 - P_L) \frac{R}{2L} \left(\frac{r}{R} - \frac{\lambda^2 R}{r} \right) \tag{30}$$

A partir da lei de Newton da viscosidade, onde $\tau_{rz} = -\mu \frac{du_z}{dr}$:

$$\begin{aligned}
-\mu \frac{du_z}{dr} &= (P_0 - P_L) \frac{R}{2L} \left(\frac{r}{R} - \frac{\lambda^2 R}{r} \right) \\
\frac{du_z}{dr} &= -(P_0 - P_L) \frac{R}{2\mu L} \left(\frac{r}{R} - \frac{\lambda^2 R}{r} \right)
\end{aligned} \tag{31}$$

Passando por uma nova integração, dessa vez em função de r que, como dito anteriormente, varia entre $r = R$, ($u_z = 0$) na superfície do cilindro externo e $r = k_1 R$, ($u_z = 0$) no cilindro interno (onde $0 < k_1 < 1$) e onde $k_1 = \frac{\text{raio do cilindro interno}}{\text{raio do cilindro externo}}$, de forma que temos duas condições de contorno para as duas constantes (λ e C_2):

$$u_z = -(P_0 - P_L) \frac{R^2}{4\mu L} \left(\frac{r^2}{R^2} - 2\lambda^2 \ln \left(\frac{r}{R} \right) + C_2 \right) \tag{32}$$

$$0 = k_1^2 - 2\lambda^2 \ln k_1 + C_2; 0 = 1 + C_2 \tag{33}$$

De maneira que $C_2 = -1$ e $2\lambda^2 = \frac{1-k_1^2}{\ln(1/k_1)}$ e tais constantes podem ser substituídas nas equações 32 e 30 para encontrar, respectivamente, a distribuição de velocidades e dos fluxos de momento:

$$u_z = -(P_0 - P_L) \frac{R^2}{4\mu L} \left(\frac{r^2}{R^2} - \frac{1 - k_1^2}{\ln\left(\frac{1}{k_1}\right)} \ln\left(\frac{r}{R}\right) - 1 \right) \quad (34)$$

$$\tau_{rz} = (P_0 - P_L) \frac{R}{2L} \left(\frac{r}{R} - \frac{1 - k_1^2}{\ln\left(\frac{1}{k_1}\right)} \frac{R}{2r} \right) = (P_0 - P_L) \frac{R}{2L} \left(k_1 - \frac{1 - k_1^2}{\ln\left(\frac{1}{k_1}\right)} \frac{1}{2k_1} \right) \quad (35)$$

$$\bar{u}_z = (P_0 - P_L) \frac{R^2}{8\mu L} \left(\frac{1 - k_1^4}{1 - k_1^2} - \frac{1 - k_1^2}{\ln\left(\frac{1}{k_1}\right)} \right) \quad (36)$$

Com tais resultados em mãos, é possível ainda calcular a velocidade média, importante para os cálculos que seguirão, a equação 37 exhibe uma relação entre a queda de pressão (ΔP) num comprimento L sob vazão volumétrica Q (calculada com base na velocidade média da equação 36) numa região de fluxo laminar, expressa por Suzuki (1994) com base nos cálculos já citados de Bird, Stewart e Lightfoot (2002):

$$\Delta P = \frac{8\mu L \dot{V}}{\pi R^4 \left(1 - k_1^4 - \left(\frac{(1 - k_1^2)^2}{\ln\left(\frac{1}{k_1}\right)} \right) \right)} \quad (37)$$

Outra modelagem mais recente foi a formulada por Vajargah e van Oort (2015) com as mesmas bases mostradas anteriormente onde, desde que o fluxo esteja anular com número de Reynolds calculado pela equação 38, permite calcular a tensão de cisalhamento média na parede do poço por meio da equação 39 e a taxa de cisalhamento pela equação 40:

$$N_R = \frac{8\rho u^2}{\bar{\tau}_w} \quad (38)$$

$$\bar{\tau}_w = \frac{D_h \Delta p}{4 \Delta l} \quad (39)$$

$$\gamma_w = \frac{8u}{D_h} \frac{3n + 1}{4n} \quad (40)$$

Onde N_R se refere ao número de Reynolds, ρ à massa específica, u é a velocidade no espaço anular, $\bar{\tau}_w$ a tensão de cisalhamento média na parede do poço, D_h o diâmetro hidráulico anular ($D_{\text{externo}} - D_{\text{interno}}$), Δp é a queda de pressão calculada numericamente pelo modelo matemático elaborado, Δl o comprimento considerado na avaliação da queda de pressão e n é o índice de comportamento, parâmetro da equação de Herchel-Bulkley.

O equacionamento desenvolvido por Vajargah e van Oort (2015) para a taxa de cisalhamento na parede do poço é baseado na API 13D (2009), onde α é um parâmetro geométrico que se anula em tubos e é igual a 1 em anulares (o que é o caso). Como a norma está em conformidade com o sistema inglês de unidades (em detrimento do Sistema Internacional, SI), é necessário converter a velocidade de escoamento de ft/min para m/s e o diâmetro hidráulico de metros para polegadas (equação 41):

$$u[\text{ft/min}] = 196,85 u[\text{m/s}] \quad (41)$$

$$D_h[\text{in}] = 0,0254 D_h[\text{m}]$$

$$\gamma_w = \frac{1,6 u [\text{ft/min}]}{D_h[\text{in}]} \frac{(3 - \alpha)n + 1}{(4 - \alpha)n} \left(1 + \frac{\alpha}{2}\right) \quad (42)$$

A partir dos dados de entrada, com base em parâmetros reológicos, geométricos e de escoamento, é possível calcular os valores para a taxa de cisalhamento na parede do poço e, com os dados de saída de queda de pressão num determinado comprimento, é possível estabelecer a tensão de cisalhamento e assim elaborar curvas de fluxo representando $\tau = f(\gamma)$. Para tanto, foi variada a velocidade com base em vazões de entrada entre 20 e 1000 gpm (Silva e Naccache, 2016) com base na conversão das Equações 43, 44 e 45 considerando \dot{V} como vazão volumétrica e A como área da seção transversal:

$$u[\text{m/s}] = \frac{\dot{V}[\text{m}^3/\text{s}]}{A[\text{m}^2]} \quad (43)$$

$$\dot{V}[\text{m}^3/\text{s}] = 15.850,37 \dot{V}[\text{gal}/\text{min}] \quad (44)$$

$$A[\text{m}^2] = \pi \left(\frac{D_{\text{externo}}^2[\text{m}]}{4} - \frac{D_{\text{interno}}^2[\text{m}]}{4} \right) \quad (45)$$

3.2 Pré-processamento

3.2.1 Geometria

Foram admitidas cinco diferentes profundidades elencadas na Tabela 6 com informações de diâmetros internos e externos dos anulares em metros (após conversão de polegadas para metros), das pressões nas regiões avaliadas, das temperaturas adotadas para o Δl (altura do trecho avaliado, descartadas as extremidades de entrada e saída de fluxo) e o tipo de extremidade do anular que, no primeiro caso contém revestimento em aço, enquanto nas profundidades seguintes está aberto ao domínio poroso com 20% de porosidade e $2e^{-14} \text{ m}^2$ de permeabilidade supondo a existência de uma torta de baixa permeabilidade contínua durante todo o escoamento. As temperaturas e pressões partiram de aproximações de dados reais da indústria, bem como os diâmetros anulares e o tipo de parede em cada profundidade; o comprimento das geometrias foi escolhido com base na capacidade computacional limitante e as características de porosidade e permeabilidade de dados já trabalhados anteriormente (Gomes, Marinho e Oliveira, 2016).

Tabela 6 - Detalhes dos domínios avaliados

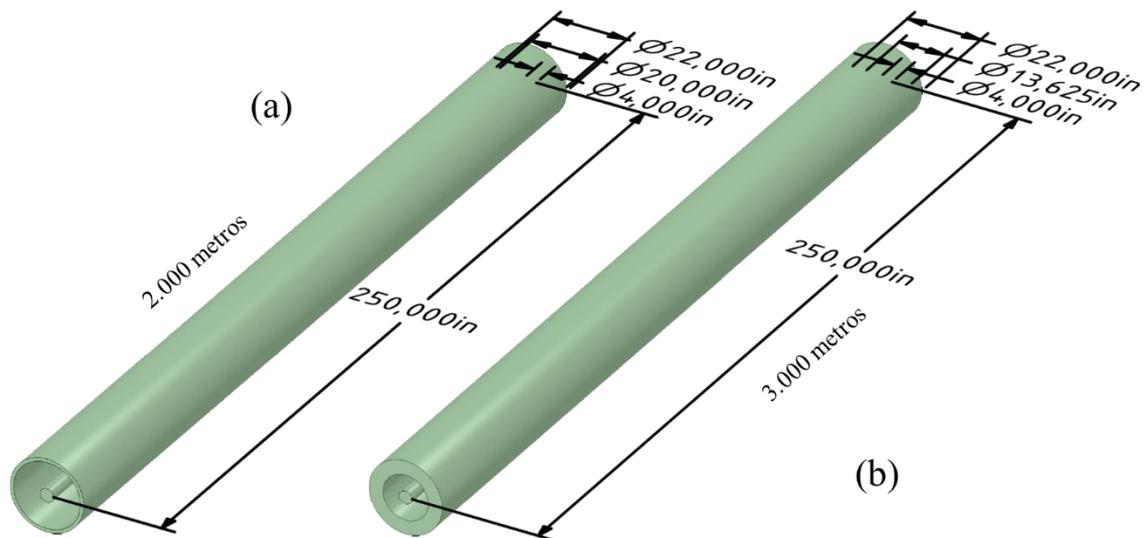
Profundidade	D_{interno}	D_{externo}	Pressão	Temp.	Δl	Parede
2000 metros	0,1016 m	0,508000 m	200 atm	60°C	6 m	Revestimento
3000 metros	0,1016 m	0,346075 m	305 atm	90°C	6 m	Rocha porosa
3900 metros	0,1270 m	0,346075 m	400 atm	116°C	6 m	Rocha porosa
3950 metros	0,2032 m	0,346075 m	405 atm	118°C	6 m	Rocha porosa
4000 metros	0,2032 m	0,346075 m	410 atm	119°C	5,7 m	Rocha porosa

Fonte: Autor

Aos 2 quilômetros (Figura 16a) de profundidade são considerados 60°C de temperatura e pressão de 200 atm ao longo de todo o comprimento de 250 polegadas (6,35 metros), há um

revestimento de aço de 20 polegadas (50,8 cm) de diâmetro com 1 polegada (2,54 cm) de espessura (com base em dados do aplicativo Tellus OCTG 2, que oferece detalhes de revestimentos comerciais) e é considerado um tubo de aço de 4 (10,16 cm) polegadas como coluna de perfuração; dessa maneira, o anular se estabelece entre ambos os diâmetros, possuindo uma área transversal de $0,194576 \text{ m}^2$.

Figura 16 - Dimensões dos elementos envolvidos nos casos de (a) 2.000 m de profundidade e (b) 3.000 metros



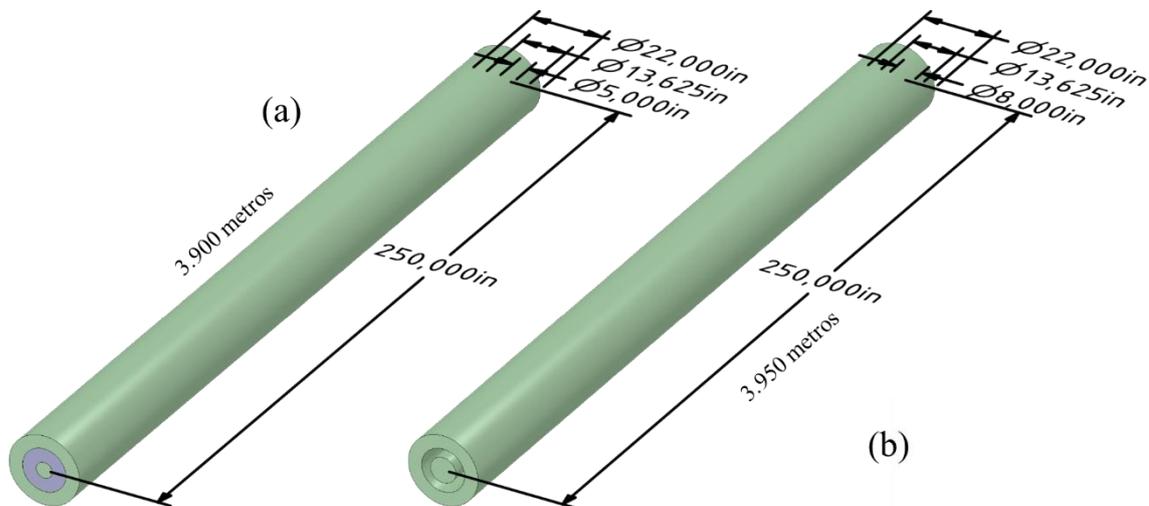
Fonte: Autor

Aos três quilômetros de profundidade (3.000 m) são considerados 90°C e 305 atm ao longo do comprimento não havendo mais revestimento. O poço passa a ser aberto à formação rochosa tendo um domínio poroso que se estende de 13,625" (34,61 cm) até 22 (55,9 cm) polegadas de diâmetro, o anular vai desde as mesmas 4 polegadas até 13,625" mantendo uma área transversal de $0,085958 \text{ m}^2$. Todas as dimensões envolvidas estão dispostas na Figura 16b. Todas as geometrias deste trabalho foram elaboradas utilizando o aplicativo *SpaceClaim* do pacote Ansys®.

Na profundidade avaliada aos 3.900 m, as dimensões são exibidas na Figura 17a, bem como demonstrada a região anular em azul claro; enquanto a pressão de referência para a região se estabeleceu por volta de 400 atm (com base em dados de projetos de perfuração), a temperatura foi mantida em 116°C . A formação rochosa permanece com mesmas dimensões (de 13,625" até 22") mas a coluna de perfuração passou por uma alteração de tubular para 5

polegadas de diâmetro externo formando assim um menor anular de 5” (12,7 cm) até 13,625” com área transversal de 0,081398 m². Os dados de temperatura, compressão, profundidades e dimensões foram considerados com base em referências gerais e projetos de perfuração (Bourgoyne *et al.*, 1986; Cavalcante, Argollo e Carvalho, 2004; Domingues, 2013; Rocha e Azevedo, 2009).

Figura 17 - Dimensões dos elementos envolvidos nos casos de (a) 3.900 m de profundidade e (b) 3.950 metros



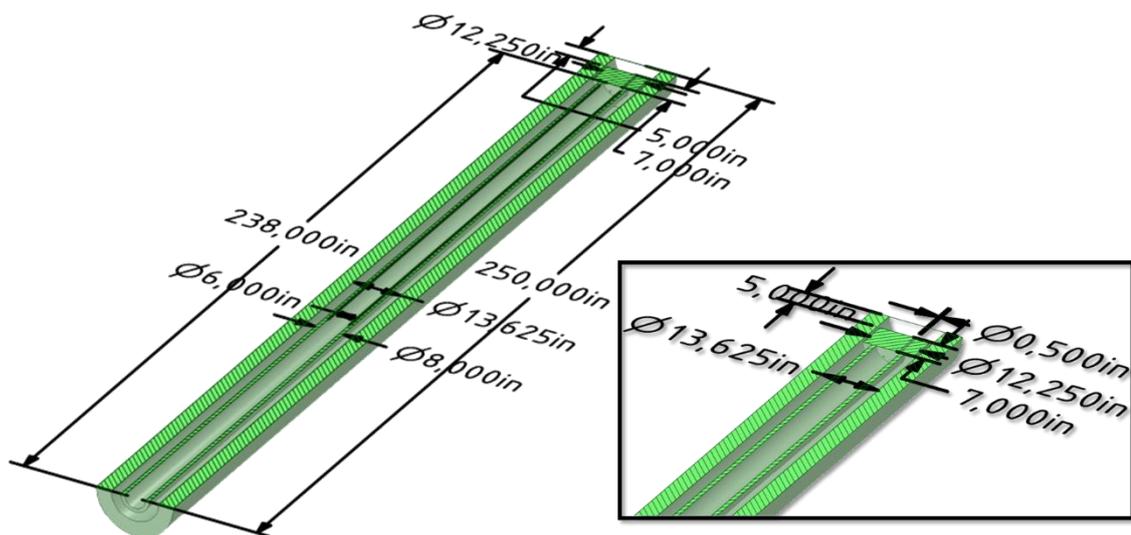
Fonte: Autor

Para a profundidade de 3.950 m, a pressão é estipulada em 405 atm enquanto a temperatura em 118°C e a formação rochosa permanece com o mesmo volume de antes, a coluna de perfuração admitida tem 8 polegadas (20,32 cm) de diâmetro externo simulando a existência de comandos (*drillcollars*). É importante levar em conta que não foram considerados os escoamentos internos (no sentido descendente) das colunas de perfuração para reduzir o esforço computacional e os diferentes diâmetros anulares são importantes para testar o modelo em diversos casos específicos. O anular obtido com este modelo vai de 8” até 13,625” de diâmetro tendo assim 0,061636 m² de área transversal. Todas as dimensões estão exibidas na Figura 17b.

Já a última profundidade avaliada simula o final do escoamento do fluido de perfuração descendente pela coluna, sua posterior saída pela broca e sua volta ascendente pela região anular. A broca foi localizada a 5” do fundo do poço, simplificada para um cilindro de 7

polegadas de comprimento e diâmetro externo de 12,25 polegadas (31,1 cm) possuindo três furos simétricos de 0,5” (1,27 cm) de diâmetro localizados a 2,5” (6,35 cm) do centro e conectada, por cima, aos comandos anteriormente dispostos da coluna com 8 polegadas de diâmetro externo e 6” (15,24 cm) de diâmetro interno (portanto, 1” de espessura) e comprimento complementar (238 polegadas) até concluir as mesmas 250” de comprimento padrão, com temperatura constante de 119°C e pressão de referência de 410 atm. Todos os detalhes da profundidade estão exibidos na Figura 18 que exhibe um corte transversal para melhor exibir os detalhes da broca.

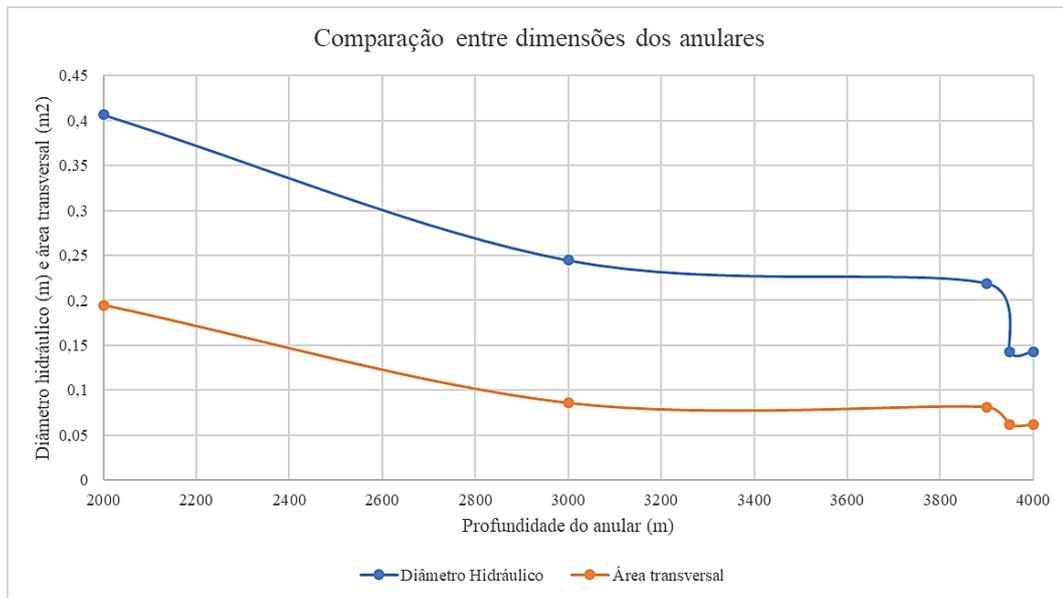
Figura 18 - Dimensões dos elementos envolvidos na última profundidade avaliada



Fonte: Autor

Além da variação de temperatura e pressão, se acredita que a alteração de diâmetro hidráulico tenha um efeito ainda mais relevante para a medição reológica de forma que uma comparação entre os diâmetros hidráulicos e as áreas transversais pode ser importante para avaliar as escalas abordadas em cada ambiente. A Figura 19 demonstra tal comparação em função das profundidades avaliadas.

Figura 19 - Comparação entre dimensões dos anulares com relação às profundidades



Fonte: Autor

3.2.2 Malha numérica

Já com relação à geração de malhas numéricas, foi utilizado o aplicativo *Meshing* do pacote Ansys®. Em todos os casos os domínios sólidos e porosos se mantiveram com refinamento inicial (visando reduzir esforço computacional) e para os domínios fluidos foram impostos limites máximos de tamanho de elemento variando de acordo com o volume considerado de domínio (com um equilíbrio de quantidade de elementos e esforço computacional em mente).

3.3 Modelagem matemática proposta

Nesta etapa são abordadas as hipóteses adotadas para simplificação, as condições de contorno e os modelos assumidos na etapa de pré-processamento com o aplicativo padrão do Ansys®, o CFX-Pre.

3.3.1 Hipóteses de simplificação

Algumas simplificações foram adotadas no modelo matemático visando economia de recursos computacionais, complexidades não-inerentes ao trabalho proposto, entre outros imprevistos possíveis. Os fenômenos físicos do modelo são regidos por equações fundamentais de conservação de massa e quantidade de movimento e as simplificações foram levadas em conta para garantir um custo benefício entre resultados e esforço computacional.

3.3.1.1 Propriedades constantes na formação rochosa

Apesar de as condições de porosidade e permeabilidade provavelmente variarem significativamente nos cerca de 2 quilômetros envolvidos na modelagem, principalmente considerando variações nos materiais do solo e nas compressões envolvidas, não seria viável buscar tais informações e implementar no modelo matemático que se tornaria ainda mais complexo e exigente, principalmente visto que o foco do trabalho não se dá no escoamento horizontal, na direção da rocha. Além disso também não foram consideradas prováveis fraturas e contrações que poderiam existir na formação devido ao escoamento.

3.3.1.2 Ausência de interações químicas

Reações químicas tornariam o modelo matemático muito mais complexo e o foco do trabalho não se deu na interação química entre o fluido de perfuração e os materiais adjacentes, apenas na interação física.

3.3.1.3 Troca de calor desprezada

As equações de transferência de energia na forma de calor ampliariam significativamente a demanda do modelo por esforço computacional, bem como exigiria uma preparação numérica e experimental mais robusta. Dessa maneira, os volumes avaliados foram

considerados como em estado isotérmico durante os testes, o que é uma simplificação razoável considerando os comprimentos avaliados.

3.3.1.4 Empuxo desprezado

Por lidar com pequenas dimensões e principalmente com pequenos espaços anulares, o empuxo foi desprezado em todos os experimentos. Apesar disso foram feitos testes onde se supôs a existência de empuxo e os resultados não apresentaram mudanças significativas.

3.3.1.5 Sem transporte de sólidos

Haveria um aumento significativo de complexidade no caso da existência de partículas sólidas carregadas pelo fluido de perfuração e isso demandaria um esforço computacional muito significativo para o estudo. Dessa forma, apenas o escoamento de um fluido entre dois sólidos foi considerado.

3.3.1.6 Escoamento unifásico

Visando simplificar a modelagem matemática, o fluido de perfuração foi considerado como um fluido contínuo e de consistência química constante, bem como não foi considerada a presença de outros fluidos como água, ar e óleo que poderiam estar presentes na região.

3.3.1.7 Regime laminar

Parte considerável das equações do modelo matemático têm o regime laminar como requisito. Além disso, o estudo da viscosimetria depende da maior simplicidade do escoamento laminar para efetuar medições com maior confiabilidade. Por fim, foram calculados os números de Reynolds de todos os casos estudados e em alguns momentos foram testadas maiores vazões para se buscar maiores taxas de cisalhamento chegando no regime transiente (entre o regime laminar e o turbulento). Nestes casos com regime transiente os resultados obtidos para

velocidades e quedas de pressão fugiram significativamente da escala adotada (tanto acima quanto abaixo), sendo resultados considerados inadequados.

3.3.2 Condições de contorno

As condições de contorno são as definições nas extremidades dos domínios, assim como nas regiões de interação entre estes domínios. Como os contornos fazem referência aos bordos físicos dos domínios, são regiões bidimensionais de entrada, saída, paredes e planos de simetria (Gomes, 2016). Segundo o manual do Ansys®, a robustez da modelagem depende principalmente das condições de contorno de entrada e saída de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Robustez dos resultados calculados pelo Ansys®

Condição de entrada	Condição de saída	Definição dos resultados
Velocidade ou vazão	Pressão estática	Mais robusto
Pressão total	Velocidade ou vazão	Robusto
Pressão total	Pressão estática	Sensível à condição inicial
Pressão estática	Pressão estática	Pouco confiável
Qualquer uma	Pressão total	Impossível

Fonte: Ansys, 2010

As temperaturas e pressões para cada diferente profundidade já foram citadas anteriormente, a pressão de referência na modelagem do Ansys funciona como um chute inicial sendo irrelevante para modelos que convergem a valores de valor eficaz residual (*Root mean square*, RMS) de cerca de 10^{-10} , mas influenciando no resultado final dos estudos que não atingirem a convergência. Visando maior robustez nos resultados foram considerados como condição de entrada a velocidade de injeção e como condição de saída a pressão relativa mantida em 0 atm para não influenciar nos cálculos de queda de pressão.

Quando ocorre regime turbulento (condição que deve ser evitada neste caso estudado devido aos modelos utilizados), existem flutuações na velocidade média de maneira que são incorporados termos na equação de Navier-Stokes. Os modelos mais utilizados de turbulência são os de duas equações ($k - \epsilon$ e $k - \omega$) que se baseiam nos valores médios do número de Reynolds apresentando uma equação para o transporte de energia cinética turbulenta (k) e outra

para a dissipação da energia cinética (ϵ) ou taxa específica de dissipação (ω). Além disso também há os modelos *Shear Stress Transport* (SST) indicados para situações com necessidade de grande acurácia, onde a turbulência tenha grande impacto na fluidodinâmica. Além de ser o padrão geral, o modelo $k - \epsilon$ também é estável e robusto para aplicações de escoamento e, em comparação a outros modelos mais robustos, oferece uma boa relação de precisão/esforço computacional (Vergel, 2013).

Além disso dentre as condições de contorno, foram consideradas interfaces sólido-líquido ou sólido-poroso entre os domínios fluido e as colunas (e revestimento), e as formações rochosas, respectivamente. Dessa maneira é considerada condição de não-deslizamento nas paredes internas enquanto há uma permissividade à invasão do fluido de perfuração na formação rochosa (ainda que bem pequena devido à simulação de existência de torta de filtração de baixa permeabilidade) devido à sua porosidade e permeabilidade. À exceção das paredes localizadas horizontalmente no modelo (eixos X e Y), as extremidades verticais das rochas, revestimentos e colunas foram tratadas como simetrias, isto é, regiões entendidas pelo modelo como contínuas, ainda que calculadas apenas até aquele ponto, indicando assim que são cortes transversais que representam o todo verticalizado. Como dito anteriormente, as velocidades de injeção do fluido são calculadas com base nas equações 43, 44 e 45 e as vazões foram tomadas por base a partir de experiências anteriores e do trabalho de Silva e Naccache (2016) em galões por minuto (gpm) para avaliar diferentes velocidades de acordo com a Tabela 8 a seguir:

Tabela 8 - Correspondências de velocidades para as condições impostas de vazão

Vazão	2.000 m	3.000 m	3.900 m	3.950 m	4000 m
1000 gpm	0,3242 m/s	0,7339 m/s	0,7751 m/s	1,0236 m/s	2,6101 m/s
700 gpm	0,2269 m/s	0,5138 m/s	0,5426 m/s	0,7165 m/s	1,8271 m/s
500 gpm	0,1621 m/s	0,3669 m/s	0,3875 m/s	0,5118 m/s	1,3051 m/s
300 gpm	0,0973 m/s	0,2202 m/s	0,2325 m/s	0,3071 m/s	0,7830 m/s
200 gpm	0,0648 m/s	0,1468 m/s	0,1550 m/s	0,2047 m/s	0,5220 m/s
100 gpm	0,0324 m/s	0,0734 m/s	0,0775 m/s	0,1024 m/s	0,2610 m/s
70 gpm	0,0227 m/s	0,0514 m/s	0,0543 m/s	0,0717 m/s	0,1827 m/s
50 gpm	0,0162 m/s	0,0367 m/s	0,0388 m/s	0,0512 m/s	0,1305 m/s
30 gpm	0,0097 m/s	0,0220 m/s	0,0232 m/s	0,0307 m/s	0,0783 m/s
20 gpm	0,0065 m/s	0,0147 m/s	0,0155 m/s	0,0205 m/s	0,0522 m/s

Fonte: Autor

Apesar de os anulares da última profundidade e do caso de 3.950 m terem dimensões iguais, as velocidades utilizadas são bem diferentes. Isso se deve ao fato de que o controle sobre a velocidade de injeção na última profundidade se dá logo na coluna de perfuração; o fluido sai pela broca e só então entra no anular, perdendo grande parte de sua velocidade. Os cálculos iniciais davam conta de uma perda ainda maior de velocidade, já que a razão entre a área transversal do anular e da coluna é de cerca de 3,4. Entretanto, durante os primeiros testes foi observada razão entre as velocidades observadas no anular e dentro do tubo de 2,55 e, portanto, tal razão foi multiplicada à velocidade de injeção no anular da profundidade de 3.950 m para obter o valor de velocidade de injeção do fluido na coluna de perfuração. Apesar disso, ao final dos testes foi feita nova avaliação das velocidades encontradas e a razão real esteve mais próxima da inicial, de 3,2. Para compensar isso, foi testado mais um caso, com vazão equivalente a 1.500 gpm e, portanto, velocidade de 3,915219 m/s visando abranger todo o espectro possível de cisalhamentos. Nenhum dos casos avaliados atingiu valor excessivo de número de Reynolds, sendo seguro afirmar que apenas fluxos laminares foram estudados.

Para a etapa de solução foram estabelecidos o limite máximo de 400 iterações ou RMS residual em 10^{-10} (a partir do qual não seriam percebidas quaisquer variações quantitativas relevantes, segundo testes de malha realizados). Além de esquema de advecção *High Resolution* que apresenta alta precisão por se reduzir à primeira ordem (similar ao esquema *Upwind*) quando próximo de uma descontinuidade apesar de não ter oscilações numéricas, tomando assim como valor nodal de aproximação o valor mínimo de todos os valores em torno do nó avaliado e se tornando mais apropriado para soluções com gradientes significativos de velocidade (Fernandes *et al.*, 2014).

Além disso, foram considerados esquemas de interpolação Trilinear (em detrimento da interpolação Linear-Linear) nos tipos de interpolação de pressão e velocidade (na velocidade esse esquema já é padrão) para obter maior precisão também na queda de pressão já que esta é a variável com maior foco quantitativo do experimento. Por fim, foi estabelecida paralelização em quatro processos para reduzir o tempo físico de solução.

A computação paralela ou paralelização é uma abordagem de computação onde vários cálculos são executados simultaneamente dividindo as atividades entre os diferentes processadores para isto (Almasi e Gottlieb, 1990). Principalmente na computação de alto desempenho (como no caso da fluidodinâmica computacional) se utiliza essa técnica devido às limitações físicas do aumento da frequência de processadores (Adve *et al.*, 2008). Além disso, o aumento da preocupação com relação ao consumo energético das máquinas, a computação

paralela se tornou paradigma dominante em arquiteturas de computadores sob processadores de vários núcleos.

Normalmente os programas de computadores passíveis de paralelização oferecem mais classes de potenciais defeitos e a sincronização entre as diferentes subtarefas é a principal barreira para atingir melhores desempenhos na programação paralela (Patterson e Hennessy, 2005). A aplicação no Ansys® se baseia em dividir os cálculos necessários para cada núcleo disponível no processador do computador existente (no caso da paralelização local, *local parallel setup*) ou nos processadores de todos os computadores ligados e disponíveis em rede (para a paralelização "distribuída", *distributed parallel setup*) (Ansys, 2010).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta etapa são exibidos e discutidos os resultados encontrados, bem como as escolhas dos parâmetros e técnicas adotados.

4.1 Influência da malha numérica

A maior parte do detalhamento metodológico já foi explicado em etapas anteriores, entretanto é relevante discutir a problemática metodológica enfrentada na preparação e nos testes do modelo matemático. Inicialmente testes de malha foram efetuados e cada aprimoramento oferecia melhores respostas quantitativas. Com isso, a estratégia inicial foi adotar o máximo de refinamento (e, portanto, de quantidade de elementos) com que o computador pudesse lidar enquanto o modelo estivesse sendo elaborado (com o foco no melhor resultado possível do modelo elaborado). Quando o modelo foi estabelecido, o extremo refinamento das malhas adotadas passou a não mais fazer sentido, visto que seriam até 400 iterações em 10 velocidades, com diferentes malhas (e volumes variando de 500 até mais de 1.000 litros) além das diferentes condições de contorno estudadas durante os testes. Dessa maneira, a nova estratégia passou a ser uma quantidade de elementos que limitasse o tempo de solução e, portanto, o esforço computacional sem que houvessem perdas significativas de qualidade de resultados.

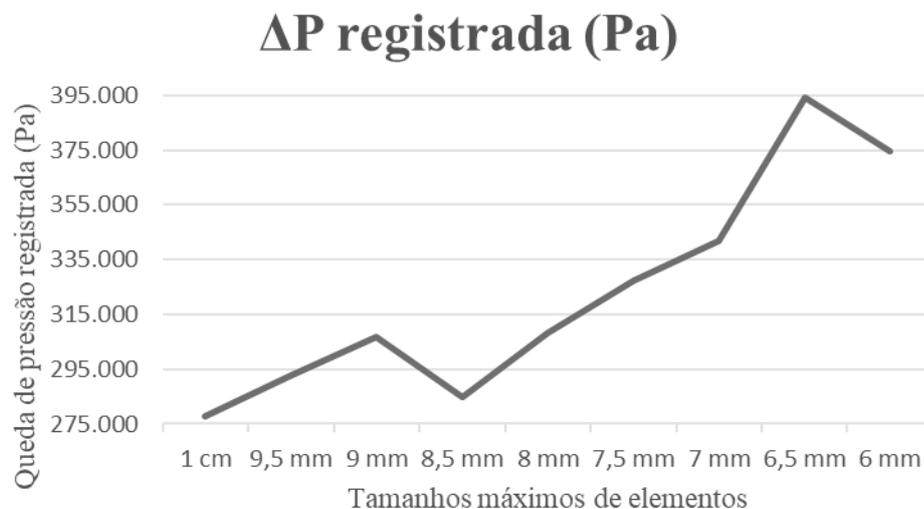
Para tanto, foi realizado um teste de malha para definir a melhor malha para o caso de 3.000 metros de profundidade levando-se em conta os limites de tamanho máximo de elemento, quantidade gerada de elementos no domínio fluido, quantidade exigida de memória RAM (em megabytes) pela máquina e tempo (em segundos) necessário para a convergência. Com relação aos resultados, foram avaliadas a queda de pressão entre os dois planos dispostos a 0,2 metros e 6,2 metros da origem, e as velocidades médias de escoamento em ambos os planos. Todos os valores admitidos e calculados estão dispostos na Tabela 9 e o computador utilizado tem processador i5-9600k 3700 Mhz e 16 GB de RAM 2666Mhz.

Tabela 9 - Informações sobre o Teste de Malha

Limites	Elementos	RAM (MB)	Tempo (s)	ΔP (Pa)	\bar{u}_2 (m/s)	\bar{u}_3 (m/s)
1 cm	556.074	6.108,00	1.673,7	278006	0,605179	0,593551
9,5 mm	621.375	6.671,70	1.864,0	292970	0,606749	0,599884
9 mm	691.606	7.515,05	2.217,8	306725	0,609012	0,611336
8,5 mm	1.166.880	6.507,73	5.213,6	284999	0,747579	0,747579
8 mm	1.333.126	7.328,82	5.928,9	308354	0,728044	0,728027
7,5 mm	2.175.568	10.479,53	9.834,8	327368	0,761473	0,761628
7 mm	2.178.292	10.493,74	9.685,1	341670	0,763363	0,763563
6,5 mm	2.724.267	12.764,91	11.838,6	394246	0,765541	0,765650
6 mm	3.278.664	14.610,18	14.594,6	374318	0,742898	0,743023

Fonte: Autor

Considerando os resultados encontrados e levando-se em conta também a Figura 20 que demonstra os valores obtidos para a queda de pressão (variável de saída mais importante para o modelo estudado) preferiu-se buscar quantidades de elementos por volta dos dois milhões, considerando o equilíbrio entre quantidade de elementos e esforço computacional. Neste caso a diferença de tempo e memória RAM foi considerada irrisória entre as malhas elaboradas para 7 e 7,5 milímetros de tamanho máximo de elementos. Por outro lado, dentre os resultados de queda de pressão, a malha de 7 mm chegou mais próximo dos modelos mais refinados, indicando uma proximidade maior do resultado buscado.

Figura 20 - Perda de carga avaliada no teste de malha

Fonte: Autor

A malha adotada em 4.000 m possuiu 8.903.586 elementos no domínio fluido, 185.698 no domínio sólido (broca e coluna) e 6.897 elementos no domínio poroso, por exemplo. Os domínios fluidos em todas as geometrias trabalhadas passaram também por limitação de tamanho de elementos e estes limites, bem como os números de elementos nestes e nos domínios sólido e poroso estão representados na Tabela 10 a seguir:

Tabela 10 - Quantidade de elementos das malhas trabalhadas

Profundidade	Fluido	Coluna	Poroso (ou revestimento)	Limite de tamanho (cm)
2.000 m	2.145.534	1.760	8.208	0,90
3.000 m	2.175.568	1.760	585	0,70
3.900 m	1.920.513	1.408	585	0,55
3.950 m	2.208.981	880	585	0,55
4.000 m	8.903.586	185.698	6.897	0,60

Fonte: Autor

Todas as malhas adotadas possuíam aproximadamente 2 milhões de elementos à exceção do último caso que manteve um número de elementos muito superior aos demais (devido ao maior volume do domínio fluido admitido), foi considerado importante não reduzir muito o número de elementos para manter um refinamento apropriado para o estudo.

As vazões estudadas estão em acordo com o disposto na literatura e conhecimento prévio sobre vazões encontradas em regiões anulares (Gomes, Marinho e Oliveira, 2016; Silva e Naccache, 2016). Foram testadas velocidades superiores às utilizadas mas comumente as quedas de pressão fugiam bastante das extrapolações viáveis; isso se deve à condição estabelecida de regime laminar (Vajargah e van Oort, 2015) para o modelo matemático. Quando as velocidades excediam determinado valor, o número de Reynolds limite também era excedido e a turbulência se estabelecia. Assim é importante que haja diferentes diâmetros anulares para permitir diferentes escalas de cisalhamento, favorecendo um estudo mais completo sobre a reologia.

Se comparadas as taxas de cisalhamento do estudo numérico com o estudo experimental, a diferença é considerável. Enquanto os modelos estabelecidos se mantiveram abaixo de 8 s^{-1} para a primeira profundidade e gradualmente avançaram até pouco menos de 70 s^{-1} na última profundidade sem broca, no sistema anular viscosimétrico experimental há aprimoramento tal da geometria que é possível chegar a mais de 1000 s^{-1} passando por valores com escalas bem

superiores aos estudados numericamente. Dessa maneira, o modelo numérico age como uma interpolação de valores entre as primeiras rotações do viscosímetro.

O conceito básico do modelo vem dos viscosímetros tubulares que avaliam condições reológicas a partir de perdas de carga calculáveis por diferenciais de pressão. Foi testado como as diferentes profundidades (e, portanto, diferentes condições anulares) se complementam na curva de fluxo global do fluido de perfuração estudado. Entretanto, quando o modelo foi comparado com outros valores de queda de pressão encontrados na literatura, a queda de pressão encontrada se manteve em escala muito superior, quedas de pressão cerca de 500x maiores do que a expectativa à exceção da primeira profundidade, de 2000m, a única inicialmente com revestimento sólido.

Dessa maneira, a compreensão é de que a abertura da formação rochosa, devido à permeabilidade e porosidade permitiram uma influência muito significativa na queda de pressão. Isso, entretanto, está de acordo com os principais valores de perda de carga encontrados em perfurações reais de poços de petróleo (Vajargah e van Oort, 2015; Maglione *et al.*, 1996; Silva e Naccache, 2016).

4.2 Aplicação do modelo a dados da literatura

O fluido de perfuração utilizado para comparação (aqui chamado de Fluido2) foi o definido por Silva e Naccache (2016) adotado para um anular de 12,25 polegadas com composição de 0,8% de goma xantana, resultando em tensão limite de escoamento real de 9,958221 Pa, índice de consistência de 0,413146183 Pa.s e índice de comportamento de 0,58462298. É importante levar em conta que o estudo foi realizado empiricamente tanto com um viscosímetro Fann 35A quanto com um reômetro Physica MCR 301 que permite, portanto, medições de cisalhamentos variando significativamente de $0,1 \text{ s}^{-1}$ até 1000 s^{-1} .

Como os dados obtidos são experimentais, já que os resultados numéricos elaborados pelo autor se referem a outra abordagem que não se relaciona com a proposição atual, é importante se levar em conta as diferenças de abordagem adotadas:

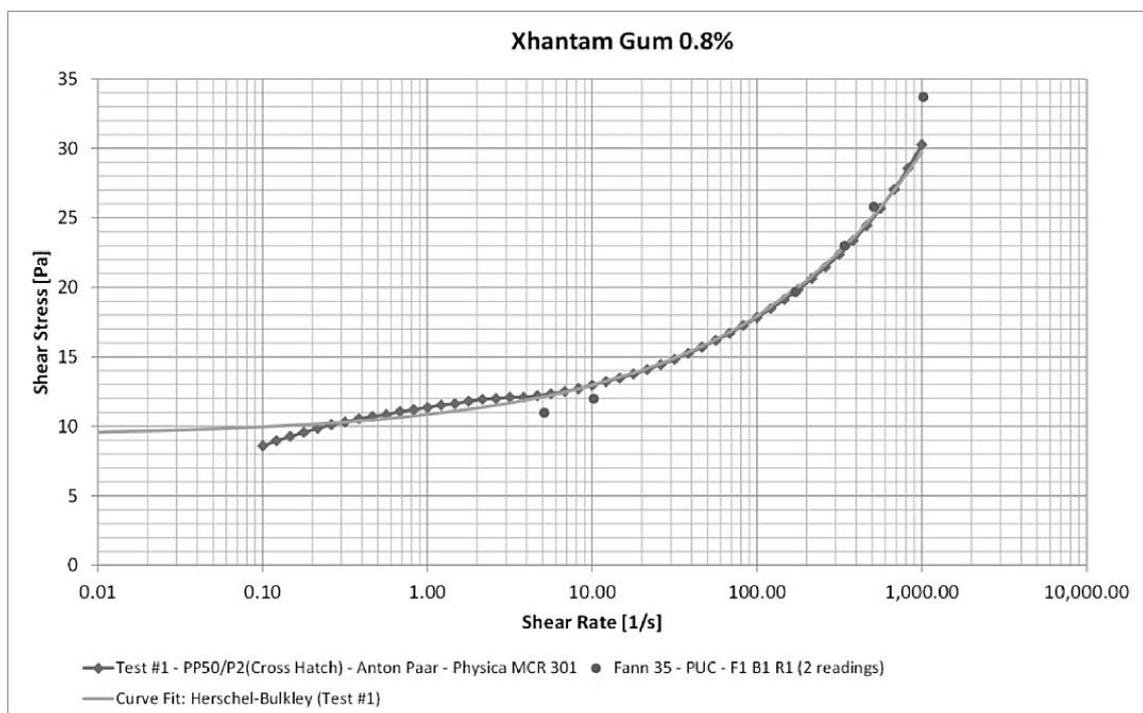
- a. O modelo aqui adotado considera o diâmetro externo do anular avaliado como um domínio poroso, resultando assim em valores de queda de pressão e, portanto, tensões de cisalhamento bem superiores àqueles encontrados na abordagem empírica.

- b. A abordagem de Silva e Naccache (2016) utiliza dados reológicos para o cálculo da queda de pressão, na direção contrária à ideia de Vajargah e van Oort (2015) aqui adotada de usar dados de queda de pressão para mensurar a reologia.
- c. Como abordado também por Silva e Naccache (2016), as condições de vazão dentro de poços de petróleo atingem baixos cisalhamentos, servindo apenas como uma extrapolação dos dados reológicos.
- d. O modelo, baseado em *Fluent* (aplicativo do pacote Ansys®), adotado pelos autores é bidimensional e de malha numérica bem limitada (apenas 510.000 elementos para 1.000 polegadas de comprimento).

Dessa maneira, a referência (Silva e Naccache, 2016) forneceu dados reológicos e curva de fluxo para uma segunda validação do modelo elaborado apesar das limitações de aplicação. Limitações estas similares àquelas encontradas para boa validação com os dados de experimento próprio em laboratório. A

Figura 21 mostra a curva de fluxo elaborada com auxílio de viscosímetro e reômetro, bem como ajuste de curva com a equação de Herschel-Bulkley.

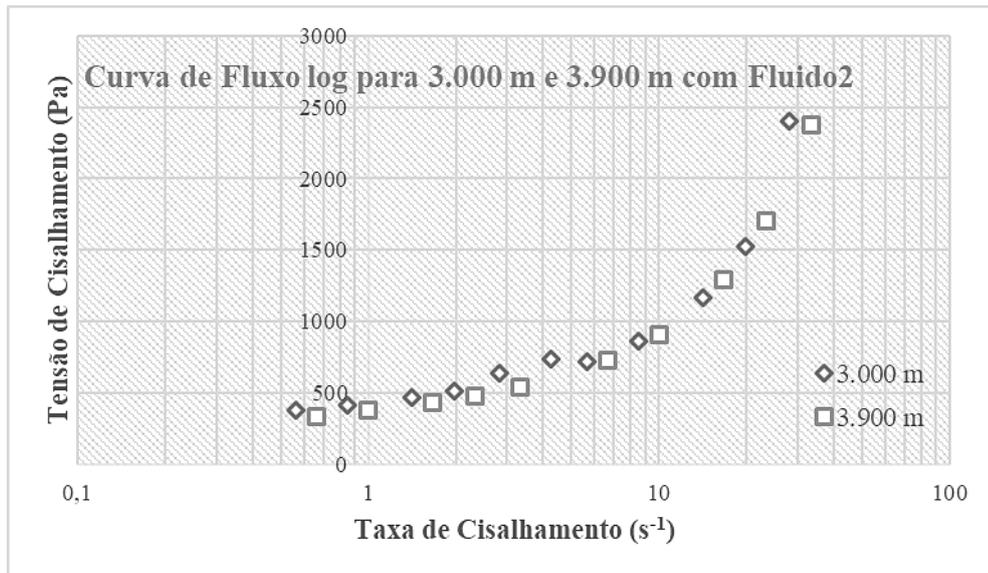
Figura 21 - Curva de fluxo do fluido de perfuração de Silva e Naccache (2016)



Fonte: Silva e Naccache (2016)

Como já exposto anteriormente, foram elaboradas 5 diferentes geometrias para este estudo, sendo quatro delas mais relevantes aos estudos reológicos e uma última ao estudo fluidodinâmico. Comparando as curvas de fluxo elaboradas para os anulares relativos às profundidades de 3.000 e 3.900 metros na Figura 22 temos um formato de curva que, em escala logarítmica lembra àquela tratada por Silva e Naccache (2016).

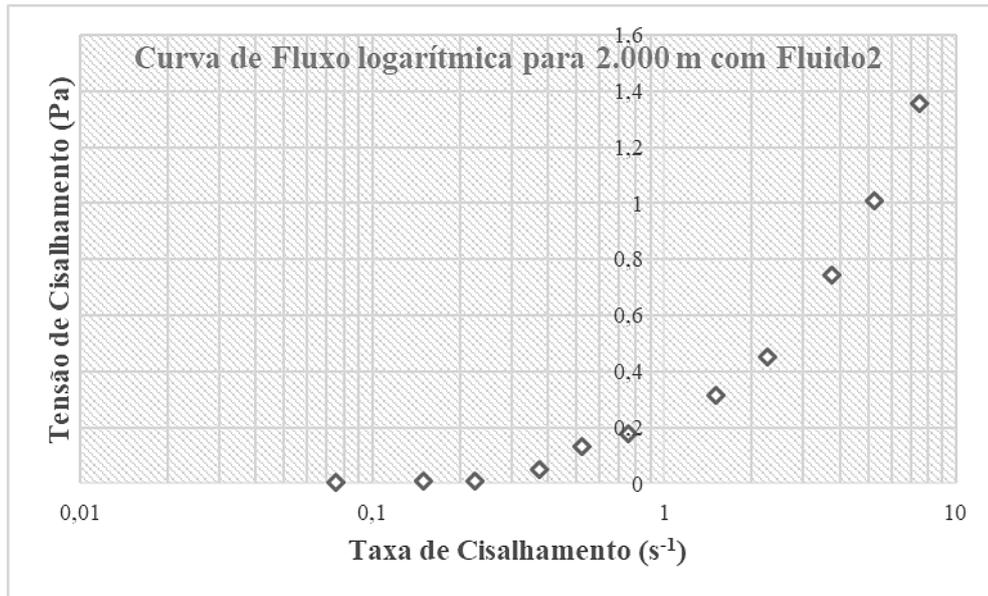
Figura 22 - Curva logarítmica de fluxo para 3.000 e 3.900 metros



Fonte: Autor

Apesar da escala das tensões de cisalhamento, a curva de 3.900 metros exibida na Figura 24 ofereceu formato condizente com o observado no reômetro, tendo caráter quase linear no início e a curva de 3.000 metros por sua vez até demonstrou o comportamento em S observado na curva de fluxo experimental. Comportamento este também observado na curva de fluxo de 2.000 m demonstrada na Figura 23, em que as tensões de cisalhamento se mantiveram, ao contrário das profundidades sem revestimento, abaixo da expectativa numérica apesar de demonstrar curvatura ainda mais coerente com a observada no ensaio empírico (Silva e Naccache, 2016).

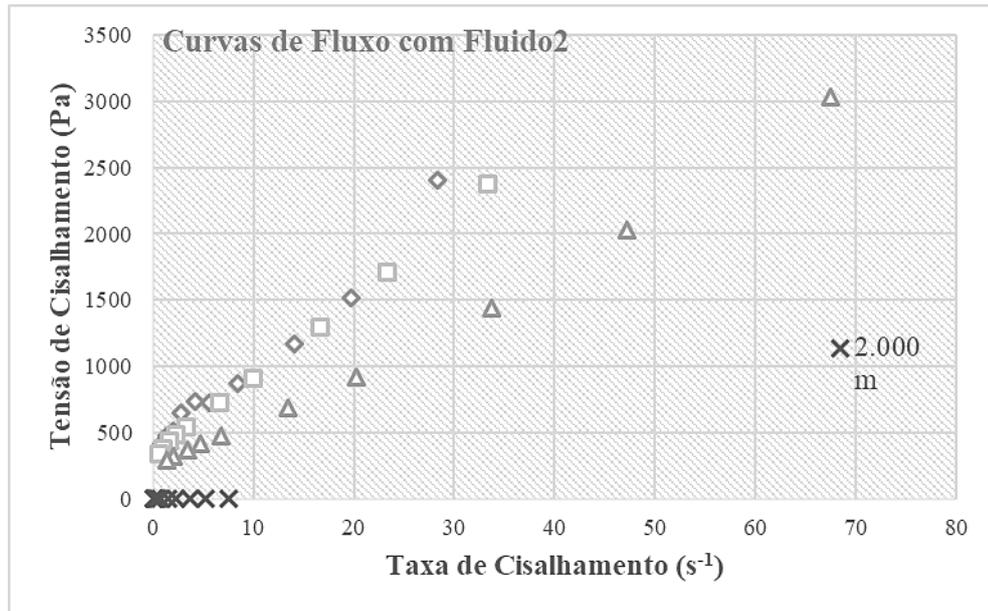
Figura 23 - Curva logarítmica de fluxo para 2.000 m com Fluido2



Fonte: Autor

É importante também observar que enquanto as taxas de cisalhamento das duas curvas anteriores se mantiveram entre 1 e $35 s^{-1}$, a curva de fluxo com o maior anular (2.000 metros de profundidade) manteve cisalhamentos bem inferiores. A avaliação das curvas de fluxo em escala decimal melhor demonstra essa limitação de escala além de permitir quantificar melhor a proximidade entre as curvas de fluxo de anulares próximos (os anulares formados em cada profundidade foram comparados na Figura 19).

Figura 24 - Curvas de fluxo em escala decimal com Fluido2



Fonte: Autor

Com a Figura 24 é possível visualizar e comparar as curvas de fluxo elaboradas a partir dos dados de tensão e taxa de cisalhamento calculados a partir de quedas de pressão e velocidades, respectivamente. A primeira característica sobre a comparação é a escala das quatro curvas avaliadas, enquanto a curva referente aos 2 quilômetros de profundidade sequer aparece verticalmente e sua taxa de cisalhamento mal chega aos $10 s^{-1}$, a curva referente aos 3.950 metros ultrapassa em cerca de duas vezes a escala das outras duas curvas avaliadas (3.000 e 3.900 metros) que são as duas únicas curvas realmente comparáveis entre si. Provavelmente devido à constatação percebida na Figura 19 sobre a grande diferença de anular na última profundidade (devido à suposição de *drillcollars*), suas escalas tanto de tensão quanto de taxa de cisalhamento são consideravelmente distintas daquelas observadas nas outras duas profundidades sem revestimento.

4.3 Elaboração do fluido de perfuração e testes reológicos

Já com o fluido de perfuração agitado segundo a norma API Spec 13-A (2006), o rotor do viscosímetro foi montado, o fluido foi adicionado ao seu copo até a altura indicada e elevado até a marca circunferencial do rotor (acima dos dois furos). Com o controle da marcha e da

manopla, as velocidades do viscosímetro foram associadas às deflexões visíveis no equipamento. É importante notar que foi necessário aguardar a desaceleração do marcador para definir a deformação associada, conforme o estabelecido na norma. As velocidades foram moduladas de maneira decrescente, da maior θ_{600} até a menor θ_3 seguindo as normas já citadas, visto que a pausa de agitação causada pela montagem do equipamento gera uma estrutura gel que não é desfeita com as baixas velocidades; por isso é importante iniciar com as maiores velocidades de rotação para de início romper tal estrutura que poderia influenciar nos valores medidos caso a ordem das medições fosse crescente.

Com relação à obtenção dos parâmetros reológicos, Machado (2002) aborda o método gráfico para obtenção dos três parâmetros do fluido de potência com limite de escoamento onde a tensão limite de escoamento é estimada por extrapolação do gráfico de tensão x taxa de cisalhamento, no sentido do coeficiente linear, isto é, o ponto onde supostamente a curva tocaria o eixo Y (tensão cisalhante, τ). Após isso é elaborado um segundo gráfico, em coordenadas logarítmicas, de $(\tau - \tau_0) \times \gamma$ e, a partir deste segundo (devidamente linearizado e não mais uma curva) são obtidos o índice de consistência (K) como o novo coeficiente linear e o índice de comportamento (n) como a tangente do ângulo formado pela reta e o eixo X (taxa de cisalhamento), isto é, o coeficiente angular da reta linearizada.

Por outro lado, a API 13D (2009) oferece uma técnica de campo com base nas medições viscosimétricas para os três parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley da maneira demonstrada pelas equações 23, 24 e 25. Essa obtenção de parâmetros deriva do trabalho de Zamora e Power (2002) e oferece uma metodologia similar àquela já apresentada previamente (API 13B-1, 1997) para fluidos plásticos de Bingham onde, devido à falta do parâmetro n (que se iguala a um) a relação entre os pontos do gráfico se torna linear e, portanto, quaisquer dois pontos deveriam fornecer boa relação para a viscosidade plástica, sendo portanto possível utilizar apenas as duas maiores rotações associadas às suas referentes deflexões.

Ainda na API 13D (2009), é sugerido que o modelo reológico recomendado para uso em campo e laboratório seja o modelo de Herschel-Bulkley originalmente desenvolvido em 1926 e que provê boa simulação de todos os fenômenos reológicos que um bom fluido de perfuração base água deve apresentar.

Os dados encontrados para o fluido elaborado em laboratório têm suas massas dispostas na Tabela 5 e a Tabela 11 a seguir indica os valores obtidos de deflexões para as rotações, bem como as conversões das variáveis experimentais para parâmetros reológicos e as suas devidas

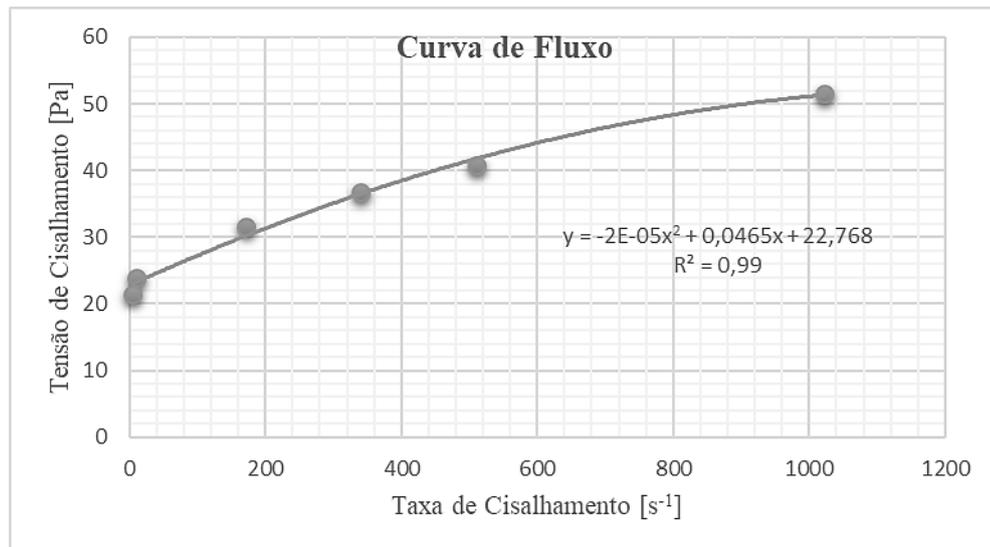
linearizações. As figuras seguintes elencam a curva de fluxo e a linearização citadas no método gráfico (Machado, 2002).

Tabela 11 - Parâmetros reológicos do fluido de perfuração elaborado

 rotações	 3 rpm	 6 rpm	 100 rpm	 200 rpm	 300 rpm	 600 rpm
$\dot{\gamma}$[s⁻¹]	5,109	10,218	170,3	340,6	510,9	1021,8
Deflexões	42	47	62	72	80	101
τ[Pa]	21,42	23,97	31,62	36,72	40,8	51,51
$\ln(\dot{\gamma})$	1,631003	2,324150	5,137561	5,830708	6,236173	6,929321
$\ln(\tau - \tau_0)$	1,309494	1,833269	2,632198	2,9446	3,139152	3,520292

Fonte: Autor

Figura 25 - Curva de fluxo do fluido de perfuração elaborado

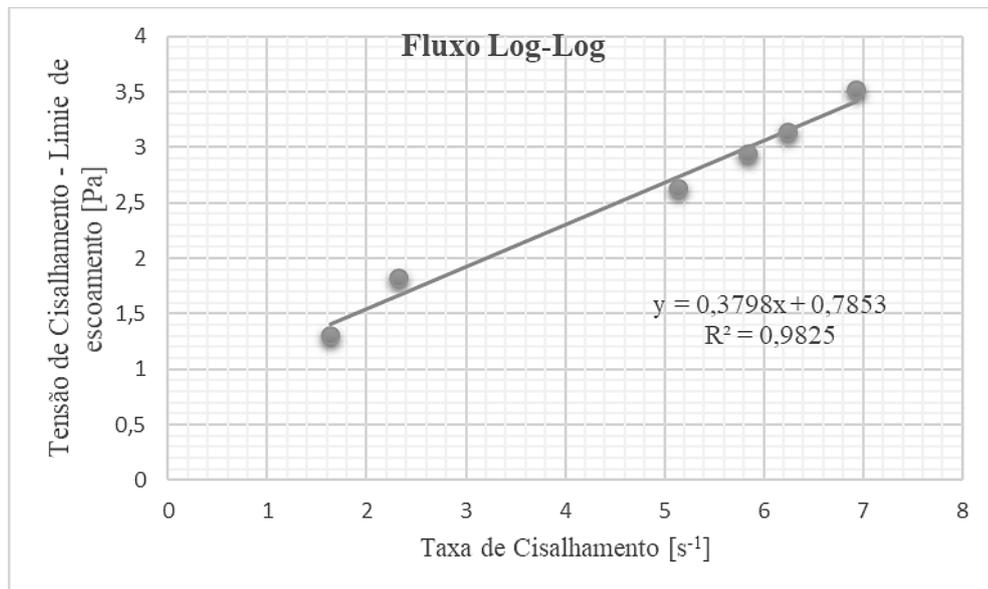


Fonte: Autor

A Figura 25 demonstra a curva de fluxo do fluido de perfuração elaborado, que é a relação entre a tensão de cisalhamento (em Pa) e a taxa de cisalhamento (em s⁻¹). Vale notar a comparação direta entre o método gráfico (com base no coeficiente linear extrapolado pelo aplicativo de análise de planilhas) e o método API; no primeiro, a tensão limite de escoamento extrapolada tem valor de 22,768 Pa enquanto no método API o valor calculado foi 17,7157 Pa. É importante levar em conta que o valor do método API, tendo em mente a equação 23, depende apenas dos valores das duas primeiras deflexões (que são justamente as que mais são influenciáveis pela força-gel) enquanto o método gráfico leva em conta todas as seis deflexões

medidas sendo assim um método mais robusto, apesar de não ser o método padrão. Por outro lado, como o valor da tensão limite de escoamento se encontra acima da deflexão θ_3 e muito próximo da deflexão θ_6 , o primeiro valor não seria levado em conta na linearização para obtenção dos dois parâmetros seguintes do fluido e o segundo valor tornaria negativo o valor do coeficiente linear, K. A Figura 26 ilustra a reta linearizada do método gráfico com base no valor de tensão limite de escoamento calculado segundo o método API 13D (2009) já que os valores obtidos com o método gráfico se tornam incoerentes.

Figura 26 - Linearização da curva de fluxo do fluido de perfuração



Fonte: Autor

Utilizando o método API para o cálculo das propriedades reológicas do fluido de perfuração elaborado laboratorialmente, $\tau_0 = 17,7157\text{Pa}$, $K = 0,576249\text{Pa}\cdot\text{s}$ e $n = 0,573402$. Esses parâmetros foram incluídos no modelo numérico elaborado substituindo a lama anterior (Silva, 2016) por um fluido com os novos parâmetros. Vale lembrar ainda que os valores de deflexão medidos no equipamento laboratorial utilizam unidades de medida do sistema inglês sendo necessário sempre converter os valores de lbf/100ft² para Pa.

4.4 Testes numéricos com o fluido de perfuração elaborado em laboratório

A relevância desses testes se dá aliada às possibilidades de obtenção de dados diretos (de condições ambientais como pressão e temperatura, por exemplo) obtidos em toda a extensão do poço e transmitidos à superfície (Vajargah e van Oort, 2015). Essa possibilidade já havia sido aventada ainda no final do século passado por vários pesquisadores aliando equações hidráulicas com o funcionamento de um viscosímetro tubular. Com o desenvolvimento tecnológico e a dependência de poços cada vez mais complexos, vieram os usos de sensores para acompanhar em tempo real as condições reais dos poços na perfuração.

A contribuição final vem sendo o alinhamento de tais sensores com equações hidráulicas para não mais depender de avaliações reológicas em superfície, mas poder prever problemas e soluções ainda no fundo do poço permitindo total automação da reologia, isto é, ao invés de depender da atividade humana para mensurações discretas das propriedades na superfície (onde não são exatamente representativas), há a possibilidade latente de medições (em tempo e condição reais) contínuas de inúmeras propriedades reológicas (além de outras características do poço) dependendo apenas de sensores e receptores.

Além disso, a contribuição deste trabalho vem na utilização de Fluidodinâmica Computacional para entender e aprimorar a aplicação de dados de compressão à análise reológica dos poços, aliada sempre à hidráulica de poços de perfuração. Por ser uma região fronteira dos conhecimentos científicos, poucos estudos aliam condições reológicas de poços similares, apesar de haver inúmeras pesquisas avaliando experimentalmente as condições reológicas de fluidos de perfuração de todas as composições possíveis.

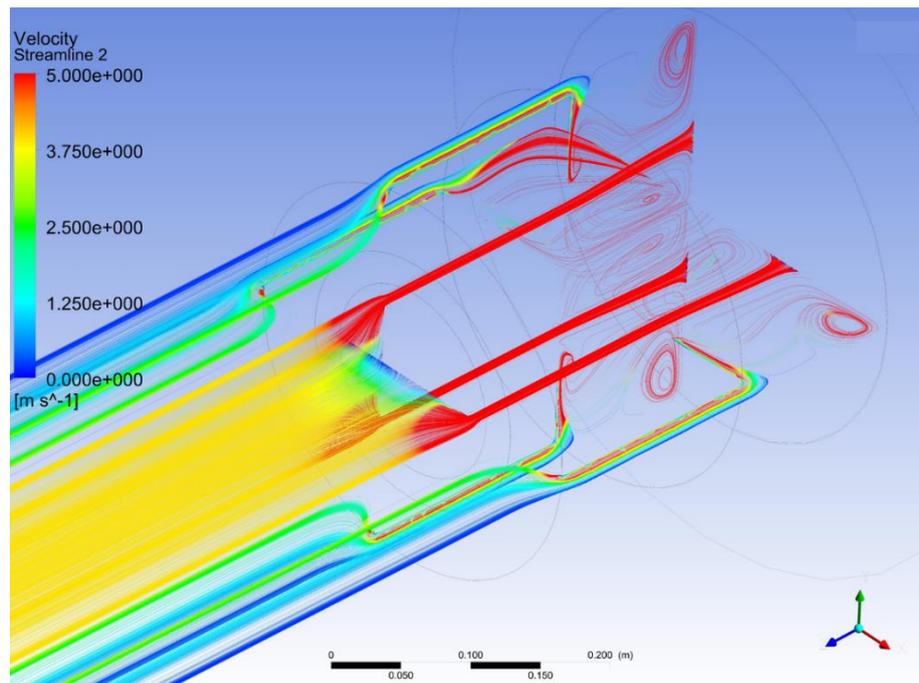
É importante lembrar que a maior parcela da perda de carga no sistema de circulação (50 a 70%) se dá nos jatos da broca onde a diminuição e ampliação bruscas da área transversal gera intensos diferenciais de pressão e, portanto, para a medição reológica tais regiões devem ser descartadas, servindo como amostra da fluidodinâmica no fundo do poço, entretanto. A Figura 27 a seguir demonstra linhas de fluxo dispostas em dois planos (um no eixo ZX e outro em $X = -1,25''$) com escalas de velocidade variando de 0 a 5 m/s (apesar de na região da broca as velocidades ultrapassarem os 60 m/s).

Na etapa de pós processamento, para as quatro profundidades que não incluem a broca, foram adicionados dois planos anulares paralelos na entrada (descartando os 20 primeiros

centímetros dos modelos) e na saída (a 6,2 metros do eixo, descartando assim os 15 últimos centímetros do modelo) e calculadas as diferenças entre os valores médios de pressão nos planos para estipular assim a queda de pressão com base sempre nos 6 metros de comprimento avaliados ($dL = L_{\text{final}} - L_{\text{inicial}} = 6,2\text{m} - 0,2\text{m} = 6\text{m}$). Além disso, um plano foi acrescentado no eixo ZX para avaliar os contornos de pressão na extensão do eixo Y e verificar se os valores de pressão estão coerentes com o esperado (nenhuma pressão negativa, à exceção de extremidades de malhas e queda contínua de pressão devido às forças viscosas desde a entrada até a saída do fluxo).

Já na profundidade de 4.000 m, a única a conter a broca e saída de fluxo da coluna ao anular, foram acrescentados quatro planos – dentro do tubo e no anular em meio metro (cerca de 20 centímetros acima da entrada da broca) e aos 6,2 metros – para calcular as velocidades encontradas nesses pontos e também a perda de carga no anular. Além disso, foram acrescentados outros dois planos, um no eixo ZX (abrangendo um dos três furos da broca) e outro no eixo YZ deslocado -1,25 polegadas do eixo X para abranger as duas outras passagens da broca e assim poder avaliar as linhas de corrente do fluxo nos dois planos e visualizar a fluidodinâmica encontrada na entrada e saída da broca e na passagem do fluido do escoamento interno para o anular da maneira vista na Figura 27.

Figura 27 - Fluidodinâmica da região da broca para 1.500 gpm de vazão



Fonte: Autor

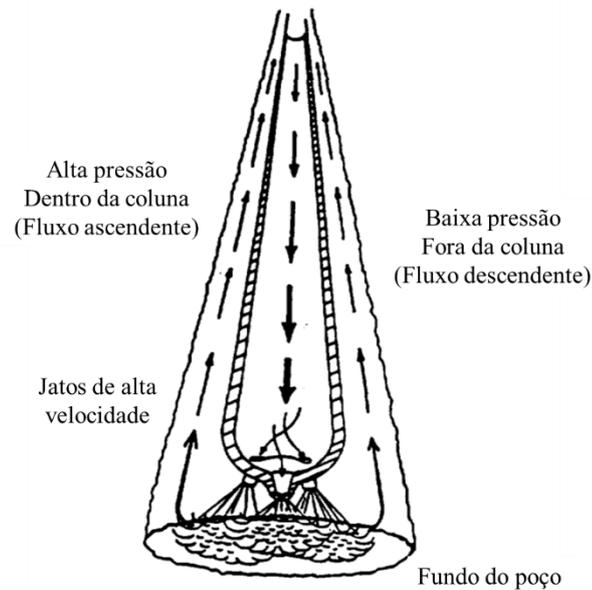
Já próximo à entrada nos furos da broca, uma parcela do fluxo aumenta consideravelmente sua velocidade enquanto outras reduzem devido à distância que estão das entradas. Com a saída da broca e ampliação da área transversal, o fluxo começa a ampliar sua área de ataque e, portanto, reduzir sua velocidade de escoamento até o choque com o fundo do poço, onde cria vórtices de alta turbulência e é pressurizado de volta ao eixo vertical em baixa velocidade, (devido à ampliação da área transversal e perda de pressão devido ao domínio poroso). Apesar de variar bastante, a velocidade no anular em média esteve por volta de 3,2x menor que a velocidade do fluido de perfuração que se encontrava dentro da tubulação.

O desenvolvimento de um perfil fluidodinâmico na região da broca se mostrou de uma complexidade diferente das demais. A instabilidade numérica gerada pelas intensas mudanças de áreas transversais, bem como o choque do fluido em alta velocidade num plano normal ao escoamento motivaram o uso de uma geometria mais simples de broca com três jatos sem inclinação.

A reologia e a hidráulica na região da broca são fundamentais para a limpeza do poço (Figura 28) permitindo maior taxa de penetração da broca. A limpeza do poço se refere ao transporte e suspensão de cascalhos pelo fluido de perfuração. Uma limpeza de poço ineficiente pode levar a problemas graves como aprisionamento da coluna, desgaste prematuro, redução da taxa de penetração, torque e dificuldades na perfuração e instalação de revestimentos.

Variáveis importantes para a otimização da limpeza do poço (Cameron, 2001) são pressões hidráulicas, perdas de carga, propriedades reológicas e eficiência no transporte de sólidos. A chamada velocidade de deslizamento, parâmetro referente à limpeza do poço, reduz significativamente com o aumento da vazão da lama, de forma que ocorre um aumento do transporte dos cascalhos (Lim e Chukwu, 1996).

Figura 28 - Hidráulica de poços e jateamento do fluido de perfuração



Fonte: Modificado de Lim e Chukwu, 1996

Combinado a isso, é importante compreender o fenômeno da perfuração em condições de grandes profundidades de acordo com o já disposto anteriormente. As condições de pressão e temperatura influenciam na reologia da lama e na complexidade hidráulica e podem afetar a taxa de penetração e a capacidade de arrasto de sólidos em grandes profundidades. A saída do fluido na região da broca registra efeitos de vorticidade importantes que influenciaram, por exemplo, negativamente no cálculo de perda de carga na região próxima à broca, já que a modelagem numérica exige regime laminar de escoamento.

Além disso, também é importante avaliar o comportamento fluidodinâmico do fluido de perfuração nos outros anulares, visto que o perfil de velocidades, conforme a Figura 8 demonstra, deve possuir fluxo tampão, devido à existência do limite de escoamento.

Um experimento foi realizado para validar essa diferença de escoamentos. Uma simples geometria tubular onde dois fluidos, um newtoniano (no caso água) e um não-newtoniano com tensão limite de escoamento (como o fluido de perfuração elaborado para o estudo) escoam unifasicamente numa mesma geometria em regime transiente para permitir a observação do movimento das partículas. Deve-se ter em mente que ambos os fluidos devem ter mesmo número de Reynolds, garantindo assim que a única variável que influencie na diferença entre os fluxos seja a reologia dos mesmos.

Apesar de o número de Reynolds para um fluido newtoniano ser facilmente calculável pela equação 16, para fluidos não-newtonianos do tipo de potência com limite de escoamento, Madlener, Frey e Ciezki (2009) definiram:

$$N_R = 64/f_{\text{Darcy}}, \text{ onde} \quad (46)$$

$$f_{\text{Darcy}} = -\frac{\Delta p}{\Delta l} \frac{2D}{\rho \bar{u}^2}$$

Onde Δp equivale ao gradiente de pressão avaliado num comprimento Δl , D indica o diâmetro onde o fluido escoar, ρ equivale à massa específica do fluido escoando e \bar{u} é a velocidade média verificada neste comprimento.

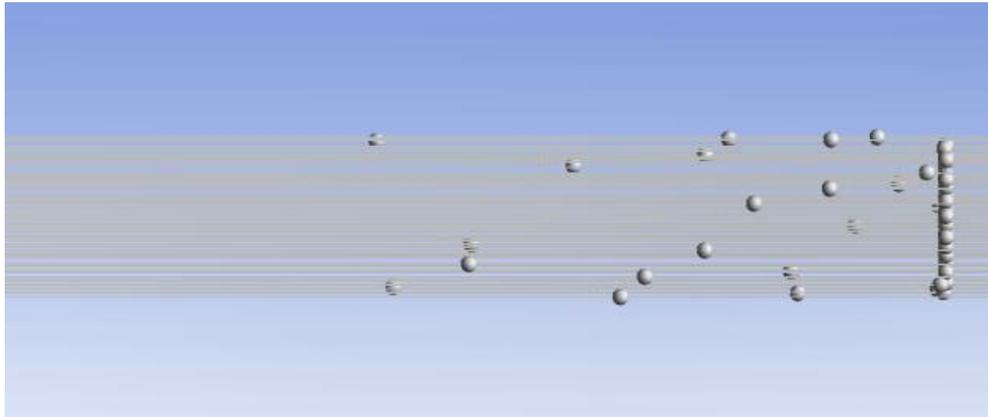
Tabela 12 - Dimensões do tubo e características dos fluidos testados

Variável	Lama	Água
Comprimento do tubo (m)		0,5
Diâmetro do fluxo (m)		0,08
Massa específica (kg/m³)	1054,5	997
Velocidade média (m/s)	1,2	0,013
Gradiente de pressão (Pa)	201,983	-
Viscosidade dinâmica (Pa.s)	-	8,899e-4

Fonte: Autor

Considerando um tubo de 8 centímetros de diâmetro e meio metro de comprimento, mas descartando os 5 cm da entrada e saída do fluxo para evitar efeitos de extremidades de malhas, a velocidade média pode ser calculada como a média das velocidades médias dos dois planos transversais a 5 e a 45 cm da origem, bem como a queda de pressão se dá pelo gradiente entre as pressões medidas nestes mesmos dois planos.

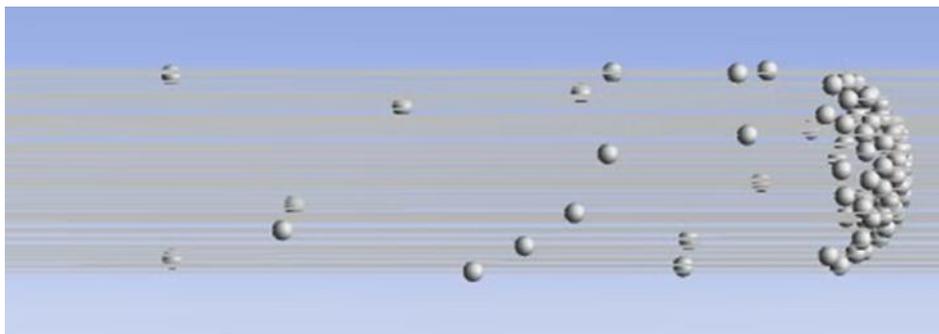
Figura 29 - Perfil de velocidade da lama elaborada (fluido não-newtoniano)



Fonte: Autor

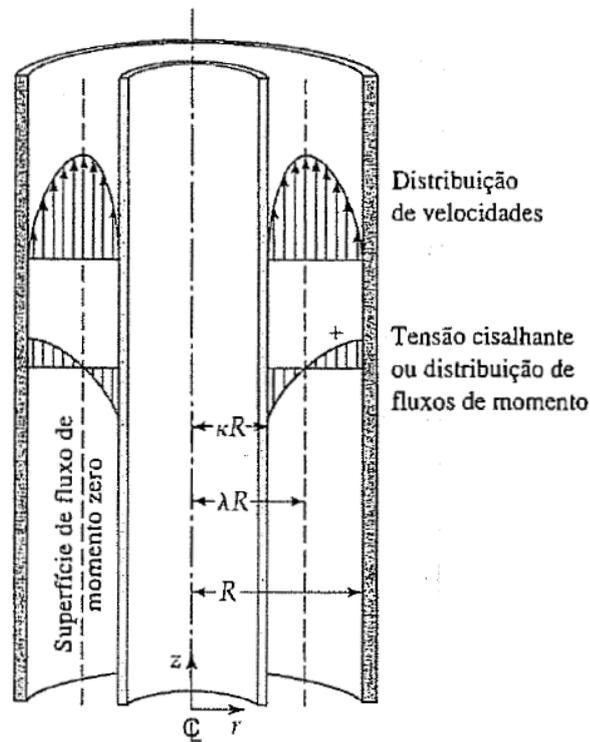
A Figura 29 indica o escoamento tamponado de um fluido não-newtoniano elaborado enquanto a Figura 30 ilustra o já conhecido escoamento laminar do fluido newtoniano permitindo assim diagnosticar a considerável diferença entre os escoamentos mesmo num experimento numérico simples com várias restrições e simplificações. Esse resultado deve ser estendido segundo a Figura 31 para o fluxo dentro de um anular.

Figura 30 - Perfil de velocidade da água (fluido newtoniano) num tubo



Fonte: Autor

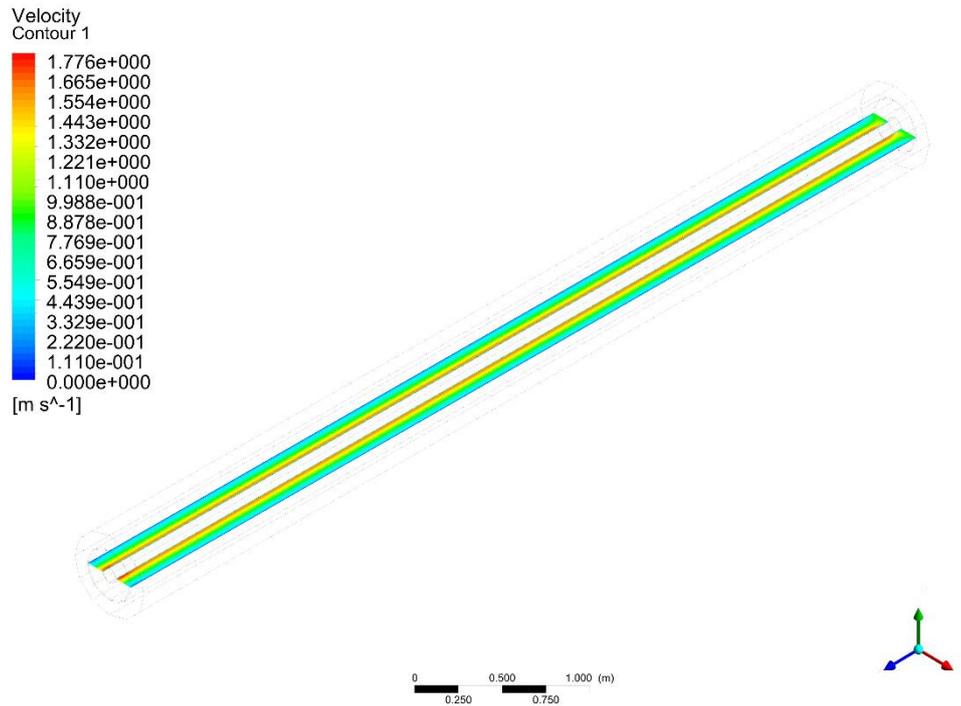
Figura 31 - Distribuição de velocidades num anular concêntrico



Fonte: Bird, Stewart e Lightfoot, 2002

A análise do perfil de velocidade do anular referente aos 3 quilômetros de profundidade mostrou um resultado visualmente distinto do esperado para um anular simples concêntrico (Figura 31) já que demonstrou, à primeira vista uma distribuição de velocidades como se não houvesse a coluna de perfuração e as maiores velocidades estivessem localizadas no centro do anular, conforme a Figura 32.

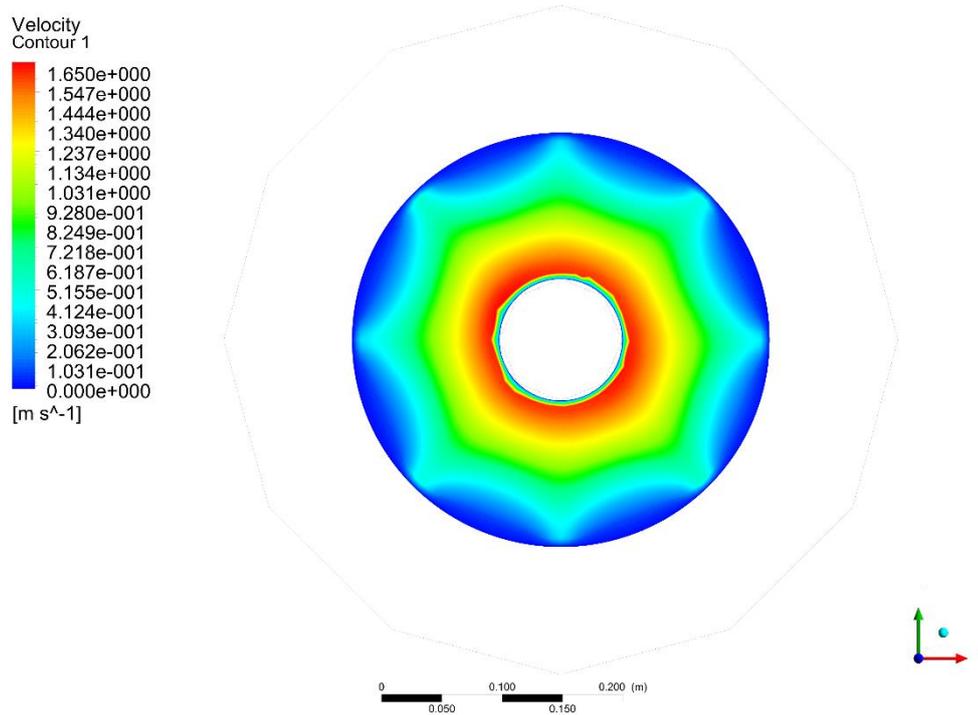
Figura 32 - Distribuição de velocidades no anular de 3.000 metros



Fonte: Autor

Por outro lado, quando o perfil é aproximado, se percebe que na verdade o ponto de máxima velocidade não está na coluna de perfuração e sim um pouco deslocado para o centro do fluxo, conforme a Figura 33 mostra a seguir. Tanto a extremidade na interseção com a coluna quanto a extremidade mais próxima à formação rochosa exibem o mesmo comportamento de redução de velocidades esperado.

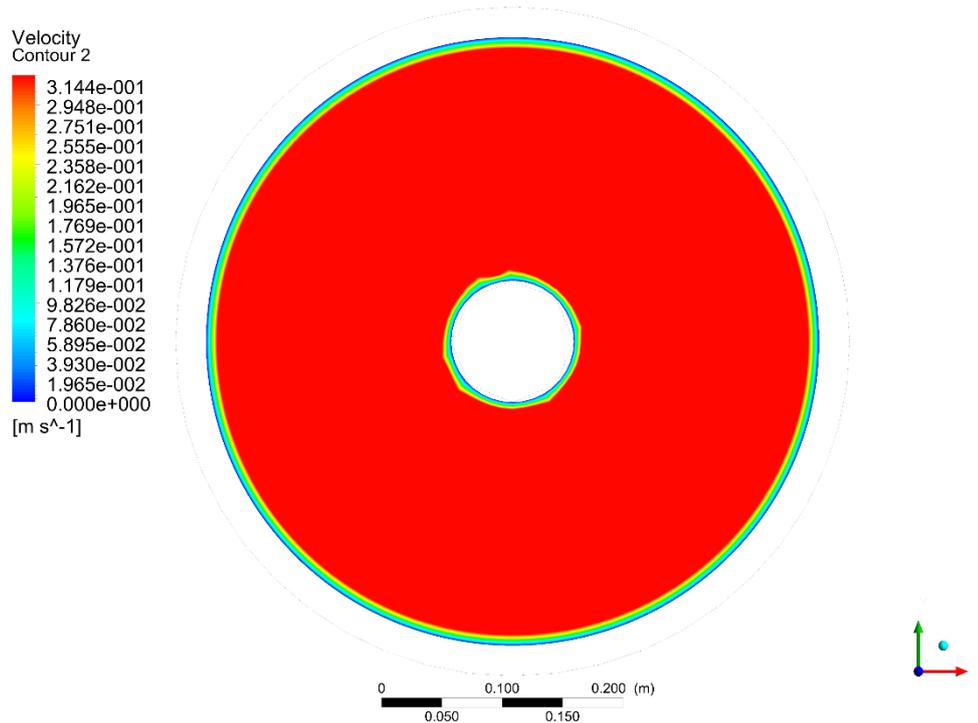
Figura 33 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 3.000 m



Fonte: Autor

Apesar da anisotropia causada pela baixa densidade de elementos na malha da formação rochosa, esse fenômeno de proximidade do ponto máximo de velocidade do diâmetro interno do anular não é coerente com a expectativa nem para fluidos newtonianos (Figura 31) nem para fluidos não-newtonianos – apesar do seu efeito de tensão limite de escoamento. O ponto de máxima velocidade não deveria estar tão próximo do centro compartilhado pelos dois tubos. Porém o diâmetro externo do anular tem um perfil distinto de interação com o fluido já que é um domínio poroso com rugosidade, portanto, muito superior à esperada para o aço que compõe a coluna de perfuração. Assim, foi analisado também o perfil de distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 2.000 metros (Figura 34), visto que este anular simula a existência de um revestimento intermediário de 20 polegadas.

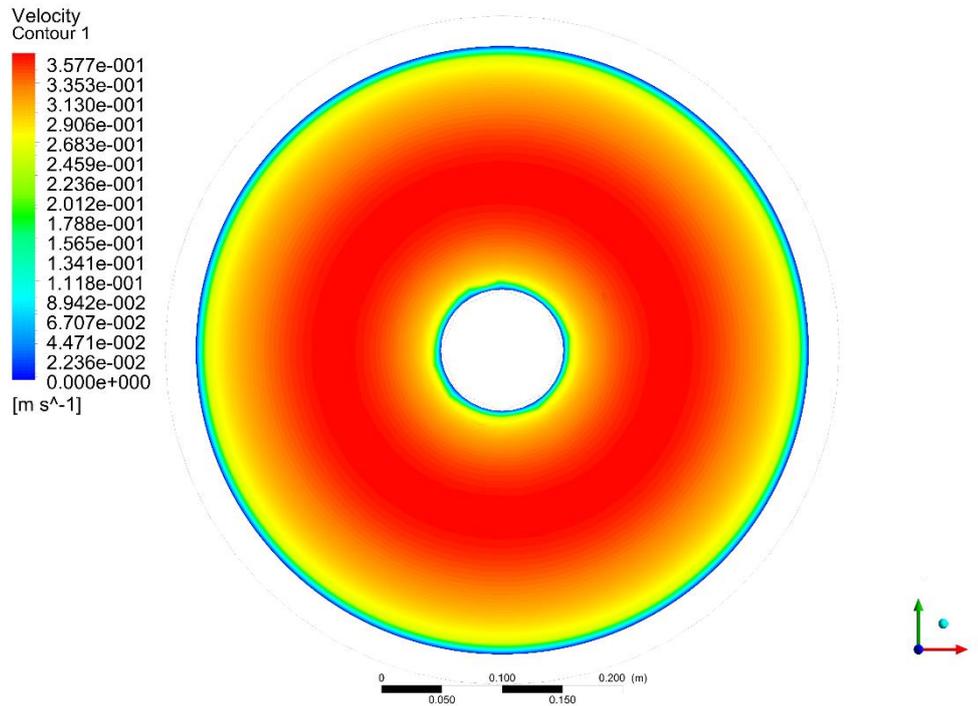
Figura 34 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 2.000 m



Fonte: Autor

Com o mesmo material representando os diâmetros interno e externo do anular, o perfil de velocidades se mostrou mais coerente tanto com a expectativa para o escoamento num anular, quanto para o perfil de velocidades de um fluido não-newtoniano – conforme a Figura 8 demonstra. Como considerado anteriormente, o número de Reynolds encontrado influencia significativamente na turbulência encontrada no domínio fluido. Com o uso da equação 38 (Vajargah e van Oort, 2015) foi possível mensurar o número de Reynolds de maneira que foi buscado um comportamento coerente com o visto nas Figuras Figura 29 e Figura 30. Enquanto na Figura 34 o comportamento se mostrou adequado ao perfil de velocidades de um fluido com limite tensão de cisalhamento, a Figura 35 indica o perfil de velocidades para o escoamento (em mesmas condições) de água, com comportamento conhecido laminar e, portanto, gradientes mais suaves de velocidade.

Figura 35 - Distribuição de velocidades no eixo Z do anular de 2.000 m com fluxo de água



Fonte: Autor

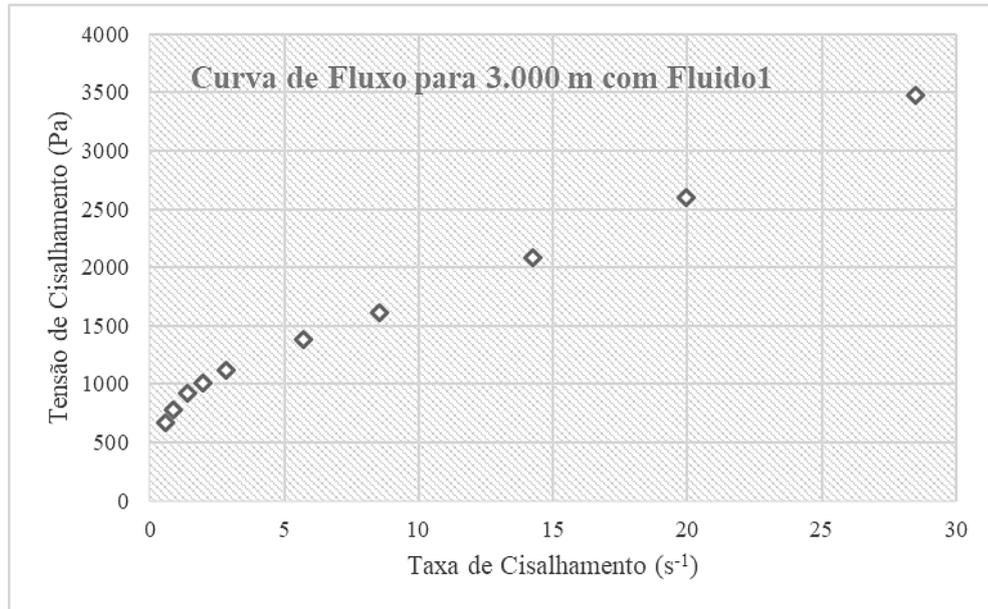
Como já disposto anteriormente, além de diferentes abordagens do escoamento, as diferentes profundidades permitiram também diferentes escalas de cisalhamentos diferentes dos seis pontos oferecidos no equipamento laboratorial.

Com relação às quedas de pressão avaliadas em comparação com as velocidades, foram elaboradas curvas de fluxo (tensão x taxa de cisalhamento) para permitir o estudo da reologia do fluido avaliado. Foram elaboradas curvas de fluxo dentro do limite laminar com as velocidades já citadas e postas em comparação com aquela curva elaborada experimentalmente. É importante ter atenção às escalas das variáveis já que as escalas avaliadas no viscosímetro rotacional estão em torno de 200 a 1000 s⁻¹ enquanto as escalas observadas no experimento numérico se encontram em escalas bem inferiores devido à dificuldade para manter baixa turbulência num poço de petróleo.

De acordo com a Figura 19, as dimensões anulares mais próximas são aquelas encontradas em 3.000 m e 3.900 m apesar dos 900 metros de distância (influenciando assim nas temperaturas e pressões envolvidas) de maneira que, similar aos resultados encontrados para o Fluido 2 (Silva e Naccache, 2016), são os resultados mais característicos. A Figura 36 a

seguir demonstra a curva de fluxo para o fluido de perfuração elaborado em laboratório no domínio anular e na condição de profundidade de 3 quilômetros.

Figura 36 - Curva de fluxo para fluido próprio em 3.000 m de profundidade

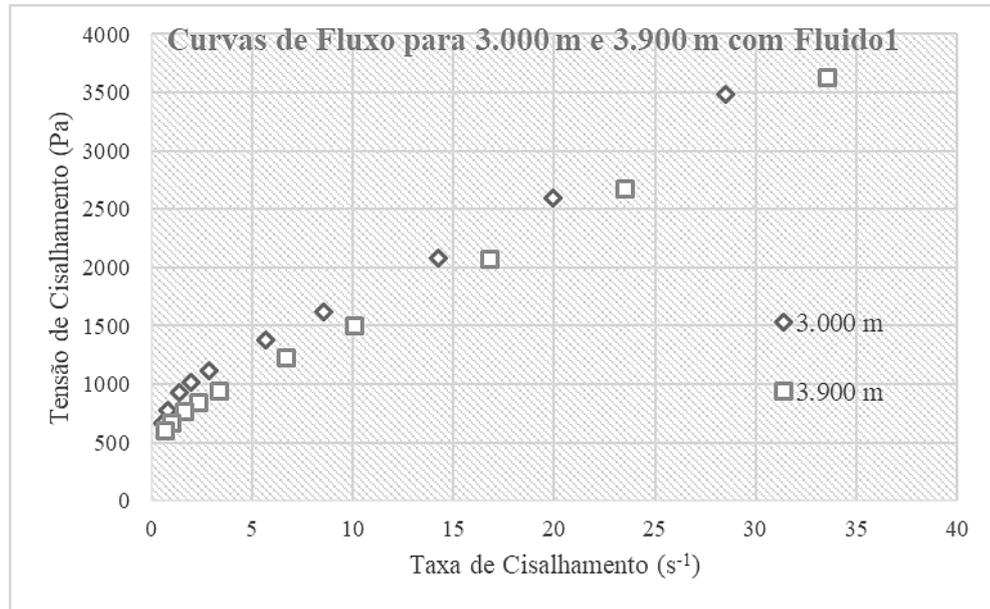


Fonte: Autor

Como dito anteriormente, as escalas de taxa de cisalhamento (em s^{-1}) são comparáveis àquelas encontradas apenas nas duas menores rotações do equipamento viscosímetro Fann 35A. Além disso, outra complexidade que deve ser compreendida a partir desses dados é a altíssima queda de pressão encontrada em poços reais de petróleo devido à permeabilidade das rochas, de forma que os resultados devem levar isso em conta quantitativamente. Os principais trabalhos que aplicam o conceito de um viscosímetro tubular aliado a sensores de pressão em poços de petróleo têm seus focos na predição de disparidades na curva de fluxo (derivadas principalmente dos grandes gradientes de pressão causados por *kicks*, por exemplo); mas se entende também como um possível passo na direção de uma automação da reologia *in situ* (Maglione *et al.*, 1996; White, Zamora e Svoboda, 1997; Vajargah e van Oort, 2015).

Ademais, como já aventado (Silva e Naccache, 2016) é possível realizar comparação das formas do fluxo desde que tendo as escalas em mente. E considerando as dimensões anulares mais próximas entre si, de 3.000 m e 3.900 m como os resultados mais característicos da reologia observada experimentalmente, a Figura 37 relaciona ambas numa mesma escala de cisalhamento.

Figura 37 - Curvas de fluxo para fluido próprio em 3.000 m e 3.900 m de profundidade



Fonte: Autor

Ambas as curvas demonstram, à sua maneira, o formato de três parâmetros do modelo reológico de Herschel-Bulkley, tanto uma característica de fluido de potência – com curva mais acentuada no início desacelerando em seguida – quanto a característica de tensão limite de escoamento.

Quando foram testados valores superiores de velocidade de escoamento, os resultados de queda de pressão passaram à instabilidade com valores muito altos e muito baixos se alternando, indicando os efeitos caóticos de turbulência esperados para tal aceleração. Com isso em mente, a extrapolação de dados numéricos resultaria em turbulência devido ao aumento substancial de um parâmetro do numerador da equação de Reynolds (Equação 38).

5 CONCLUSÕES

O modelo numérico para avaliar, por volumes finitos, o escoamento de um fluido de perfuração em condições anulares de poços de petróleo foi desenvolvido com sucesso, representando bem as condições esperadas e com as condições iniciais e de contorno obtidas experimentalmente. Foi elaborado um fluido de perfuração argiloso em laboratório a partir do qual análises reológicas permitiram sua caracterização e implementação no modelo numérico. Além disso, o modelo elaborado permitiu o cálculo de perfis reológicos com base em dados de perda de carga.

A turbulência é uma condição intrínseca em alguns momentos apesar de dever ser evitada tanto fisicamente (já que influencia no grau de erosão) quanto numericamente, aumentando significativamente a incerteza. Foi mantida, portanto, limitação do número de Reynolds – relação entre forças inerciais e viscosas. A maioria dos modelos fluidodinâmicos avaliados são válidos apenas para regimes laminares e a turbulência inviabilizaria maiores extrapolações das vazões aqui estudadas, ratificando a importância de diferentes anulares, além de diferentes vazões de entrada que influenciam nas condições fluidodinâmicas modeladas.

Foram modelados numericamente os escoamentos de fluidos não-newtonianos em regiões anulares com resultados coerentes com os observados experimentalmente com base em equações de mecânica dos fluidos. Assim como o número de Reynolds (e, portanto, o regime de escoamento de um fluxo), a reologia de um fluido pode ser representada pela queda de pressão gerando dados ainda mais precisos para as condições reais de fundo de poço desde que superadas as atuais limitações matemáticas dos modelos. Também é comum a previsão de condições de queda de pressão através da condição viscosimétrica do fluido de perfuração de entrada. A fluidodinâmica computacional é uma ferramenta muito poderosa como aliada no avanço tecnológico necessário para larga aplicação de modelos hidráulicos na medição de reologia *in situ*.

É importante levar em conta a adaptação de limites de cisalhamentos em condições de poços para aprimorar a aplicação do conceito do viscosímetro tubular aos poços de petróleo. A escala de cisalhamentos em ambientes anulares de poços é complexa e bem limitada enquanto viscosímetros de laboratório são adaptados para permitir a medição reológica nas condições mais diversas.

6 PERSPECTIVAS FUTURAS

- Avaliar o efeito da transferência de calor na reologia de fluidos de perfuração nas condições de fundo de poço.
- Estudar a influência de diferentes condições de porosidades e permeabilidades, bem como de diferentes estágios de formação da torta de filtração.
- Avaliar o efeito da invasão do fluido de perfuração na formação rochosa em condições extremas de compressão.
- Considerar o carregamento de sólidos para a fluidodinâmica na região, assim como o efeito das partículas sólidas na reologia.
- Considerar a utilização de malhas móveis para avaliar o jateamento e deformação, bem como movimento de partículas sólidas no meio fluido.
- Avaliar a mensuração reológica a partir de perda de carga considerando também o empuxo.
- Estudar diferentes composições de fluidos de perfuração de diferentes bases e como isso pode influenciar na melhor previsão de características reológicas.

REFERÊNCIAS

AADNOY, B. S. **Modern well design**. CRC Press, 2^a ed, Boca Raton, USA, 2010.

ADAMSON, K., *et al.* **High pressure, high temperature well construction**. Schlumberger Oilfield Review, 1993.

ADVE, S. V., *et al.* **Parallel computing research at Illinois**. The board of trustees of the University of Illinois, 2008.

AHMED, R. M.; MISKA, S.; MISKA, W. **Friction pressure loss determination of yield power law fluid in eccentric annular laminar flow**. Wiertnictwo Nafta Gaz, V. 23. Krakow, Polônia, 2006.

ALMASI, G. S.; GOTTLIEB, A. **Highly parallel computing**. IBM Systems Journal, V. 29, 1990.

ANDERSON Jr, J. D. **Computational fluid dynamics: The basics with applications**. McGraw-Hill, USA, 1995.

ANNIS, M. R. **High temperature flow properties of water-base drilling fluids**. Journal of Petroleum Technology, V. 19, n. 8, 1967.

ANSYS Inc. **Ansys CFX 16.0 documentation**, 2010.

American Petroleum Institute API. API Recommended Practice 13A. **Specification for Drilling-Fluid Materials**. 17^a ed. 2006.

American Petroleum Institute API. API Recommended Practice 13D. **Rheology and Hydraulics of Oil-well Fluids**. 6^a ed. 2009.

AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. **Drilling engineering**. PennWell Corporation, USA, 2007.

BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. **Transport Phenomena**. 2^a ed. John Wiley & Sons, 2002.

BOURGOYNE Jr, A. T. *et al.* **Applied Drilling Engineering**. Society of Petroleum Engineers, USA, 1986

BRANTLY, J. E. **History of well Drilling**. Gulf Publishing Company, USA, 1971.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. Elsevier, 6th ed, USA, 2011.

CAMERON, C. **Drilling fluids design and management for extended reach Drilling**. Middle East Drilling Technology Conference, Bahrain, 2001.

CAPETO, J. *et al.* **Challenges of drilling operations in extreme deepwater**. Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, 2017.

CASTRO, A. G.; COVAS, J. A.; DIOGO, A. C. **Reologia e suas aplicações industriais**. Ciência e Técnica (Instituto Piaget). Lisboa, Portugal, 2001.

CAVALCANTE, A. G.; ARGOLLO, R. M.; CARVALHO, H. S. **Correção de dados de temperatura de fundo de poço**. Revista Brasileira de Geofísica, V. 22, n. 3, 2004.

CHANG, C.; NGUYEN, Q. D.; RØNNINGSEN, H. P. **Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil**. Journal of non-newtonian fluid mechanic, V. 87, 1999.

COMBS, G. D.; WHITMIRE, L. D. **Capillary viscometer simulates bottom hole conditions**. Oil and Gas Journal, 1960.

DESAI, H. *et al.* **Drilling offshore HT/HP wells in environmentally sensitive area using water-based mud**. SPE Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, India, 2006.

DOMINGUES, F. C. P. **Aplicação de um projeto de perfuração para um poço marítimo**. Monografia de Graduação. Universidade Federal Fluminense, Bacharelado em Engenharia de Petróleo. Niterói, RJ, 2013.

EDAIGBINI, P. I.; MAIKOBI, A. A. **Casing design for high pressure/high temperature wells**. Innovative Systems Design and Engineering, V. 6, n. 3, 2015.

ELWARD-BERRY, J.; DARBY, J. B. **Rheologically stable, nontoxic, high-temperature water-base drilling fluid**. SPE Drilling & Completion. V. 12, n. 3, 1997.

FALCÃO, J. L. **Curso de perfuração de poços HPHT**. Universidade Petrobrás, Salvador, 2007.

FERNANDES, T. S. *et al.* G. **Comparação entre modelos de advecção através da simulação numérica de uma chaminé solar**. XI Simpósio de Mecânica Computacional, Juiz de Fora, MG, 2014.

FERREIRA, E. E. *et al.* **Reologia de suspensões minerais: uma revisão**. Revista da Escola de Minas de Ouro Preto. V. 58. Ouro Preto, MG, 2005.

FERREIRA, Y. A. **Análise numérica da perfuração e cimentação de poços de petróleo em evaporitos**. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo. Programa de Pós-Graduação em Geotecnia. São Carlos, SP, 2014.

GALINDO, K. A. *et al.* **Clay-free high performance water-based drilling fluid for extreme high temperature wells**. SPE Drilling Conference, London, UK, 2015.

GOMES, A. F. C. **Estudo numérico do vazamento de um fluido de perfuração em uma formação rochosa**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal de Alagoas. Bacharelado em Engenharia Química. Maceió, AL, 2016.

GOMES, A. F. C.; MARINHO, J. L. G.; OLIVEIRA, L. M. T. M. **Numeric study of a drilling fluid leak in a rock formation: Permeability aspects**. Brazilian journal of petroleum and gas, V.10, n. 4, pp. 221-232, 2016.

GONÇALVES, N. D. F. **Método dos volumes finitos em malhas não-estruturadas**. Dissertação de mestrado em matemática aplicada. Universidade do Porto. Portugal, 2007.

HILLER, K. H. **Rheological measurements of clay suspensions at high temperatures and pressures**. Journal of Petroleum Technology, V. 15, n. 7, 1963.

LEE, J.; SHADRAVAN, A.; YOUNG, S. **Rheological properties of invert emulsion drilling fluid under extreme HPHT conditions**. SPE Drilling Conference, California, USA, 2012.

LIM, K. M.; CHUKWU, G. A. **Bit hydraulics analysis for eficiente hole cleaning**. SPE Western Regional Meeting, Alaska, USA, 1996.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos: Ênfase na indústria do petróleo**. Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

MACOSKO, C. W.; LARSON, R. G. **Rheology: Principles, measurements and applications**. Wiley-VCH, USA, 1994.

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

MAGLIONE, R. *et al.* **A drilling well as viscometer: Studying the effects of well pressure and temperature on the rheology of the drilling fluids**. SPE European Petroleum Conference, Milan, Italy, 1996.

MELO, K. C. **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2008.

NORONHA, E. V. N. **Avaliação de medidas reológicas em viscosímetro online**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Seropédica, RJ, 2016.

OLIVEIRA, G. M. *et al.* **Reinício de circulação de fluidos de perfuração gelificados**. 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

OLIVEIRA, L. M. T. M. **Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração five-spots**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Alagoas. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Maceió, AL, 2015.

OLIVEIRA, L. M. T. M. *et al.* **Modeling and simulation of secondary recovery applied to an offshore ultra-deep environment**. Brazilian Journal of Petroleum and Gas. V. 10, 2016.

PATTERSON, D. A.; HENNESSY, J. L. **Computer organization and design**. Elsevier, 3ª ed, San Francisco, USA, 2005

PAULA Jr., R. R.; RIBEIRO, P. R.; SANTOS, O. L. A. **HPHT drilling – New frontiers for well safety**. SPE Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 2009.

PETROBRAS. **Petroguia**. (apostila), 2002.

RASSENFOSS, S. **Oil tests at extreme conditions yield new data for reservoir modeling**. Journal of Petroleum Technology, V. 66, n. 11, pp. 74-75, 2014.

RAYMOND, L. R. **Temperature distribution in a circulating fluid**. Journal of Petroleum Technology, V. 21, n. 3, pp. 333-341, 1969.

ROCHA, L. A. S. *et al.* **Perfuração direcional**. Interciência, 3^a ed, Rio de Janeiro, 2011.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de poços de petróleo: Geopressões e assentamento de colunas de revestimentos**. Interciência, 2^a ed, Rio de Janeiro, 2009.

SCHRAMM, G. **A practical approach to rheology and rheometry**. Alemanha, 1994.

SERIGHT, R. S.; HENRICI, B. J. **Xanthan stability at elevated temperatures**. SPE Reservoir Engineering, V. 5, n. 1, 1990.

SHADRAVAN, A.; AMANI, M. **HPHT 101: what every engineer or geoscientist should know about high pressure high temperature wells**. SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, 2012.

SHAUGHNESSY, J. *et al.* **More ultra-deepwater Drilling problems**. SPE/IADC Drilling Conference, 2007.

SILVA, P. H. L. **Caracterização de emulsões de água em óleo visando ao estudo da formação de hidratos**. Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Rio de Janeiro, 2014.

SILVA, A. O. M. **Perfuração e completção de poços HPHT**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Fluminense. Bacharelado em Engenharia de Petróleo. RJ, 2016.

SILVA, T. P.; NACCACHE, M. **Enhanced fluid rheology characterization for managed pressure drilling applications**. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Texas, USA, 2016.

SOUZA, R. G. S. **Escoamento bifásico líquido-gás: Previsão de gradientes de pressão com a correlação de Lockhart & Martinelli e fluidodinâmica computacional**. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola de Química. Rio de Janeiro, 2009.

SULLIVAN, G. J. **Automated characterization of drilling fluid properties**. Tese de mestrado. University of Texas. Austin, Texas, USA, 2016.

SUZUKI, K. **Theory and applications of a new viscometer based on annulus liquid flow**. Developments in Food Engineering, pp. 921-923, 1994.

VAJARGAH, A. K.; VAN OORT, E. **Determination of drilling fluid rheology under downhole conditions by using real-time distributed pressure data**. Journal of natural gas science and engineering, V. 24, pp. 400-411, 2015.

VERGEL, J. L. G. **Estudo da influência da malha computacional, modelos de turbulência e aspectos numéricos da modelagem CFD em impelidores PBT usando malhas não-estruturadas**. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas. SP, 2013.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An introduction to computational fluid dynamics: The finite volume method**. Longmann Scientific & Technical, England, 1995.

WEAVER, J.; GDANSKI, R.; KARCHER, A. **Guar gum degradation: A kinetic study**. International Symposium on oilfield chemistry, Texas, USA, 2003.

WHITE, W. W.; ZAMORA, M.; SVOBODA, C. F. **Downhole measurements of synthetic-based drilling fluid in an offshore well quantify dynamic pressure and temperature distributions**. SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, EUA, 1997.

WRAY, B.; BEDFORD, D.; LEOTAUD, L.; HUNTER, B. **Case studies: High density elastic cements applied to solve HPHT challenges in South Texas**. Completing the well, Innovating while drilling, 2009.

ZAMORA, M.; POWER, D. **Making a case for AADE hydraulics and the unified rheological model**. AADE Technology Conference "Drilling and Completion Fluids and Waste Management". Texas, USA, 2002.