

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

DAVISSON COSTA GALINDO

**ESTUDO NUMÉRICO DA ESCAVAÇÃO POR JATOS DE BROCA EM OPERAÇÕES
DE JATEAMENTO EM SOLOS MARINHOS**

Maceió/AL
2021

DAVISSON COSTA GALINDO

**ESTUDO NUMÉRICO DA ESCAVAÇÃO POR JATOS DE BROCA EM OPERAÇÕES
DE JATEAMENTO EM SOLOS MARINHOS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Alagoas como requisito à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. José Luís Gomes Marinho

Co-orientador: Prof. Dr. João Paulo Lima Santos

Maceió/AL

2021

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

G158e Galindo, Davisson Costa.
Estudo numérico da escavação por jatos de broca em operações de jateamento em solos marinhos / Davisson Costa Galindo. – 2021.
93 f. : il. color.

Orientador: José Luís Gomes Marinho.

Co-orientador: João Paulo Lima Santos.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 88-93.

1. Perfuração de poços. 2. Revestimento condutor. 3. Fluidodinâmica computacional. 4. Método dos volumes finitos. 5. Solo coeso. I. Título.

CDU: 621.951:531.3

AGRADECIMENTOS

À Deus, primeiramente, aos meus pais, meu esposo, minha avó e minha irmã, por estar sempre ao meu lado, independente do momento ou situação, apoiando minhas decisões e dando forças nessa árdua caminhada.

Às minhas amigas: Gabriela, Mávylla e Monaliza. Que estão comigo em todas as fases, aconselhando, ajudando, sorrindo e chorando junto.

Ao professor Luís, que aceitou a missão de me orientar nessa jornada tão importante da minha vida. E ao professor João Paulo pela participação na co-orientação. Ao professor Leonardo pelos conselhos e ensinamentos dados ao longo dessa caminhada, não só como professor, mas também como amigo. Aos demais professores e técnicos do PPGEQ, pelos ensinamentos, apoio e suporte conferidos no decorrer do programa.

Ao Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) por ceder o espaço e, em especial, aos amigos Anderson, Joyce, Beatriz e Christiano pelo companheirismo, paciência e boa vontade de ensinar e ajudar nos momentos mais difíceis.

À CAPES pelo financiamento.

"O homem científico não pretende alcançar um resultado imediato. Ele não espera que suas ideias avançadas sejam imediatamente aceitas. Seus trabalhos são como sementes para o futuro. Seu dever é lançar as bases para aqueles que estão por vir e apontar o caminho."

Nikola Tesla

RESUMO

Com o aumento da necessidade para explorar petróleo em ambientes cada vez mais desafiadores, há também a elevação da complexidade e do custo para manter as operações desse tipo, como, por exemplo, uma sonda de perfuração no mar, que pode chegar centenas de milhares de dólares por dia. Assim sendo, deixar essas operações mais eficientes pode trazer expressiva economia e segurança no processo como um todo. A fase de início de poço consiste basicamente no assentamento do revestimento condutor, e dentre as diversas formas de assentamento pode-se destacar a técnica de jateamento do solo, utilizada quando os sedimentos do solo marinho se encontram na forma de lama. Em casos assim, o solo pode ter o comportamento governado pela teoria geral da reologia, podendo ser descrito como um fluido não-Newtoniano altamente viscoso, que apesar de ser uma abordagem pouco explorada, ela se mostra bastante promissora na predição do comportamento de solos coesivos. A fluidodinâmica computacional (CFD) se torna uma ferramenta numérica poderosa para modelar e simular problemas desse tipo, resolvendo equações complexas de mecânica dos fluidos. Desta forma, o presente trabalho avalia numericamente o mecanismo de escavação em termos de profundidade e largura de um solo marinho se comportando como um fluido viscoso de Herschel-Bulkley sob a incidência de jatos de uma broca simulando os primeiros segundos da técnica de jateamento utilizando o *software* comercial Ansys Fluent®, um programa de CFD baseado no método dos volumes finitos. Os resultados indicam que a velocidade do jato é o parâmetro que mais influencia na escavação, explicitando as propriedades viscoplásticas do solo. Contudo, a eficiência da operação não depende apenas de um parâmetro em específico, mas de um conjunto de fatores. O tamanho e posição da broca, inclinação dos bicos e até mesmo o fluido de perfuração utilizado no processo são parâmetros que além reduzir o tempo dessa etapa na perfuração, quando otimizados melhoraram a eficiência do perfil de escavação do solo, perturbando também regiões próximas do revestimento condutor, facilitando assim seu assentamento no solo.

Palavras-chave: Perfuração de Poços; Revestimento condutor; Fluidodinâmica Computacional; Método dos Volumes Finitos; Solo Coesivo.

ABSTRACT

Numerical Simulation of Jet Excavation in Conductor Jetting Operations in Submarine Soil

The more complex the oil exploration in deepwater environment is, the more expensive and complex it becomes. For instance, the rent of an offshore rig can cost hundreds of thousands of dollars a day. Therefore, improving deepwater drilling efficiency can lead to cost savings and safety improvement in the overall process. The drilling process of an oil well starts with the initial drilling, which is the operation to accommodate the conductor casing. Among the techniques to set the conductor casing, jetting operations have become popular in deepwater environments where the seafloor sediments allow the technique to be used. In these environments, the submarine soil is a deformable body whose behavior falls between a linear elastic solid and viscous fluid, so its behavior is governed by general theory of rheology and it can be described as highly viscous non-Newtonian fluid. Considering cohesive soil behavior as viscous fluid is a promising work despite the lack of study. Problems of this type can be solved using computational fluid dynamics (CFD), a powerful software which solves complex fluid mechanics equations. Thus, this work numerically evaluates the excavation mechanism in conductor jetting operations in submarine soil in the first 30 seconds, considering the soil as viscous fluid of Herschel-Bulkley. Ansys Fluent® , a finite volume method based CFD software, was applied to simulate the jetting excavation process. The results indicate that the jet velocity is the parameter that most influences excavation, because of the soil viscoplastic properties. However, the efficiency of the operation does not depend only on a specific parameter, but on a set of factors. The size and position of the drill bit, inclination of the nozzles, and even the drilling fluid used in the process are parameters that besides reducing the time of this stage in drilling, when optimized, they improve the efficiency of the soil excavation profile and disturb regions close to the conductor casing, facilitating its settlement.

Keywords: Drilling; Conductor casing; Computational Fluid Dynamics; Volume Finite Method; Cohesive Soil.

LISTA DE FIGURAS

2.1	Exemplo de uma sonda de perfuração	23
2.2	Tipos de revestimento de uma perfuração de poços.	24
2.3	Processo de Jateamento.	26
2.4	Esquema de classificação dos fluidos de perfuração à base de água.	29
2.5	Tipos de escoamento. (A) Experimento para ilustrar o tipo de escoamento com corante; (B) listras de corante mostrando o tipo de escoamento.	39
2.6	Curvas de fluxo (A) e Curvas de viscosidade (B) de alguns tipos de fluidos: (A) Newtoniano; (B) binghamiano ou plástico ideal; (C) pseudoplástico; (D) dilatante; (E) pseudoplástico com limite de escoamento.	40
2.7	Classificação Reológica dos Fluidos.	41
2.8	(A) Representação gráfica do fluido Newtoniano. (B) Curva de viscosidade do fluido Newtoniano.	42
2.9	Representação esquemática do Modelo de Maxwell.	44
2.10	Representação esquemática do Modelo de Maxwell.	45
2.11	Representação esquemática do Modelo de Kelvin-Voigt.	46
2.12	Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B) de um fluido tixotrópico.	47
2.13	Curva de viscosidade pelo tempo, representando o efeito da tixotropia.	48
2.14	Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B) de um fluido reopético.	49
2.15	Curva de viscosidade pelo tempo, representando o efeito da reopetia.	49
2.16	Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de potência. ..	51
2.17	Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de Bingham. ...	53
2.18	Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de Herschel-Bulkley.	54
2.19	Sequência de modelos obtidos de um problema real.	55
2.20	Representação da fração volumétrica do solo (α_1) em cada volume de controle no domínio computacional.	57
3.1	Fluxograma da metodologia da dissertação.	60
3.2	Domínio do modelo físico adotado.	61
3.3	Detalhes da broca adotada.	62
3.4	Malha numérica gerada pelo <i>Meshing</i> do ANSYS®	62
4.1	Teste de convergência de malha: (A) profundidade atingida; (B) tempo de simulação.	71
4.2	Gráfico (A) da curva de fluxo e (B) de viscosidade do solo adotado.	72

4.3	Escavação do solo do caso base após 30 s de simulação. Fração volumétrica do solo em vermelho.....	73
4.4	Perfil de escavação do jato em (a) 0,24 s; (b) 0,48 s; (c) 1,0 s.	73
4.5	Profundidade escavada em função do tempo.....	74
4.6	Profundidade escavada em função do tempo (Caso Base).	75
4.7	Evolução da profundidade escavada em função do tempo (Caso Base).	76
4.8	Evolução do perfil de velocidade em função do tempo.....	76
4.9	Evolução da viscosidade em função do tempo.....	77
4.10	Perfil de escavação do solo após 30 s de simulação para diferentes velocidades de jato. (A) 10 m/s (B) 20 m/s (C) 30 m/s (D) 40 m/s.....	78
4.11	Variação da profundidade escavada com diferentes velocidades de jato.....	78
4.12	Perfil de escavação do solo com broca de bico sem inclinação com diferentes velocidades de jato. (A) 10 m/s (B) 20 m/s (C) 30 m/s (D) 40 m/s.	79
4.13	Variação da profundidade escavada com bico sem inclinação (em vermelho) e com inclinação de 20° (em azul).....	80
4.14	Área de varredura do bico (A) sem inclinação e (B) com inclinação de 20°.	80
4.15	Viscosidade do solo em 30 s. (A) Bico sem inclinação (B) Bico com inclinação de 20°.	81
4.16	Perfil de profundidade escavada com a variação do diâmetro da broca. (A) Broca de 13” (B) Broca de 17 1/2” (C) Broca de 26”.....	81
4.17	Perfil de profundidade escavada com a variação do <i>bit stick-out</i> . (A) 0 cm (B) -5,1 cm (C) -12,7 cm.	82
4.18	Modelo para cálculo do <i>bit stick-out</i>	83
4.19	Modelo de Herschel-Bulkley para os fluidos de perfuração 1 (em azul), 2 (em verde) e 3 (em vermelho).	84
4.20	Perfil de profundidade escavada com diferentes fluidos de perfuração. (A) Água do mar (B) FP 1 (C) FP 2 (D) FP 3.....	85

LISTA DE TABELAS

2.1	Resumo das Funções dos Aditivos.	32
2.2	Densidade de alguns agentes controladores de peso.....	33
2.3	Classificação dos solos quanto à granulometria.....	36
2.4	Valores típicos de alguns materiais para as constantes da lei da potência.	52
3.1	Parâmetros do modelo do solo.....	63
3.2	Parâmetros do fluido de perfuração base (água do mar).....	63
3.3	Características das malhas da análise de sensibilidade.	66
3.4	Velocidades do jato.....	67
3.5	Parâmetros reológicos dos Fluidos de Perfuração (Herschel-Bulkley).	68
4.1	Qualidade da malha.	69
4.2	Teste de convergência da malha.	70

LISTA DE SÍMBOLOS

α	fração volumétrica
α	fração volumétrica da fase i
v	velocidade média do fluxo
Δu	variação de velocidade de escoamento
Δy	distância entre as camadas do fluido
γ	taxa de cisalhamento
γ_0	taxa de cisalhamento correspondente a τ_0
τ	derivada de τ no tempo
n	vetor unitário paralelo a \vec{n}
λ	tempo de relaxação (característica do fluido)
μ	viscosidade dinâmica
μ_a	viscosidade aparente
μ	viscosidade turbulenta
μ	viscosidade efetiva
μ	viscosidade plástica
ν	viscosidade cinemática
ρ	densidade
σ	tensão superficial
τ	tensão de cisalhamento
τ_0	tensão limite de escoamento
ε	taxa de dissipação de energia cinética
\vec{F}	forças interfaciais
\vec{n}	superfície normal
\vec{v}	vetor velocidade

C	coeficiente de fechamento
D	diâmetro
E	módulo de Young
F	força aplicada na direção do escoamento
F	força gel
G	geração de energia cinética turbulenta
K	curvatura
k	índice de consistência do fluido
m	massa
n	índice de comportamento do fluido
p	pressão
r	raio de curvatura da fase i
Re	número de Reynolds
S	área da superfície exposta ao cisalhamento
S	tensor deformação do escoamento médio
V	volume

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Estado da Arte	19
1.2	Objetivos	21
1.2.1	Objetivo Geral	21
1.2.2	Objetivos Específicos.....	21
2	PERFURAÇÃO DE POÇOS	22
2.1	Início de Poço.....	25
2.1.1	Jateamento	25
2.2	Fluidos de Perfuração	27
2.2.1	Funções do Fluido de Perfuração	27
2.2.2	Classificação dos Fluidos de Perfuração	28
2.2.3	Aditivos	32
2.2.4	Propriedades dos Fluidos de Perfuração.....	33
2.3	Solos	36
2.3.1	Tipos de Solos	37
2.3.2	Comportamento dos Solos	37
2.4	Reologia dos Fluidos	38
2.4.1	Classificação Reológica dos Fluidos	41
2.5	Modelagem Numérica	54
2.5.1	Fluidodinâmica Computacional.....	55
3	METODOLOGIA	60
3.1	Definição Física do Problema.....	60
3.2	Geometria.....	60
3.2.1	Malha Numérica	61
3.3	Propriedades do Solo e do Fluido de Perfuração.....	63
3.4	Modelagem Matemática Aplicada	63
3.4.1	Hipóteses de Simplificação	63
3.4.2	Condições de Contorno e de Início	65
3.5	Estudo de Caso	65
3.5.1	Teste de Qualidade e Convergência da Malha	65
3.5.2	Modelo Proposto	67
3.5.3	Variação da Velocidade do Jato	67
3.5.4	Variação da Inclinação do Bico	67

3.5.5	Varição do Diâmetro da Broca.....	67
3.5.6	Varição do <i>Bit Stick-out</i>	67
3.5.7	Varição do Fluido de Perfuração	68
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1	Influência da Malha Numérica	69
4.2	Influência do Modelo de Solo Proposto.....	71
4.3	Influência da Velocidade do Jato	77
4.4	Influência da Inclinação do Bico	79
4.5	Influência do Tamanho da Broca.....	81
4.6	Influência do Bit Stick-out	82
4.7	Influência do Fluido de Perfuração	84
5	CONCLUSÕES	86
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	87

REFERÊNCIAS

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda do petróleo e seus derivados, houve a necessidade de expandir a exploração para ambientes cada vez mais desafiadores. No Brasil, a exploração em ambiente marítimo (*offshore*) se deu início na década de 70, e com o passar dos anos, a perfuração foi se distanciando da costa e, conseqüentemente, para profundidades de lâmina d'água cada vez maiores. Em 2019, a produção de petróleo e gás atingiu a marca de 3 milhões de barris, majoritariamente de águas profundas e ultraprofundas (ANP, 2021; PETROBRAS, 2019; THOMAS, 2004).

Essa produção em águas profundas e ultraprofundas levou o Brasil à autossuficiência de petróleo, contudo esse patamar foi alcançado graças a massivos investimentos em pesquisa e desenvolvimento a fim de entender melhor a influência do ambiente marinho (como onda, vento e correnteza) em estruturas *offshore*, bem como aprimorar as técnicas de perfuração e exploração para minimizar custos e tempo de perfuração (PETROBRAS, 2019; ALBUQUERQUE, 2019).

Segundo Malouf (2013), o custo para manter uma sonda de perfuração no mar pode chegar centenas de milhares de dólares por dia, parâmetro que ficou conhecido como "tempo de sonda". Nesse contexto, deixar esse conjunto de operações mais eficientes, como por exemplo na fase de início de poço, pode reduzir esse tempo e, deste modo, trazer expressiva economia na perfuração como um todo.

A fase de início de poço consiste basicamente no assentamento do revestimento condutor e na instalação do BOP (*blowout preventer*). De acordo com Azevedo e Rocha (2019), o revestimento condutor sustenta os esforços dinâmicos causados pelo movimento da coluna de perfuração, o peso dos equipamentos acima do revestimento e dos demais revestimentos, além de proteger o revestimento de superfície de processos erosivos. Dentre as diversas formas de assentamento do revestimento condutor, pode-se destacar as técnicas de cravação e de jateamento do solo.

Nas perfurações *offshore*, é bastante comum encontrar os sedimentos do solo marinho na forma de lama fina, que tem pobre diagênese e pouca resistência da formação, sendo bastante usual utilizar a técnica de jateamento, que consiste no uso de uma broca para circular fluidos de modo a remover os sedimentos e permitir a penetração do revestimento condutor no solo marinho. Essa técnica costuma ser mais rápida em comparação ao método convencional de perfurar e depois cimentar o revestimento (AKERS, 2008; MALOUF, 2013; WANG; LI, 2014; KAN et al., 2018).

Conforme Wang e Li (2014), o solo submarino é um corpo deformável, cujo comportamento varia entre sólido elástico linear e fluido viscoso, sendo, então, governado pela teoria geral da reologia. Zhou e Randolph (2011), Boukpeti et al. (2012) afirmam que devido a alta taxa de cisalhamento causada pela pressão do jato, o solo marinho pode ser descrito como um fluido não-Newtoniano altamente viscoso. Assim, o solo inicia seu escoamento apenas quando a tensão aplicada excede a tensão limite de escoamento; antes desse ponto ele se comporta como

um sólido, característica típica de fluidos viscoplásticos (WANG; LI, 2014; WANG; SONG, 2018).

Conforme relatado por Campbell e Brunskill (2000), a água seria o fluido de perfuração ideal na técnica de jateamento, pelo baixo custo e por não ser nociva ao meio ambiente e ao solo. Entretanto, nesse estágio da perfuração, esse elemento por si só tem pouco efeito químico sobre os detritos do solo coesivo e, geralmente, considera-se apenas como meio de transferência de energia para as partículas serem removidas. Quando necessário, adiciona-se aditivos químicos à água ou fluido de perfuração a fim de melhorar o carreamento de detritos. Baltar e Luz (2003) e Caenn, Darley e Gray (2016) mencionaram que o sucesso da operação depende da composição e das propriedades do fluido escolhido que, por sua vez, depende do tipo solo a ser perfurado.

Além disso, uma má instalação do revestimento condutor pode levar ao desmoronamento das formações não consolidadas ou até mesmo comprometer a segurança de toda operação com colapso do poço, perdendo-o total ou parcialmente. Contudo, apesar da importância dessa temática em perfuração de poços, ainda há poucos trabalhos na literatura que explorem essa problemática e tragam melhorias utilizando a técnica de jateamento nesse estágio do processo.

Assim, a simulação numérica por meio da fluidodinâmica computacional (*Computational Fluid Dynamics* - CFD) se torna uma poderosa ferramenta para simular problemas de escoamento com mais de uma fase fluida, como o caso do jato e do solo marinho ao também ser considerado com um fluido, e parte de seus balanços de massa e quantidade de movimento através do método de volumes finitos para abranger equacionamentos de fenômenos de transporte mais complexos.

A partir disso, através da simulação numérica, pretende-se analisar os momentos iniciais de instalação do revestimento condutor em um solo marinho submetido ao processo de jateamento sob diversos parâmetros operacionais, sendo eles: velocidade do jato, tamanho e posição da broca, inclinação do bico e o tipo de fluido de perfuração utilizado. Para isso, o solo será considerado um fluido viscoplástico, tomando como base dados encontrados na literatura, como forma de esclarecer os mecanismos de escavação envolvidos nessa operação a fim de contornar problemas encontrados durante e após a perfuração, otimizar o tempo e sua eficiência.

1.1 Estado da Arte

Um dos primeiros estudos sobre a técnica de jateamento é de Pekarek, Lowe e Huitt (1963), que observa o efeito do jato ao passar por um bico até chegar ao alvo de forma teórica e prática a fim de entender esse processo para uma previsão de comportamento do jato mais precisa. No Brasil, o primeiro condutor foi assentado por jateamento em 1993 na Bacia de Campos pela PETROBRAS, baseado em novos estudos da capacidade de carga do solo e, desde então, vem se utilizando cada vez mais essa técnica (SALIES; NOGUEIRA; EVANDRO, 1999).

Beck, Jackson e Hamilton (1991) trazem em seu trabalho a técnica de jateamento na instalação de um revestimento estrutural em solos argilosos a profundidades maiores que 700 pés. Segundo os autores, este tipo de procedimento era feito por tentativa e erro, com base em informações históricas. O aperfeiçoamento do método contribuiu para a diminuição de alguns tipos de falhas, como, por exemplo, o "afundamento" do revestimento devido à penetração inadequada para suportar o peso necessário. Assim sendo, os autores viram a necessidade de adaptar os princípios da mecânica dos solos no planejamento da instalação de revestimento estrutural, fazendo correlações com a prática de perfuração. Os autores mostraram que conseguiram uma redução no tempo de instalação revestimento estrutural da *mudline*, nome dado ao leito marinho, até a finalização do jateamento de aproximadamente 8 horas para em média 1 hora.

Jeanjean (2002) aborda mais um avanço nos estudos de jateamento com base em práticas de campo para o cálculo da capacidade de carga do revestimento de superfície (estrutura responsável por sustentar o peso das operações seguintes de perfuração) e do *set-up* do solo com o tempo, tendo em vista que não é comum fazer uma perfilagem do solo a cada procedimento de perfuração. Além disso, o autor também traz procedimentos para instalação do revestimento de superfície e um guia com parâmetros que devem ser controlados durante a instalação. Por fim, o autor concluiu que a capacidade de carga do revestimento depende das dimensões do revestimento, das propriedades do solo e do tempo.

Uma continuação nos estudos de Jeanjean (2002) são mostrados por Akers (2008), que detalha o atrito (*skin friction*) responsável pelo bom assentamento do revestimento em solos, que são diretamente afetados pelos distúrbios do solo durante o jateamento e coeficiente de fricção do revestimento. Ele também traz informações importantes sobre diâmetros de condutores e brocas utilizadas em jateamento. Modoni et al. (2015), Prasertampom (2016), Zhou et al. (2016) também desenvolveram estudos envolvendo jateamento e capacidade de carga do solo.

A maior parte dos estudos na área de perfuração de poços por jateamento trata o solo como um sólido e, assim, seu comportamento pode ser previsto pela mecânica dos solos utilizando, por exemplo, modelos de Mohr-Coulomb, Drucker-Prager, Cam-clay, entre outros. Por outro lado, autores como Zhou e Randolph (2011), observaram que um solo argiloso não drenado apresentava um comportamento similar a de um fluido muito viscoso, e em seu trabalho, eles concluíram que poderia ser feita uma correlação entre modelos geomecânicos e fluidodinâmicos.

Wang e Li (2014), com base na correlação dos estudos de Zhou e Randolph (2011), visaram esclarecer o mecanismo de escavação associado a operações de jateamento de condutor num solo coesivo com base em abordagens de Fluidodinâmica Computacional (CFD). Os autores utilizaram o modelo de Herschel-Bulkley para descrever o comportamento do solo coesivo. Para investigar o perfil de escavação, os autores levaram em consideração características hidrodinâmicas do jato e de resistência ao cisalhamento não drenado do solo coeso. Seus resultados revelam a abertura formada pelo jato aumenta com o aumento da intensidade do fluxo do jato e com a diminuição da resistência ao cisalhamento da argila. Em um outro estudo, Wang e Song (2018) modelaram e simularam o jateamento através da fluidodinâmica computacional, considerando o solo como um fluido altamente viscoso, modelando o jato com o modelo multifásico VoF (*volume of fluid*) e o solo conforme o modelo reológico de Herschel-Bulkley. A fim de validar o modelo, eles compararam os resultados numéricos com os experimentos realizados em laboratório, concluindo que os resultados obtidos foram satisfatórios.

Já Yang et al. (2013), Kan et al. (2018) trazem informações importantes sobre dados de *bit stick-out*, termo usado para numerar a distância relativa entre a broca e o revestimento condutor, para diversos tipos de solos a fim de melhorar a eficiência e segurança na instalação do condutor. Eles concluíram que os dentre fatores que influenciam nesse tipo de procedimento estão a relação entre as dimensões da broca e condutor e as propriedades geomecânicas da formação.

Ainda há um número limitado de trabalhos na literatura envolvendo mecanismos de escavação em solos coesivos por jateamento, principalmente se considerar o solo como um fluido altamente viscoso. Há uma grande escassez de trabalhos que comparassem a influência na escavação com mudanças de parâmetros operacionais, como inclinação do bico (*nozzle*) e dimensões da broca, e nem trabalhos que analisassem a influência do tipo de fluido de perfuração nessa técnica em solos marinhos como fluidos viscoplásticos, e este trabalho vem para elucidar os fenômenos envolvidos nestes cenários a partir da simulação numérica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar o mecanismo de escavação em solo marinho submetido ao processo de instalação do revestimento condutor por jateamento, analisando aspectos fluidodinâmicos obtidos por meio da simulação numérica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Analisar a reologia de um solo marinho via simulação numérica submetido ao jateamento;
- Avaliar a influência da velocidade do jato na escavação do solo;
- Investigar a influência da geometria da broca no mecanismo de escavação;
- Avaliar o mecanismo de escavação sob diferentes fluidos de perfuração.

2 PERFURAÇÃO DE POÇOS

Além dos altos custos, também há grandes riscos em uma perfuração de petróleo devido às extremas condições em que alguns poços se encontram, podendo haver fluxo de fluidos indesejados caso as janelas operacionais não sejam respeitadas, por isso grupos com pessoas especializadas são responsáveis por elaborar o projeto de poço, como, por exemplo, o próprio engenheiro de poço (GOMES, 2019).

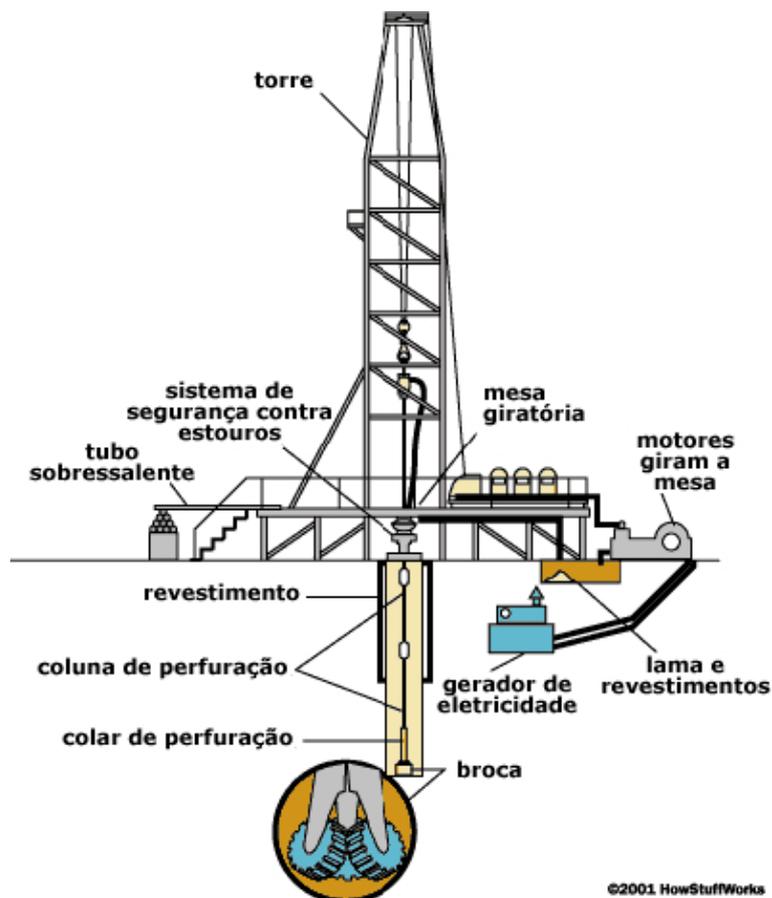
Conforme descrito por Thomas (2004), a perfuração de um poço é feita por meio de uma sonda de perfuração (Figura 2.1). Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Tem oito principais sistemas que compõem uma sonda rotativa, são eles: sustentação de cargas, de geração e transmissão de energia, de movimentação de carga, de rotação, de circulação, de segurança de poço, de monitoração e o sistema de subsuperfície (coluna de perfuração).

Em perfuração marítima, segundo Thomas (2004), há dois tipos de Unidades de Perfuração Marítima (UPM): com *blowout preventer* (BOP) na superfície e com BOP no fundo do mar. O emprego de cada um destes fica condicionado à lâmina d'água, condições de mar, relevo do fundo do mar, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e, principalmente, à relação custo/benefício.

A coluna de perfuração é responsável por passar a rotação e peso necessário para a broca cortar as diversas formações rochosas, em forma de pequenas lascas, que são removidos do fundo do poço e levados à superfície pelo fluido de perfuração. Seus principais componentes são: comandos, tubos pesados e tubos de perfuração.

Segundo Koehler (2018), o revestimento de um poço é um conjunto de tubos que atua como uma parede, visando viabilizar o projeto no que se refere à perfuração e à segurança. Por existir vários tipos de poços, como ultraprofundos, HTHP (alta temperatura e alta pressão), entre outros, os revestimentos deve atender as especificações de cada poço. Assim sendo, eles podem ter diferentes comprimentos, diâmetros, espessuras, composição química, tipos de conexão, que irão conferir as propriedades desejadas para o poço a ser perfurado. A cada fase perfurada do projeto, tem o processo de assentamento dos revestimentos, que protege e isola a formação. Para isso, é necessário descer diferentes tipos de colunas de revestimento (que pode cimentada total ou parcialmente) a fim de exercer suas funções de projeto, como: prevenir o desmoronamento das paredes do poço; permitir retorno da lama até a superfície; suportar pressões internas (como o peso do fluido de perfuração); suportar pressões externas (como a pressão de poros); impedir a migração de fluidos da formação (*kicks*); entre outros (THOMAS, 2004; SANTOS, 2007).

Figura 2.1 – Exemplo de uma sonda de perfuração



Fonte: Freudenrich e Strickland (2001)

Cada projeto define quantas fases são necessárias para o poço e cada fase tem um arranjo de coluna de revestimento. Geralmente, quanto maior for a profundidade, mais fases serão necessárias para alcançar o objetivo. Os revestimentos podem se dividir em condutor, superfície, intermediário e de produção, como mostrado na Figura 2.2. Em águas ultraprofundas, pode ainda ser acrescentado o *liner* e *tie back* (KOEHLER, 2018).

Revestimento Condutor é o primeiro a ser assentado no poço, portanto suas juntas possuem grande diâmetro (de 30" a 36" em poços marítimos de águas profundas). Ele dificilmente ultrapassa os 150 metros de comprimento e tem como principais funções: sustentar sedimentos superficiais não consolidado, permitir circulação de fluido e proteger os fluidos vindos do poço. O condutor é extremamente importante, pois sustenta todo o peso das colunas de revestimento que são assentadas no interior do poço (AZAR; SAMUEL, 2007; MALOUF, 2013).

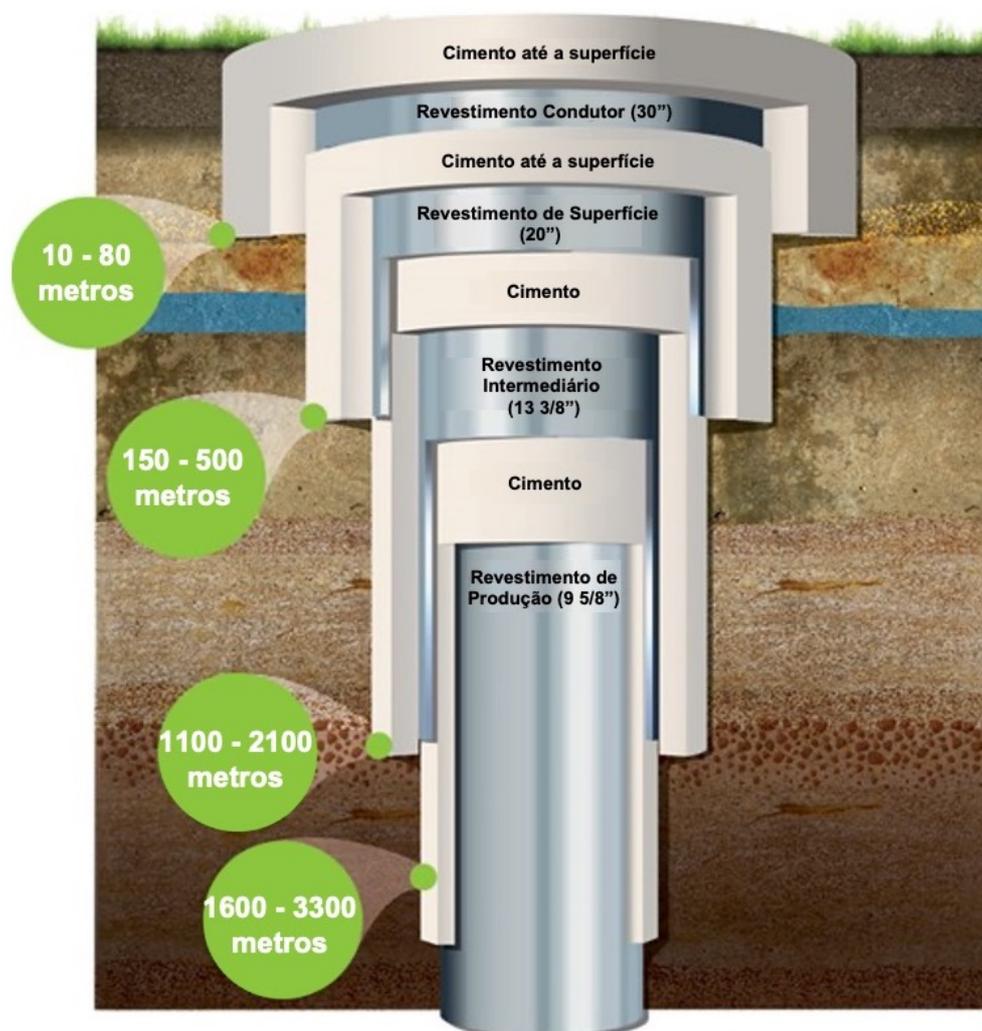
Revestimento de Superfície é o segundo a ser assentado e nele é instalado a cabeça do poço e o BOP. Conforme dito por Bourgoyne et al. (1986), esse revestimento pode chegar a profundidades de 1500 metros e ter diâmetro em torno de 20". Além de proteger o poço de *kicks* e *blowouts*, o revestimento também isola as águas provenientes da formação, previne desmoronamento de formação não consolidadas e previne perdas de circulação devido aos maiores

pesos de lama subsequentes (KOEHLER, 2018).

Revestimento Intermediário é utilizado em zonas instáveis localizadas entre o revestimento de superfície e de produção. Como falado por Koehler (2018), sua principal função é isolar seções com maior instabilidade, como formações salinas ou folhelhos, zonas de perda de circulação, pressão anormal ou zonas produtoras. O número de revestimentos intermediários vai depender do número de problemas encontrados (AZAR; SAMUEL, 2007).

Revestimento de Produção é o último revestimento a ser descido no poço, com objetivo de chegar na zona produtiva e isolá-la. Ele pode ser descido ao longo da zona produtiva ou se instalado acima dela (para poço aberto ou para descer um *liner* posteriormente) Azar e Samuel (2007).

Figura 2.2 – Tipos de revestimento de uma perfuração de poços.



Fonte: Adaptado de IGasEnergy (2020), Azar e Samuel (2007)

Liners, segundo Koehler (2018), são tubos de revestimento que são suportados por suspensores (*liner hangers*) no final ou no corpo da fase anterior, em vez de serem suportados na

cabeça do poço. Eles podem substituir revestimentos intermediários (*liner* de perfuração) ou de produção (*liner* de produção). Azar e Samuel (2007) afirma as vantagens de usar o *liner* ao invés de todo revestimento são: menor comprimento de revestimento, resultando em redução de custos; ele desce na coluna de perfuração, reduzindo tempo de sonda; e pode ser rotacionado durante operações de cimentação, que melhora o processo de deslocamento do cimento e a qualidade do trabalho. Os *liners* de produção pode ser conectado à cabeça do poço através do *tie-back*, a fim de prevenir os revestimentos anteriores de pressões que possam comprometer a estrutura quando o poço estiver em produção.

2.1 Início de Poço

A etapa inicial de um poço de perfuração é a sequência de operações realizadas para o assentamento do revestimento condutor, cujo objetivo deste já foi mostrado na seção anterior. Esse início de poço tem suas diferenças quando for em mar ou em terra, este último não é o foco desta dissertação.

Em operações *offshore*, há diferentes maneiras de se iniciar o poço, no qual o revestimento condutor pode ser assentado por cravação, base torpedo ou por jateamento convencional. Conforme falado por Eliote (2017), em regiões onde não é possível esses métodos, é seguido o procedimento padrão, que consiste na perfuração do solo com broca de 36", seguido da descida, assentamento e cimentação do condutor à parede do poço.

2.1.1 Jateamento

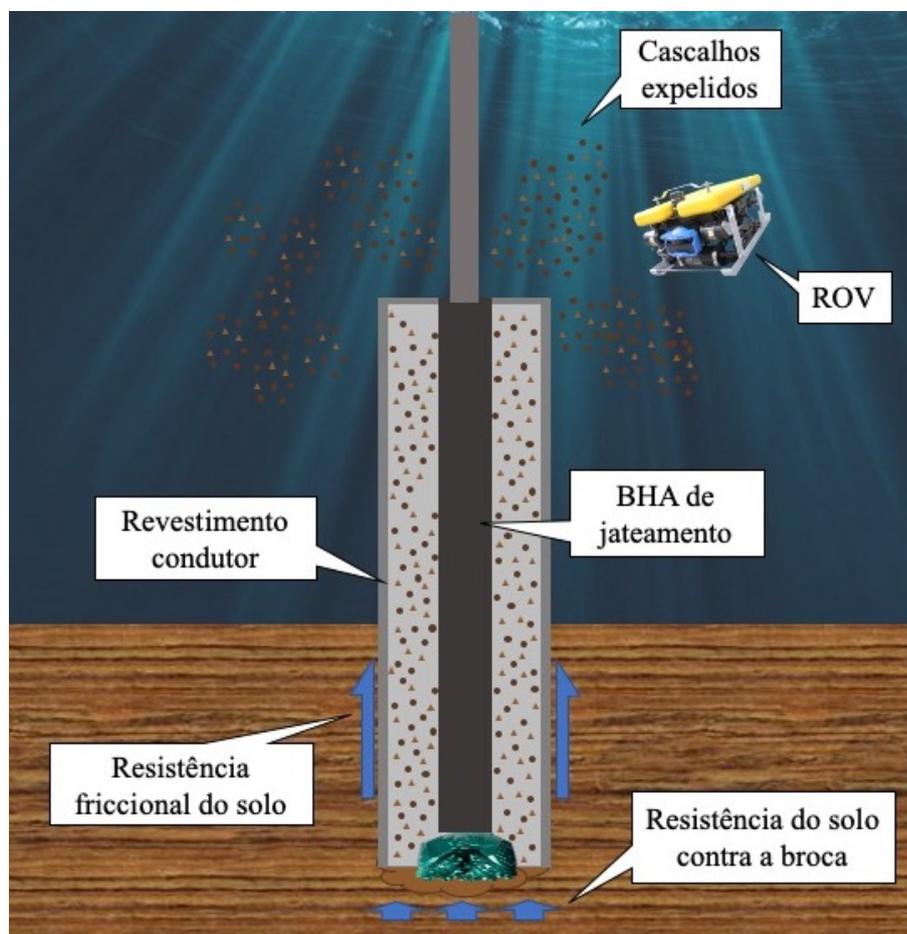
Segundo Akers (2008), o jateamento do revestimento condutor tem se tornado o método de instalação preferido em ambientes de águas profundas, onde os sedimentos do leito marinho permitem que a técnica seja utilizada. Operadores acham essa técnica mais rápida que o procedimento padrão de instalação do revestimento condutor. Para Wang et al. (2018), devido a economia e eficiência, ela bastante utilizada em operações de perfuração em águas profundas e ultra-profundas.

Na Figura 2.3 é possível ver como o jateamento convencional funciona. Conforme Malouf (2013), uma broca é usada para circular fluidos e permitir a penetração no solo marinho. O condutor e a coluna de perfuração são ligados pelo DAT (*drill ahead tool*), que é um aparelho capaz de desconectar a coluna de perfuração do revestimento assim que este for assentado da forma esperada, permitindo a liberação dela.

De acordo com Akers (2008), a estrutura de revestimento penetra no solo em virtude do seu peso; a circulação do fluido é feita pelo motor de lama, e é usada para fornecer a limpeza do fundo do poço e a rotação da broca - o motor de lama, a broca, estabilizadores e comandos de perfuração (*drill collars*) integram o *Bottom Hole Assembly*(BHA). Esses sedimentos, passam por entre a coluna de perfuração e o condutor, sendo então lançados para fora do poço, que nesse caso é o ambiente marinho. Às vezes pode ser utilizado um ROV para ajudar na inspeção

da instalação desse revestimento.

Figura 2.3 – Processo de Jateamento.



Fonte: Adaptado de Akers (2008)

Como o buraco feito pela broca é menor que o diâmetro externo do revestimento, ele é pressionado para o fundo do poço por causa de seu peso, ficando assentado na formação devido a fricção feita pelo solo, dispensando a necessidade de cimentação (AKERS, 2008).

Ao término da operação de jateamento, o condutor já se encontrará em sua posição final. Contudo, é importante deixá-lo em repouso por algum tempo, para que os sedimentos possam assentar ao redor da coluna, conferindo assim uma maior força de atrito; esse processo de espera é conhecido como *soaking time* (ou *waiting time*). Conforme Malouf (2013), esse atrito no revestimento condutor será responsável por sustentar o peso dos demais revestimentos, da cabeça do poço e do BOP, impedindo a prisão ou subsidência do conjunto de equipamentos; é importante conhecer o valor da força de atrito entre o condutor e o solo para posterior dimensionamento do número de sessões de revestimento que poderão ser assentadas. Para Akers (2008), a capacidade de carga do condutor depende da força de atrito cisalhante ao longo do corpo, que deve ser no máximo igual a resistência ao cisalhamento dos solos adjacentes. A magnitude dessa força de atrito não é simples de ser determinada, e alguns parâmetros citados pelo autor

que são necessários para calculá-la são:

- Resistência ao cisalhamento do solo não afetado pelo jateamento (não drenado);
- Resistência ao cisalhamento do solo afetado pelo jateamento;
- Variação da resistência ao cisalhamento ao longo do tempo.

As principais variáveis operacionais que controla o processo de escavação, segundo Wang e Li (2014), são: a pressão de injeção e/ou a vazão de fluidos; a velocidade de rotação da broca e a taxa de penetração. Para Malouf (2013), deve ter o cuidado de não circular com uma vazão muito alta, já que isso pode fazer com os sedimentos deixem de passar por dentro do condutor e passem a ser removidos do poço por entre o condutor e o solo, o que gera perturbação das formações, diminuindo sua capacidade de segurar o condutor no lugar. A velocidade do jato é reduzida ao longo do eixo por causa da interação turbulenta entre o jato e o meio, depois disso, o perfil de velocidade transversal assume uma forma de sino, ficando maior e mais achatada a medida que se distancia do bico (FLORA et al., 2013).

Na maioria dos casos de jateamento em ambiente *offshore*, o fluido de perfuração utilizado é água marinha, porém esse tipo de fluido tem pouca capacidade de carrear os cascalhos e resíduos produzidos pela perfuração (CAMPBELL; BRUNSKILL, 2000; AKERS, 2008). Dessa forma, agentes podem ser adicionados à água marinha para aumentar a viscosidade do fluido e melhorar a limpeza do fundo do poço.

2.2 Fluidos de Perfuração

Segundo Thomas (2004), os fluidos de perfuração são misturas complexas geralmente líquidas, que auxiliam no processo de perfuração de um poço de petróleo. Eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Caenn, Darley e Gray (2016) e Bourgoyne et al. (1986) citam que apesar de ter um custo relativamente pequeno comparado ao processo de perfuração como um todo, a escolha do fluido certo e a manutenção das propriedades corretas na perfuração influencia diretamente no custo total do poço, passando de US\$ 1 milhão em poços profundos.

2.2.1 Funções do Fluido de Perfuração

Ainda segundo Caenn, Darley e Gray (2016), as principais funções de um fluido de perfuração são:

- Carrear os cascalhos até a superfície;
- Resfriar e limpar a broca;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e os lados do furo;

- Reduzir o peso da tubulação, devido ao empuxo, de forma a diminuir a tensão no sistema de perfuração;
- Manter a estabilidade das seções não cimentadas;
- Prevenir o fluxo de fluidos da formação para o poço;
- Formar um reboco para selar os poros da formação penetrada pela broca;
- Ajudar na coleta e interpretação de informações a partir de amostras de calha, testemunho de sondagem e perfis elétricos.

2.2.2 Classificação dos Fluidos de Perfuração

Como citado por Baltar e Luz (2012), os fluidos de perfuração podem ser classificados com base no componente principal, que pode ser água, óleo ou ar (ou gás). Quando o principal constituinte é um líquido (água ou óleo), aplica-se o termo lama à suspensão de sólidos ou líquidos, sendo denominado lama à base de água ou à base de óleo. Quando a água e óleo estão presentes, forma-se uma emulsão e é adicionado um agente emulsificante, cuja natureza química determina se o óleo é emulsificado na água (sendo esta a fase contínua) ou se a água é emulsificada no óleo (sendo este a fase contínua). Também tem os chamados fluidos de perfuração sintéticos de base orgânica, que é uma alternativa às limitações dos fluidos de perfuração base água e para atender as restrições impostas aos fluidos de perfuração base óleo convencionais (SOUSA et al., 2020).

Fluidos à Base de Água

Segundo Caenn, Darley e Gray (2016), esses tipos de fluidos são compostos por água, sais, argilas, polímeros dissolvidos e adensantes, sendo a água a fase contínua e de maior proporção dentre os demais componentes do fluido. De acordo com Thomas (2004), a proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido, ou seja, a composição é o principal fator a se considerar no controle de suas propriedades. Conforme Bourgoyne et al. (1986), os principais componentes de um fluido à base de água são: água, óleo emulsificado, sólidos ativos e inativos, e sólidos de baixo peso específico

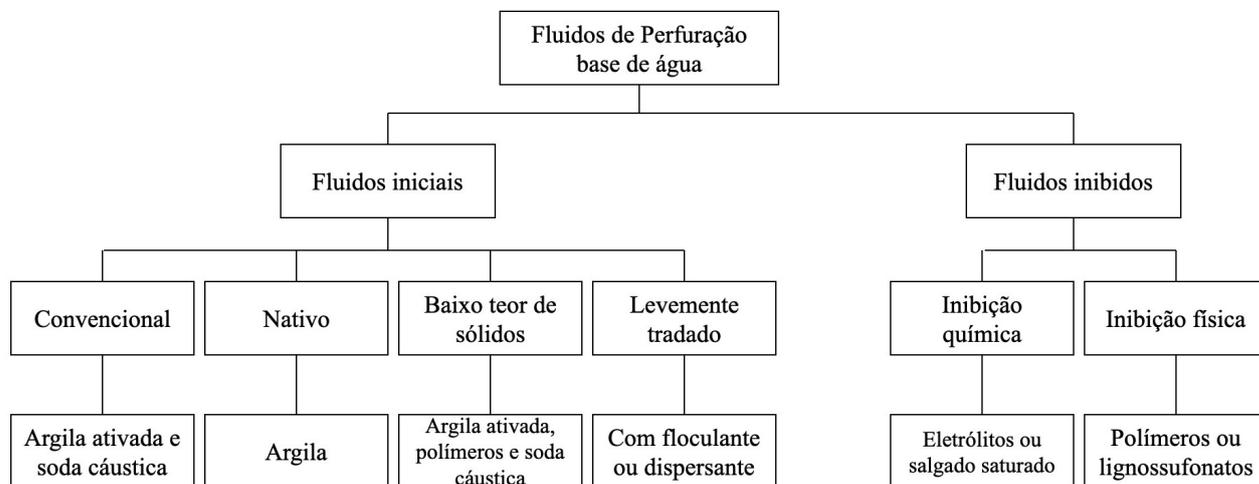
A água utilizada no fluido aquoso pode ser doce, dura ou salgada. É considerada água doce quando esta apresenta salinidade inferior a 1.000 ppm de NaCl equivalente, e sua aplicação em fluidos de perfuração não necessita de pré-tratamento químico, pois não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido. Já a água dura, é aquela que tem concentração suficiente de cálcio e magnésio dissolvidos para alterar o desempenho dos aditivos químicos. E, por fim, a água salgada é aquela com salinidade superior a 1.000 ppm de NaCl equivalente,

podendo ser natural, como a água do mar, ou com adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl₂ (THOMAS, 2004).

As partículas sólidas, conforme Caenn, Darley e Gray (2016), pode ser dividida em três grupos a depender do tamanho: (1) coloides, de 0,005-1 micron (1 micron = 0,001 mm), que impacta nas propriedades viscosas e de filtração; (2) silte e barita, de 1-50 microns, que fornece densidade; e (3) areia, de 50-420 microns, que é utilizada por suas propriedades abrasivas. Como falado por Thomas (2004), Os sólidos dispersos no meio aquoso podem ser ativos ou inertes. Os sólidos ativos são materiais argilosos, sendo a bentonina a mais utilizada, cuja função principal é viscosificar o fluido. Os sólidos inertes têm como principais funções fornecer densidade ao fluido, sendo a barita bastante comum nesses casos, e também dar propriedades abrasivas, com o uso da areia, por exemplo. Além disso, podem ser adicionados aditivos químicos para: alcalinizar ou controlar o pH, como soda cáustica e cal hidratada; atuar como dispersantes, como lignossulfonato, lignito e fosfatos; reduzir filtrato, como o amido; atuar como floculante, como a soda cáustica, cal e cloreto de sódio; remover cálcio e magnésio, como carbonato e bicarbonato de sódio; atuar como bactericida, como paraformaldeído, cal, soda cáustica e compostos organoclorados.

A Figura 2.4 traz uma esquematização de como os fluidos base água podem ser divididos.

Figura 2.4 – Esquema de classificação dos fluidos de perfuração à base de água.



Fonte: Adaptado de Thomas (2004)

Os fluidos iniciais, ou não-inibidos, são utilizados na perfuração das camadas rochosas superficiais, ou seja, no início do poço, quando na maioria das vezes os sedimentos são inconsolidados e as exigências em relação as propriedades do fluido são mínimas, por não haver interação dele com os minerais da rocha. A utilização desses fluidos termina com a descida do revestimento de superfície. Os fluidos iniciais podem ser divididos em: convencional; nativo; baixo teor de sólidos; e água doce ou água do mar.

- Fluido convencional: são utilizados em poços de grandes diâmetros com solo de areia ou

calcário e tem água doce, argila e soda cáustica em sua composição.

- Fluido nativo: eles utilizam a argila do próprio solo na perfuração, sendo adicionado água doce para controle da viscosidade e peso.
- Fluido com baixo teor de sólidos: são utilizados em zonas de baixo gradiente de pressão ou quando há perda de circulação parcial. Em sua composição há água doce, polímero doador de viscosidade, argila aditivada e soda cáustica.
- Água doce ou salgada: A água doce é utilizada em perfuração terrestre e a água do mar em perfuração marítima, devido ao baixo custo e abundância desse fluido.

Fluidos à Base de Óleo

Os fluidos à base de óleo são aqueles cuja fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos (óleo diesel na maioria dos casos). Nesses fluidos, pequenas gotículas aquosas ou sólidos coloidais, de natureza orgânica e/ou inorgânica, podem compor a fase dispersa. Caso o teor de água no fluido seja menor que 10%, trata-se de uma emulsão de água em óleo, mas se esse teor for entre 10 e 45%, o fluido é denominado emulsão inversa (THOMAS, 2004). Segundo Mitchell e Miska (2011), os componentes básicos de um fluido de emulsão inversa incluem óleo diesel ou mineral, salmoura (geralmente cloreto de cálcio), emulsificantes, argila organofílica, aditivos para controle de filtração, e cal.

Conforme falando por Farias, Amorim e Lira (2009) e Thomas (2004), os fluidos base óleo apresentam como principal vantagem a redução do fluxo de água e íons para a formação, devido a sua grande pressão capilar na interface fluido-folhelho. Estes fluidos também apresentam elevado grau de inibição em relação às rochas ativas, baixíssima taxa de corrosão e grau de lubricidade elevado. Por causa dessas características, os fluidos base óleo têm conferido excelentes resultados na perfuração de poços, contudo devido ao alto custo inicial e grau de poluição, esse tipo de fluido são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água. Mitchell e Miska (2011) acrescentou que fluidos de perfuração formulados com óleo diesel ou óleo sintético são usados para perfurar longos intervalos de folhelhos onde a salinidade da água de formação é altamente variável, pois esses fluidos tem a capacidade preservar a estabilidade desse tipo de formação ao longo do intervalo.

Por causa dessas características dos fluidos à base de óleo, eles são utilizados principalmente nos seguintes tipos de poços: poços HPHT (alta pressão e alta temperatura); formações de folhelhos argilosos e plásticos; formações salinas; formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água; poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento, diminuindo o risco de aprisionamento da coluna de perfuração; formação com baixa pressão de poros ou de fratura. Perfurações com fluidos base óleo pode economizar dias, ou até mesmo semanas, do tempo requerido para perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011; THOMAS, 2004).

Thomas (2004) destaca algumas desvantagens de se usar esse tipo de fluido, são elas: dificuldade na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua; menores taxas de penetração; menor número de perfis que podem ser executados; dificuldade no combate a perda de circulação; e maior custo inicial. Além disso, Mitchell e Miska (2011) informa que esse tipo de fluido está sujeito à regulamentação por causa de sua toxicidade. Óleos minerais são considerados menos tóxicos do que o óleo diesel, mas não é uma alternativa adequada quando os fluidos sintéticos estão disponíveis e podem ser utilizados.

De acordo com Farias, Amorim e Lira (2009), nos dias atuais, os fluidos de perfuração têm sido alvo de diversas discussões entre pesquisadores, empresas e órgãos ambientais. O principal objetivo é encontrar soluções aos problemas causados pela contaminação das formações geológicas com as quais o fluido de perfuração entra em contato.

Fluidos à Base de Ar

Utiliza-se o termo fluidos à base de gás quando o fluido circulante usado durante a perfuração consiste totalmente ou em sua maior parte de ar ou gás (THOMAS, 2004).

Ainda segundo Thomas (2004), por causa da baixa densidade, esse tipo de fluido é utilizado em zonas com perdas de circulação severas; em formações produtoras com baixíssima pressão ou com grande susceptibilidade a danos; em formações muito duras; e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com grandes camadas de gelo.

Além disso, para perfuração em formações duras, estáveis ou fissuradas, como calcário ou dolomita, utiliza-se ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo sua aplicação a formações que não produzam elevadas quantidades de água nem contenham hidrocarbonetos (MITCHELL; MISKA, 2011; THOMAS, 2004).

Mas caso a formação produza água em elevadas quantidades, comprometendo a perfuração com ar comprimido, deve-se utilizar à perfuração com névoa (mistura de água dispersa no ar). Caso seja necessária uma alta eficiência para carreamento dos sólidos, é utilizada a espuma (gás disperso em líquido) como fluido, pois esse tipo de fluido apresenta uma alta viscosidade.

Fluidos Sintéticos

Segundo Mitchell e Miska (2011), os fluidos sintéticos foram desenvolvidos para ter as excelentes características dos fluidos à base de óleo, porém com bem menos toxicidade, por isso é bastante utilizado em perfurações *offshore*. A fase contínua desse fluido é um líquido sintético, que pode ser desenvolvido de maneira a atender situações nas quais os fluidos à base de água apresentam limitações.

A grande desvantagem desse fluido é seu elevado custo quando comparado com o fluido à base de água. Contudo, os fluidos sintéticos aumentam a velocidade de perfuração e diminuem problemas com estabilidade do poço, que geralmente reduzem o custo para a construção do poço como um todo.

2.2.3 Aditivos

Os aditivos são adicionados aos fluidos de perfuração para conferir as propriedades necessárias para uma perfuração eficiente a depender das peculiaridades do poço. Esses aditivos desempenham as mais diversas funções nos fluidos de perfuração, como pode ser visto na Tabela 2.1, e devem ser adicionados nas porções adequadas para conferir a função esperada (THOMAS, 2004; MEDEIROS, 2015).

Tabela 2.1 – Resumo das Funções dos Aditivos.

Tipos de Aditivos
Controladores de viscosidade
Controladores de peso
Inibidores de corrosão
Estabilizadores de formação
Bactericidas
Lubrificantes
Surfatantes
Aditivos para perda de circulação

Fonte: Modificado de Caenn, Darley e Gray (2016)

Os controladores de viscosidade, ou viscosificantes, são usados com o intuito de aumentar a viscosidade do fluido, a fim de garantir uma melhor limpeza do poço. As argilas e polímeros naturais ou sintéticos são utilizados para esta finalidade. A bentonita sódica e a bentonita cálcica ativada são os principais minerais utilizados para aumentar a viscosidade de fluidos de perfuração à base de água doce. Já em água salgada, a bentonita perde as suas propriedades tixotrópicas, utilizando, assim, a atapulgita ou a sepiolita. Bentonitas modificadas com surfatantes são usadas em fluidos à base de óleo (BALTAR; LUZ, 2003).

Segundo Caenn, Darley e Gray (2016), há vários controladores de peso que aumentam a densidade da lama. Em contra partida, a densidade pode ser reduzida através da espuma ou algum outro material. Na Tabela 2.2 pode ser visto alguns dos principais componentes utilizados para aumentar a densidade do fluido de perfuração.

A barita tem sido usada como agente controlador de peso desde a década de 1920, por causa da sua alta densidade, baixo custo de produção, baixa abrasividade e fácil manuseio. Também é possível misturar a barita com componentes como carbonato de ferro, carbonato de chumbo e carbonato de zinco. Carbonato de cálcio também pode ser utilizado para substituir a barita e componentes a base de ferro, quando um fluido muito denso não é exigido, pois além de ser mais barato que a barita, também é menos abrasivo (BALTAR; LUZ, 2003; CAENN; DARLEY; GRAY, 2016).

Segundo Caenn, Darley e Gray (2016), os inibidores de corrosão objetiva atenuar os pro-

Tabela 2.2 – Densidade de alguns agentes controladores de peso.

Agentes controladores de peso	Densidade (g/cm^3)
Calcita	2,7
Carbonato de Cálcio	2,73
Carbonato de Ferro	3,9
Carbonato de Zinco	4,4
Barita	4,5
Óxido de Ferro	5,1
Óxido de Zinco	5,6
Carbonato de Chumbo	6,6
Galena	7,5

Fonte: Modificado de Baltar e Luz (2003) e Caenn, Darley e Gray (2016)

blemas causados pela corrosão precoce em poços de petróleo, tubulações, refinarias, plantas, entre outros. Dependendo de certos fatores, como pH, composição, condições de poço, os fluidos de perfuração podem interagir quimicamente com os metais presentes nos equipamentos e levar a corrosão.

Já os lubrificantes têm como principal objetivo reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e a parede do poço, pois durante a perfuração, a coluna pode desenvolver um torque rotacional muito alto ou até mesmo ficar presa, dificultando a sua remoção ou rotação (CAENN; DARLEY; GRAY, 2016). De acordo com Baltar e Luz (2003), os minerais grafite e bentonita são adicionadas ao fluido com a finalidade de lubrificação, entretanto em situações especiais pode utilizar produtos à base de glicol que, além de promover uma melhor lubrificação da coluna e da broca de perfuração, inibe a hidratação do folhelho, reduz a perda de circulação e contribui para formação do reboco.

Surfactantes são usados para alterar as propriedades interfaciais do fluido e da formação, e assim melhorar o contato do fluido de perfuração com as paredes do poço, além disso, eles também podem controlar a formação de espuma no interior do poço (CAENN; DARLEY; GRAY, 2016).

Controle de filtração é uma propriedade importante do fluido de perfuração, pois evita infiltração nas formações e, conseqüentemente, perda do fluido de perfuração. Assim sendo, é necessário que o fluido de perfuração rapidamente forme um reboco que minimize o efeito da perda de fluido (BOURGOYNE et al., 1986; BALTAR; LUZ, 2003; CAENN; DARLEY; GRAY, 2016).

2.2.4 Propriedades dos Fluidos de Perfuração

Caenn, Darley e Gray (2016) divide a avaliação das propriedades do fluido de perfuração em subseções, no qual podemos destacar as propriedades físicas e químicas. As propriedades físicas de maior importância para um fluido de perfuração são: densidade, viscosidade, força gel, filtrado e teor de sólidos.

Densidade

A densidade é a razão entre massa e o volume do fluido, como mostra a Equação 2.1.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (2.1)$$

onde ρ é a densidade, m a massa, e v o volume.

Conforme citado por Thomas (2004), a densidade é um parâmetro importante para evitar a ocorrência de *kicks*, pois a densidade do fluido de perfuração deve estar dentro dos limites definidos pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo). Caso a pressão exercida pelo peso do fluido de perfuração esteja abaixo da pressão de poros, pode haver *kick* de fluidos da formação, e caso essa pressão esteja acima da pressão de fratura, pode causar danos à formação.

Para aumentar a densidade do fluido utiliza-se, geralmente, a barita (BaSO_4), que tem densidade de $4,25 \text{ g.cm}^{-3}$, enquanto a densidade das formações perfuradas está na faixa de $2,60 \text{ g.cm}^{-3}$. Já para reduzir a densidade do fluido de perfuração, basta diluir em água ($1,00 \text{ g.cm}^{-3}$) se for fluido à base de água ou óleo diesel ($0,85 \text{ g.cm}^{-3}$) se for fluido à base de óleo.

Viscosidade

Viscosidade é a propriedade reológica do fluido que indica sua resistência ao escoamento. O comportamento viscoso de um fluido de perfuração é bastante peculiar, pois o fluido deve apresentar comportamentos diferentes quando em repouso e em movimento. Quando ele estiver em movimento, deve apresentar a menor resistência possível ao escoamento (menos viscoso) a fim de exigir menos das bombas, entretanto, quando ele estiver parado, é interessante que ele apresente a maior resistência possível ao escoamento (mais viscoso), para que os cascalhos que ele carrega permaneçam em suspensão e não se depositem sobre a broca e ao redor da coluna de perfuração Lopes (2012).

Segundo Mitchell e Miska (2011), na indústria de petróleo, os termos utilizados para descrever a viscosidade do fluido de perfuração são: viscosidade de Marsh, viscosidade aparente, viscosidade plástica e viscosidade efetiva. A viscosidade é definida como a razão entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento, como pode ser visto na Equação 2.2.

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (2.2)$$

no qual μ é a viscosidade dinâmica, τ a tensão de cisalhamento, e γ a taxa de cisalhamento.

A tensão de cisalhamento é a força sob uma determinada área do fluido e a taxa de cisalhamento é o gradiente de velocidade. A viscosidade geralmente é expressa em centipoise (cp), onde $1 \text{ cp} = 0,01 \text{ poise} = 0,01 \text{ dina-seg/cm}^2 = 0,01 \text{ g/cm-seg}$.

Na área de Engenharia de Petróleo é bastante comum utilizar a bentonita ou polímeros em fluidos à base de água para aumentar a viscosidade da mistura. E para deixar o fluido

menos viscoso, utiliza-se aditivos que adsorvem às partículas de bentonita, equilibrando as valências livres. A parte de reologia dos fluidos de perfuração será analisada com mais detalhes posteriormente.

Força Gel

A força gel também está relacionada com a reologia do fluido, e indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. De acordo com Thomas (2004) e Mitchell e Miska (2011), a força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um certo tempo em repouso. A diferença entre a força gel final e inicial indica o grau de tixotropia do fluido.

Filtrado

O filtrado é o influxo da fase líquida do fluido de perfuração para a formação, que ocorre por causa do diferencial positivo de pressão no sentido poço-formação (LOPES, 2012). Com esse movimento dos fluidos em direção as rochas permeáveis, é formado uma camada de partículas sólidas úmidas chamada de reboco, que é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e completação do poço (THOMAS, 2004).

Para Thomas (2004), é essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. Tanto o filtrado quanto a espessura do reboco são dois parâmetros medidos para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

Lopes (2012) cita que o filtrado tem alguns efeitos adversos na perfuração e tem que ser controlado, dentre esses efeitos pode-se destacar: danos à formação produtora por causa da obstrução dos poros e desmoronamento de folhelhos hidratáveis. Há alguns aditivos que são bastante utilizados para controlar o filtrado, são eles: amidos e polímeros derivados de celulose (para fluidos à base de água) e lignitos ou calcita (para fluidos à base de óleo).

Teor de Sólidos

O teor de sólidos do fluido de perfuração deve ser mantido o menor possível, pois impacta em outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão de coluna de perfuração e redução da taxa de penetração (THOMAS, 2004).

Ainda conforme Thomas (2004), para reduzir o teor de sólidos, o tratamento pode ser preventivo ou corretivo. No tratamento preventivo o fluido é inibido, física ou quimicamente, para evitar a dispersão dos sólidos perfurados. Já no tratamento corretivo, é feito o uso de extratores

de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou até mesmo diluir o fluido.

2.3 Solos

A ABNT (1995) define solos como material proveniente da decomposição das rochas pela ação de agentes físicos ou químicos, podendo ou não ter matéria orgânica. Araguaia (2020) e Pena (2020) explicam que o solo é a camada mais superficial da terra, composto por matéria mineral e orgânica (fração sólida), água (fração líquida) e ar (fração gasosa). A matéria orgânica do solo é constituída por resto de plantas e outros organismos, que se acumulam principalmente em sua superfície, já a água e o ar ocupam os espaços existentes entre as partículas terrosas.

Teixeira et al. (2007) e Caputo (2003) explicam que os agentes físicos, como a variação de temperatura e pressão de sobrecarga, causam desagregação das rochas, com a fragmentação e separação dos grão minerais, que antes estavam coesos. O principal agente químico no processo de formação do solo é a água (da chuva), pois ela infiltra e percola as rochas, que atrelado à variação de temperatura, abre trincas no meio rochoso, modificando quimicamente os minerais. Tudo esse processo submete as rochas a elevadas tensões, o que provoca a fragmentação do meio, dando origem aos solos. Tem ainda agentes biológicos, como plantas e animais, que atuam de forma direta ou indireta na intemperização das rochas.

Caputo (2003) divide o solo em duas camadas, a primeira é formada pela camada mais superficial, constituída por restos de animais e vegetais, compondo a parte orgânica do solo (húmus), possuindo coloração mais escura; a segunda camada é composta por areia, silte e argila, classificada conforme a Tabela 2.3, sendo formada pela parte mineral do solo, em conjunto com a água e o ar. O principal objetivo de classificar os solos é poder estimar o possível comportamento que ele pode ter quando submetidos à tensões.

Tabela 2.3 – Classificação dos solos quanto à granulometria.

Tipos de Solo	Diâmetro dos Grãos (mm)
Argila	até 0,005
Silte	0,005 a 0,05
Areia fina	0,05 a 0,15
Areia média	0,15 a 0,84
Areia grossa	0,84 a 4,80
Pedregulho	4,80 a 16,0

Fonte: ABNT (1995).

2.3.1 Tipos de Solos

De acordo com Campos (2020) os solos podem ser arenosos, siltosos ou argilosos, a depender de sua composição majoritária, pois, segundo o autor, não é possível encontrar solos com 100% de argila ou 100% de areia, por exemplo.

Solo Arenoso

Os solos arenosos são aqueles onde verifica-se em sua composição maior quantidade de areia do que outros componentes. Nesse tipo de solo encontram-se os grãos grossos, médios e finos, visíveis a olho nu, cuja característica principal é a coesão, ou seja, os grãos são facilmente separáveis uns dos outros (CAMPOS, 2020).

Além da granulometria, há outras características do solo arenoso, como: alta porosidade e permeabilidade, devido à presença de macroporos entre os grãos de areia; pouca umidade; secagem rápida; pobre em nutrientes e água; entre outras.

O comportamento do solo argiloso vai depender da sua composição. Segundo Pinto (2006), areias que possuem entre 20 e 40% de finos tem um comportamento bastante influenciado pela fração argila. De acordo com Araguaia (2020), no que se refere a coloração, solos ricos em matéria orgânica tendem a ser mais escuros, ao passo que solos bem drenados, por exemplo, tendem a tonalidades acinzentadas.

Solo Siltoso

De acordo com Campos (2020), o solo siltoso é aquele cujo grãos estão entre a areia e a argila, sendo caracterizado como um pó e aspecto próximo ao da argila. Contudo, não tem coesão apreciável e nem a mesma plasticidade da argila quando molhado.

Solo Argiloso

Segundo Campos (2020), os solos argilosos possuem grãos minúsculos e apresentam baixa permeabilidade. Uma de suas características é a facilidade de serem moldadas com água, apresentando dificuldade de desagregação.

A resistência das argilas depende do arranjo entre os grãos e do índice de vazios entre eles. Quando saturadas, o índice de vazios depende diretamente do teor de umidade da argila, influenciando no comportamento argiloso do solo. O índice de consistência é utilizado para expressar esse comportamento, este índice dá proporção a essa umidade do solo (PINTO, 2006).

2.3.2 Comportamento dos Solos

Os solos são materiais que possuem comportamento complexo e não-linear, podendo ter características dependentes ou não da duração das tensões aplicadas. Seu comportamento pode ser previsto por meio da mecânica dos solos, e por possuir uma natureza mais complexa em

relação aos demais corpos, os estágios de deformação do solo podem ser divididas em elástica, plástica e viscosa. A elasticidade é a capacidade que um corpo sólido tem de retornar à sua forma e volume original; a plasticidade está relacionada a mudar sua forma irreversivelmente, porém sem ruptura; a viscosidade está relacionada com a capacidade de escoamento ou fluidez (CAPUTO, 2003; MACHADO, 2002).

Um modelo que melhor descrever o comportamento dos solos é o elastoplástico, que descrevem materiais sólidos em regime plástico, isto é, em estado de deformação irreversível. Devido a complexidade matemática das teorias constitutivas elastoplásticas, soluções analíticas são obtidas em casos bastante restritos, sendo necessário empregar métodos de solução numérica (TI et al., 2009; LADE, 2005; CECILIO, 2011).

2.4 Reologia dos Fluidos

Segundo Caenn, Darley e Gray (2016), reologia é a ciência que estuda o comportamento de deformação e fluxo da matéria, ganhando destaque os fluidos líquidos. Machado (2002) complementa que a reologia não está relacionada somente à deformação de corpos coesos, mas também se estende ao estudo e compreensão da fricção entre sólidos e escoamento de substâncias pulverizadas e particuladas, e de sistemas coloidais.

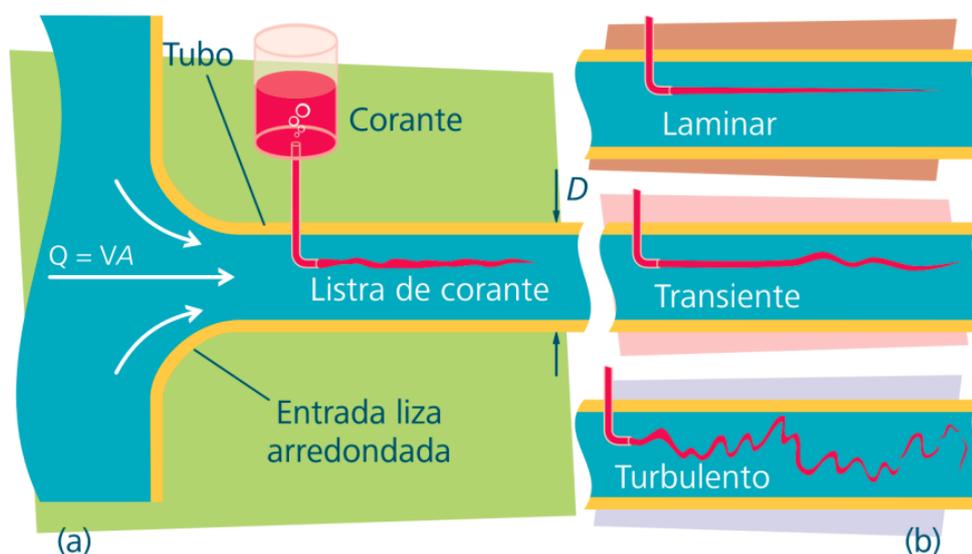
Ainda segundo Machado (2002), muitas teorias de reologia se baseiam em modelos ideias, originadas de Equações Diferenciais Ordinárias (EDO) de primeira ordem; contudo, há várias exceções aos modelos ideias, podendo ser dependentes do tempo ou variar conforme a continuidade da deformação. Essa deformação pode ser elástica, que não escoam e são reversíveis e obedecem à Lei de Hooke, e viscosa, que são sistemas que escoam e são irreversíveis, obedecem à Lei de Newton. Vale mencionar também o conceito de corpos elásticos ideais, que são corpos que sofrem deformações elásticas quando sob tensão, que ao se encerrar essa tensão, o corpo volta à sua forma e volume original e a energia de deformação é recuperada. A razão entre tensão e deformação é conhecida por módulo de elasticidade (ou módulo de Young), podendo ser representado pelas letras E ou G.

De acordo com Silva (2014), o comportamento reológico de corpos reais é bastante dinâmico e complexo para ser classificado de forma genérica, pois um mesmo material pode apresentar diferentes comportamentos a depender das condições a que esteja submetido, assim sendo, a maioria dos modelos de comportamento mecânico se encaixam dentro de um restrito limite de condições.

Na reologia, um termo importante a ser considerado é o cisalhamento, que pode visualizado como um processo de deslizamento relativo entre placas planas, infinitas e paralelas, como um pacote de folhas finas de papel empilhadas. Ele é definido em termos de taxa de deformação, que é uma mudança na velocidade de fluxo a uma certa distância ortogonal em relação a direção do fluxo; essa taxa de deformação é geralmente medida experimentalmente (MACHADO, 2002).

Conforme citado por Gomes (2019), quando se trata de escoamento de fluidos, este pode ser em regime permanente (ou estacionário) quando a velocidade do fluido num dado ponto não varia com o tempo, ou regime transiente, quando há variação pontual. No regime transiente, podemos nos referir ao escoamento de fluidos como laminar ou turbulento. Segundo (MARTINS; KNESEBECK, 2015), no escoamento laminar, o fluido se move em camadas ou lâminas e há grande influência das forças viscosas; já no escoamento turbulento, as partículas fluidas se misturam ao longo do deslocamento, por causa das flutuações aleatórias no campo de velocidades, e as forças viscosas se tornam desprezíveis em relação às forças de inércia. Ambos os tipos de escoamento pode ser observado na Figura 2.5.

Figura 2.5 – Tipos de Escoamento. (A) Experimento para ilustrar o tipo de escoamento com corante; (B) listras de corante mostrando o tipo de escoamento.



Fonte: Vilanova (2011)

Na maioria dos casos o escoamento turbulento é indesejável, porém inevitável, porque cria maior resistência ao escoamento, devido ao seu escoamento 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 (FOX; MCDONALD; PRITCHARD, 2014; GOMES, 2019). A caracterização entre cada regime é comumente definida pelo número de Reynolds, um número adimensional que relaciona as forças viscosas e inerciais na condução do fluido:

$$Re = \frac{\rho D v}{\mu} \quad (2.3)$$

onde ρ é a massa específica do fluido, D a dimensão (diâmetro ou comprimento) do canal de escoamento, v a velocidade média do fluxo, e μ a viscosidade. De acordo com Machado (2002),

o valor do número de Reynolds crítico para transição entre regime laminar e turbulento é de 2100 para fluidos Newtonianos e pode variar entre 3000 e 8000 para fluidos não-Newtonianos, que serão vistos a seguir.

Os fluidos viscosos ideais são aqueles que sofrem deformações contínuas e irreversíveis sob ação de forças chamadas de escoamento, e essa deformação viscosa é geralmente expressa em função da taxa de cisalhamento, que é relação entre a variação da velocidade de escoamento e a distância entre as camadas do fluido, como mostra a Equação 2.4. Essa resistência do fluido ao escoamento é conhecida como coeficiente de viscosidade (GOMES, 2019; MACHADO, 2002).

$$\gamma = \frac{\Delta u}{\Delta y} \quad (2.4)$$

onde γ é a taxa de cisalhamento, Δu a variação de velocidade de escoamento, e Δy a distância entre as camadas do fluido.

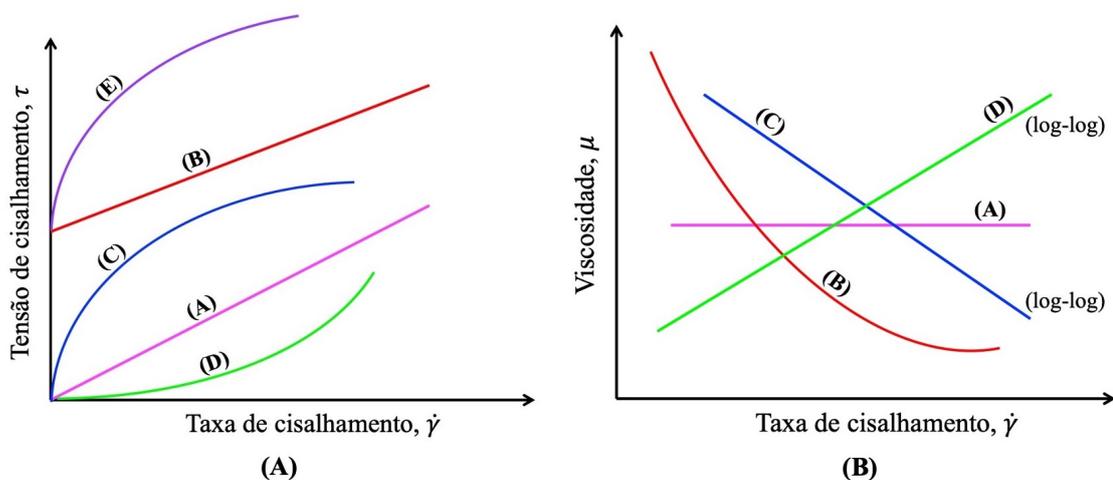
A tensão de cisalhamento é a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido, sendo possível equacioná-la conforme a equação 2.5.

$$\tau = \frac{F}{S} \quad (2.5)$$

sendo τ a tensão de cisalhamento, F a força aplicada na direção do escoamento, e S a área da superfície exposta ao cisalhamento.

A Figura 2.6 mostra as curvas de fluxo e de viscosidade para diversos tipos de fluidos.

Figura 2.6 – Curvas de fluxo (A) e Curvas de viscosidade (B) de alguns tipos de fluidos: (A) Newtoniano; (B) binghamiano ou plástico ideal; (C) pseudoplástico; (D) dilatante; (E) pseudoplástico com limite de escoamento.



Fonte: Modificado de Machado (2002).

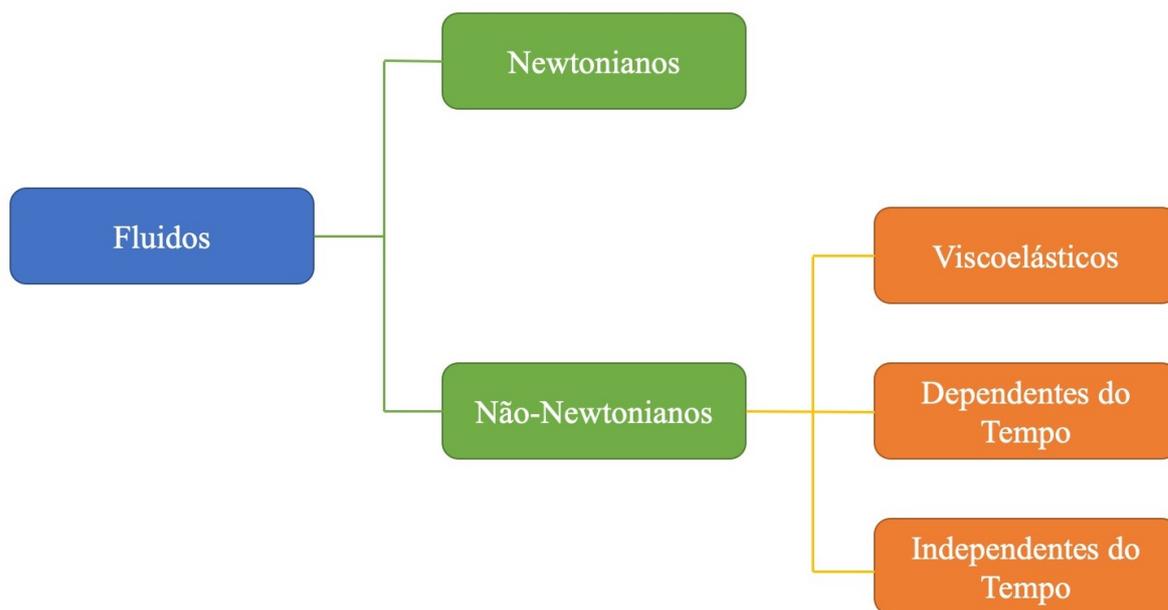
De acordo com Machado (2002), a curva de fluxo (Figura 2.6-A) é uma representação gráfica que mostra como a tensão de cisalhamento varia em função da taxa de cisalhamento, e esta define o comportamento reológico dos fluidos viscosos, sendo a equação matemática entre estas duas variáveis conhecida como equação de fluxo.

Assim sendo, os fluidos viscosos podem ser classificados em função do seu comportamento de fluxo ou reológico, onde a curva de fluxo mais simples é a de uma reta interceptando o encontro dos eixos cartesianos, que define o comportamento de fluidos simples. Além disso, segundo o mesmo autor, os fluidos viscosos podem ser caracterizados também pela relação entre viscosidade e taxa de cisalhamento quando submetidos a mesma pressão e temperatura, conhecida como curva de viscosidade (Figura 2.6-B).

2.4.1 Classificação Reológica dos Fluidos

Fundamentalmente, os fluidos podem ser classificados como Newtonianos e Não-Newtoniano, que se divide em viscoelásticos, dependentes do tempo e independentes do tempo, como mostrado na esquematização da Figura 2.7.

Figura 2.7 – Classificação Reológica dos Fluidos.



Fonte: Adaptado de Chhabra e Richardson (2011)

Fluidos Newtonianos

Nos fluidos Newtonianos há uma proporcionalidade na resistência do fluido ao descolamento entre tensão de cisalhamento e a taxa cisalhante, como mostrado da Equação 2.4, sendo sua representação gráfica uma reta com início na origem dos eixos $\tau\gamma$, como visto na Figura 2.6-A, sendo sua viscosidade é constante e influenciável apenas pela pressão e temperatura.

Matematicamente, os fluidos Newtonianos, por ter viscosidade constante, são definidos pela equação matemática obtida pela dedução da Lei da Viscosidade de Newton (conhecida como equação de Newton):

$$\tau = \mu \frac{\Delta u}{\Delta y} = \mu \gamma \quad (2.6)$$

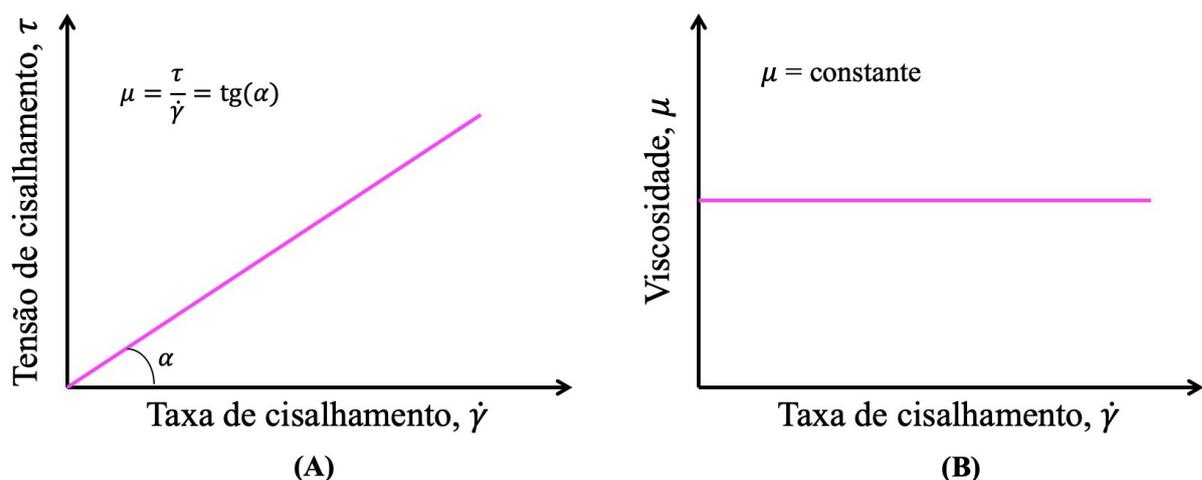
onde μ é a viscosidade dinâmica absoluta do fluido que será constante para fluidos simples, como ar, água, mercúrio, glicerina, asfalto, entre outros. Essa viscosidade é única e absoluta porque a razão entre a tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento é constante.

A viscosidade cinemática (ν) é bastante útil em reologia, sendo a razão entre a viscosidade dinâmica e massa específica do fluido (ρ), logo:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (2.7)$$

A curva de fluxo dos fluidos Newtonianos mostra uma relação linear entre τ e γ , passando pela origem do plano, sendo a inclinação da reta igual a viscosidade única do fluido, como mostra a Figura 2.8-A. Também é possível analisar o comportamento do fluido de Newton através da relação entre a viscosidade e a taxa de cisalhamento, conhecida como curva de viscosidade, sendo essa relação uma reta paralela ao eixo das taxas de cisalhamento, como mostra a Figura 2.8-B, uma vez que a viscosidade é constante.

Figura 2.8 – (A) Representação gráfica do fluido Newtoniano. (B) Curva de viscosidade do fluido Newtoniano.



Fonte: Modificado de Machado (2002).

Segundo Machado (2002), gases e todos os sistemas homogêneos e monofásicos, compostos de substâncias de baixo peso molecular, ou misturas destas, comportam-se como fluidos Newtonianos, em regime de escoamento laminar (quando o escoamento do fluido é considerado

como sendo em forma de lâminas ou camadas), pode-se citar como exemplo dessas substâncias o ar, a água, óleos de baixa viscosidade, as soluções salinas, o mel, a glicerina, entre outros.

Fluidos Não-Newtonianos

Ao contrário dos fluidos Newtonianos, os fluidos Não-Newtonianos são aqueles cuja relação entre tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento não são constante, considerando ainda temperatura e pressão constante e regime laminar (MACHADO, 2002).

Ainda segundo Machado (2002), como esses fluidos não seguem uma relação $\tau\gamma$ constante, eles são classificados conforme o aspecto da curva de fluxo e correlação com alguma equação ou modelo matemático. Deste modo, a viscosidade desses fluidos não é única e varia com a magnitude da taxa de cisalhamento. Assim, cria-se um termo chamado viscosidade aparente (μ_a), que seria a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano para a mesma condição de fluxo, deste modo, qualquer fluido Não-Newtoniano pode ser definido pela Equação 2.8.

$$\mu_a = \frac{\tau}{\gamma} \quad (2.8)$$

É importante ressaltar que essa viscosidade só é válida para uma certa taxa de cisalhamento, ou seja, sempre que a viscosidade aparente for citada, deve vir acompanhada da taxa de cisalhamento correspondente.

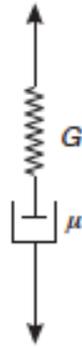
Como exemplos desse tipo de fluido na indústria de petróleo, têm-se: dispersões de argila em água; emulsões concentradas de óleo em água e água em óleo, soluções de polímeros; fluidos gelificados usados na perfuração e cimentação de poços; petróleo e derivados muito viscosos; entre outros (MACHADO, 2002).

Os fluidos Não-Newtonianos podem ser divididos em três grandes grupos, são eles: viscoelásticos; dependentes do tempo; e independentes do tempo.

Fluidos Não-Newtonianos Viscoelásticos

Os fluidos viscoelásticos apresentam comportamento de líquido viscoso e sólido elástico. Para modelagem desse fluido, é considerado o sistema mola-amortecedor, onde a mola representa o corpo elástico ideal (aplicando a lei da elasticidade linear de Hooke) e o amortecedor hidráulico retrata o líquido viscoso ideal (descrito pela lei da viscosidade de Newton) (SCHRAMM, 1994). As deduções matemáticas desse modelo de fluido foram obtidas por meio da relação tensão-deformação, sendo os modelos mais conhecidos o Modelo de Maxwell e o Modelo de Kelvin-Voigt. Segundo Machado (2002), ambos os modelos podem ser representados por um pistão imerso em um fluido viscoso dentro de um cilindro, que se movimenta através de um sistema de eixo-pivotado (que se compara a uma mola). O **Modelo de Maxwell**, como mostrado por Chhabra e Richardson (2011), é obtido por uma série de combinações de mola e amortecedor, cuja representação esquemática pode ser vista na Figura 2.9.

Figura 2.9 – Representação esquemática do Modelo de Maxwell.



Fonte: Chhabra e Richardson (2011)

Se for considerado a taxa de cisalhamento individual da mola e do amortecedor como, respectivamente, γ_1 e γ_2 , tem-se a taxa de cisalhamento total como o somatório das duas componentes, logo:

$$\gamma = \gamma_1 + \gamma_2 \tag{2.9}$$

Combinando a Equação 2.9 com a lei de Hooke da Elasticidade (2.10), onde E é o coeficiente de proporcionalidade (ou módulo de Young), e a Lei de Newton da Viscosidade (2.6), tem-se:

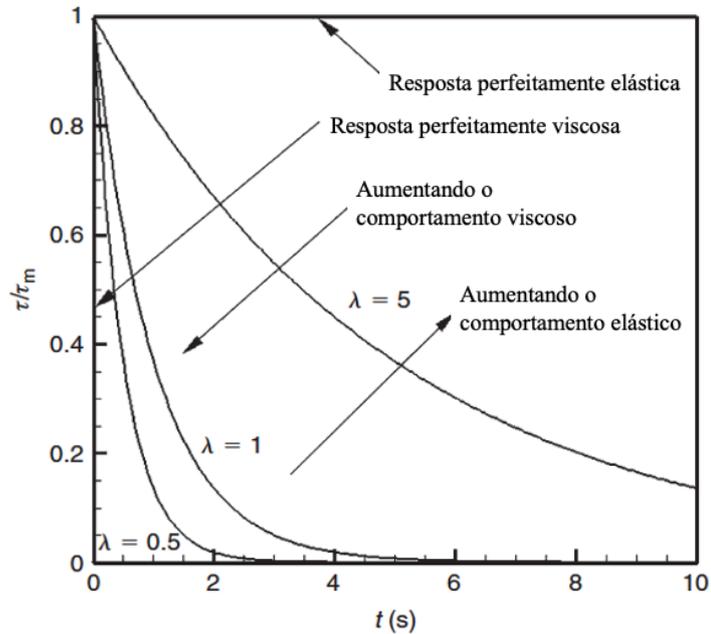
$$\tau_{yx} = -E \frac{dx}{dy} = E \gamma_{yx} \tag{2.10}$$

$$\tau = \frac{\mu}{E} \frac{d\tau}{dt} + \lambda \tau = \mu \gamma \tag{2.11}$$

onde τ é a derivada de τ no tempo, μ é a viscosidade do fluido amortecedor, e $\lambda = \mu/E$ é o tempo de relaxação, que é uma característica do fluido.

A Figura 2.10 ilustra o comportamento de um fluido de Maxwell, no qual o experimento mais simples pode ser feito através de uma taxa de deformação muito pequena sendo aplicado de forma constante, a componente viscosa pode ser desprezada, pois as características elásticas vão predominar. Por outro lado, caso o escoamento esteja plenamente estabelecido, o comportamento viscoso será predominante e a componente elástica será desprezada (CHHABRA; RICHARDSON, 2011; MACHADO, 2002).

Figura 2.10 – Representação esquemática do Modelo de Maxwell.



Fonte: Modificado de Chhabra e Richardson (2011)

Para um valor constante de $\dot{\gamma}$, a taxa de mudança de deformação é zero e, portanto, $\dot{\gamma}$ também é zero, logo, a Equação 2.11 se reduz a:

$$\tau = \lambda \dot{\tau} \tag{2.12}$$

Podendo ser reescrita como:

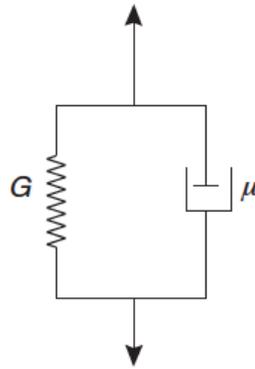
$$\frac{d\tau}{dt} = -\frac{\tau}{\lambda} \tag{2.13}$$

Integrando a equação em relação ao tempo e tendo como condição inicial $\tau = \tau_0$ em $t = 0$, onde τ_0 é o valor máximo da tensão de cisalhamento, obtém-se:

$$\tau = \tau_0 \exp(-t/\lambda) \tag{2.14}$$

Essa equação descreve o decaimento de tensão com o tempo quando uma deformação é aplicada e mantida em um fluido de Maxwell.

Como descrito por Chhabra e Richardson (2011), o **Modelo de Kelvin-Voight** combina os modelos de mola, através do módulo de Young (E), e de amortecedor, retratado pela viscosidade de Newton, representado pela Figura 2.11.

Figura 2.11 – Representação esquemática do Modelo de Kevin-Voigt.

Fonte: Chhabra e Richardson (2011)

Assim sendo, considerando a deformação igual para ambos os componentes, a tensão de cisalhamento total é o somatório das tensões parciais de cada componente (mola e amortecedor), portanto:

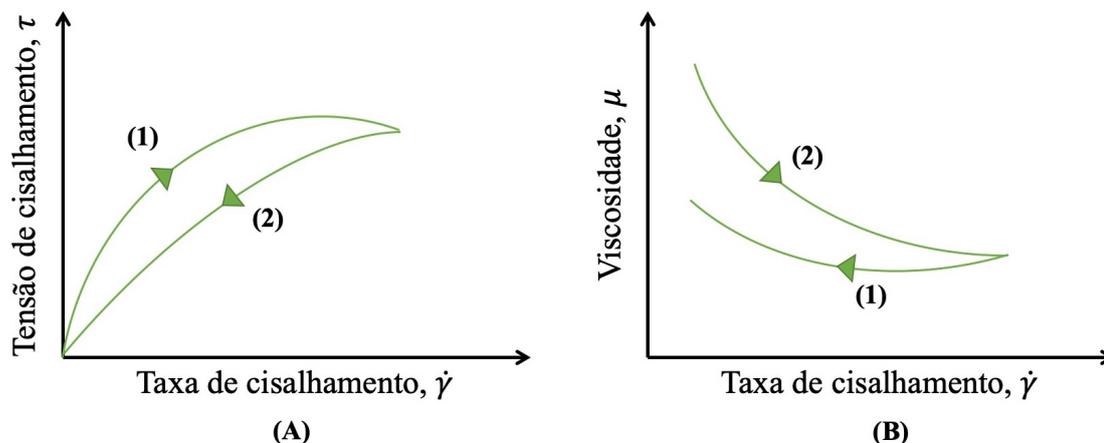
$$\tau = E\gamma + \mu\dot{\gamma} \quad (2.15)$$

Se a tensão é constante em τ_0 e a taxa de deformação inicial é zero, mas caso essa tensão seja removida, a taxa de deformação decai exponencialmente com a constante de tempo $\lambda = \mu/E$.

Segundo Chhabra e Richardson (2011), muitos materiais podem apresentar comportamento viscoelástico, como os líquidos poliméricos, gelatinas, entre outros.

Fluidos Não-Newtonianos Dependentes do Tempo

Alguns fluidos não conseguem ser descritos por uma equação reológica simples, pois a viscosidade aparente pode não depender apenas da taxa de cisalhamento, mas também do tempo para qual o fluido é submetido, sendo conhecidos por fluidos dependentes do tempo (CHHABRA; RICHARDSON, 2011). De acordo com a mecânica dos fluidos, o comportamento desse tipo de fluido pode ser subdividido em tixotrópicos e reopéticos. De acordo com Chhabra e Richardson (2011) e Machado (2002), um material é dito tixotrópico se, quando submetido a uma taxa de cisalhamento constante, a viscosidade aparente (ou a tensão de cisalhamento correspondente) decresce com tempo. A Figura 2.12 mostra o comportamento de um fluxo tixotrópico.

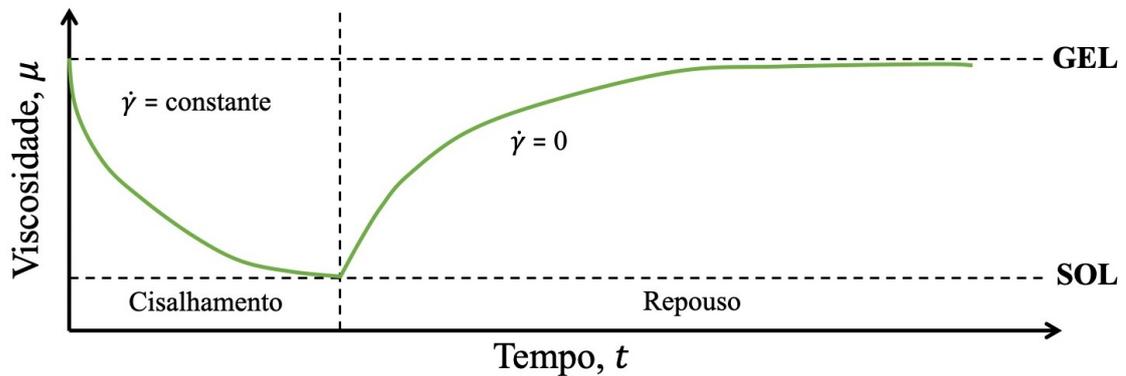
Figura 2.12 – Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B) de um fluido tixotrópico.

Fonte: Adaptado de Machado (2002)

Na Figura 2.12-A, é possível observar dois caminhos distintos feitos por **fluidos tixotrópicos**. Quando aumenta a taxa de cisalhamento uniformemente, a tensão de cisalhamento aumenta (1); quando a taxa de cisalhamento é reduzida uniformemente, a tensão de cisalhamento também diminui (2). Contudo, a curva de fluxo superior (1) e inferior (2) não se sobrepõem, fenômeno conhecido por histerese. Caso as curvas (1) e (2) forem coincidentes, a tixotropia é nula ou o fluido é não tixotrópico. Na Figura 2.12-B, observa-se o comportamento da viscosidade com a variação da taxa de cisalhamento. Com o aumento uniforme da taxa (2), a viscosidade diminui por causa da quebra da estrutura e da orientação molecular dos componentes do fluido; com a diminuição uniforme da taxa (1), há um aumento da viscosidade porque há um rearranjo da estrutura do fluido, mas ocorre este de maneira mais lenta (CHHABRA; RICHARDSON, 2011; MACHADO, 2002; SCHRAMM, 1994).

De acordo com Machado (2002), os fluidos de perfuração (como dispersões aquosas de bentonita) e pastas de cimento são exemplos típicos de fluidos tixotrópicos na indústria petrolífera. As bentonitas aumentam de tensão de cisalhamento quando são deixadas em repouso, formando um gel, no qual a um aumento da viscosidade, como pode ser observado na Figura 2.13. Contudo, elas recuperam sua fluidez com a diminuição da viscosidade, retornando ao estado sol, quando estão sob condições dinâmicas, caracterizando a tixotropia como um fenômeno isotérmico e reversível. A área entre as curvas da Figura 2.12-A tem a dimensão da quantidade de energia necessária para quebrar a estrutura gel desse tipo de fluido.

Figura 2.13 – Curva de viscosidade pelo tempo, representando o efeito da tixotropia.



Fonte: Adaptado de Machado (2002)

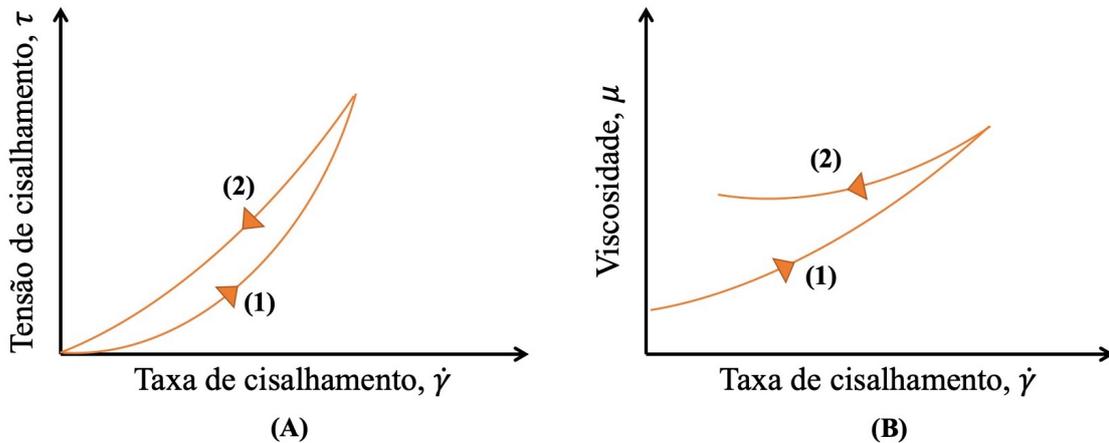
Essa figura representa a variação da viscosidade com o tempo de um fluido tixotrópico hipotético, no qual é possível observar duas fases nesse exemplo. Na primeira, o gel se desfaz rapidamente quando é submetido a um cisalhamento constante, transformando-se em sol. Depois, recupera-se lentamente, se tornando em gel novamente. Segundo Bourgoyne et al. (1986), muitos fluidos de perfuração têm de apresentar características tixotrópicas, pois precisam apresentar fluidez enquanto está perfurando para limpar o poço, carrear cascalhos e outras funções, e também precisam se gelificar quando o movimento é cessado, para evitar que os cascalhos desçam para o fundo do poço, por exemplo.

Assim sendo, é a chamada força gel dos fluidos tixotrópicos que representa a força resistiva desenvolvida pela formação do estado gel durante o repouso, permitindo avaliar a característica tixotrópica de um fluido através de uma força, sendo um parâmetro mais simples de se medir do que a energia (MACHADO, 2002). A força gel pode ser encontrada pela diferença entre a tensão final (τ_f) e inicial (τ_0), também conhecida como limite de escoamento real, como mostra a equação 2.16.

$$F = \tau_f - \tau_0 \quad (2.16)$$

Os **fluidos reopéticos** apresentam comportamento invertido em relação aos fluidos tixotrópicos, como pode ser observado na Figura 2.14, por isso esses fluidos também são conhecidos como tixotrópicos negativos (MACHADO, 2002; CHHABRA; RICHARDSON, 2011). Isto é, os efeitos da histerese também são observados nas curvas de flux dos fluidos reopéticos, contudo o comportamento das curvas é inverso ao visto nos fluidos tixotrópicos.

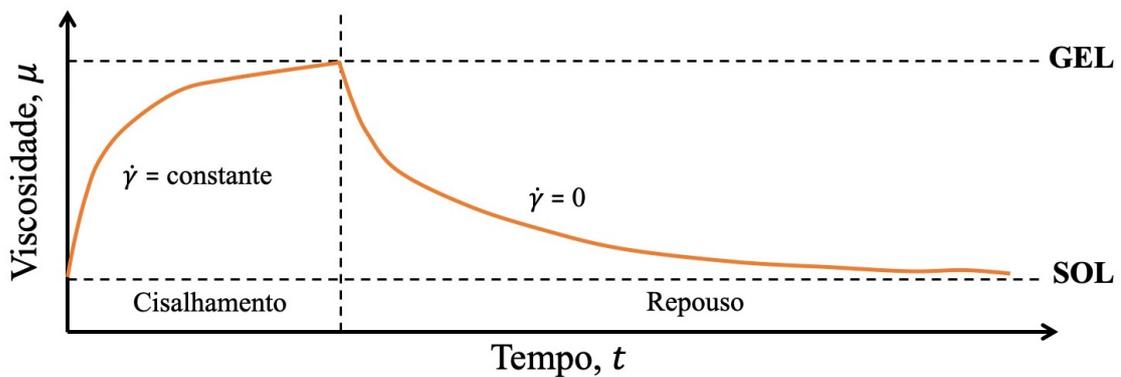
Figura 2.14 – Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B) de um fluido reopético.



Fonte: Adaptado de Chhabra e Richardson (2011)

Conforme falado por Machado (2002), os líquidos reopéticos são caracterizados por um aumento de viscosidade relacionado com o tempo de duração do cisalhamento, e quando são deixados em repouso, eles recuperam sua viscosidade original, ou seja, diminuindo o valor da viscosidade, como pode ser visto na Figura 2.15.

Figura 2.15 – Curva de viscosidade pelo tempo, representando o efeito da reopetia.



Fonte: Adaptado de Machado (2002)

Nesses fluidos, a microestrutura das partículas é quebrada quando o fluido estiver em repouso (estado SOL) e é recondicionada ao estado GEL quando estes forem submetidos ao cisalhamento (CHHABRA; RICHARDSON, 2011).

Chhabra e Richardson (2011) traz alguns exemplos de fluidos reopéticos, citando as suspensões coloidais de pentóxido de vanádio, sob taxas de deformação moderadas, lamas de carvão e água.

Fluidos Não-Newtonianos Independentes do Tempo

Os fluidos que se enquadram nessa categoria são aqueles em que a atuação da tensão de cisalhamento independe do tempo. O comportamento desses fluidos podem ser descritos como:

$$\dot{\gamma} = f(\tau) \quad (2.17)$$

$$\tau = f(\dot{\gamma}) \quad (2.18)$$

Essas equações implicam que o valor da taxa de cisalhamento em qualquer ponto do fluido cisalhado depende apenas do valor da tensão de cisalhamento em determinado ponto e vice-versa. Os fluidos independentes do tempo podem ser divididos em três tipos:

- Pseudoplástico
- Viscoplastico
- Dilatante

Os fluidos ditos **pseudoplásticos** sempre diminui de viscosidade quando a taxa de cisalhamento aumenta, enquanto os **dilatantes** têm comportamento oposto. Um grande número de fluidos não-Newtonianos se comportam como pseudoplásticos, tendo como exemplos típicos as emulsões e as soluções poliméricas ou de macromoléculas. Já os fluidos dilatantes são menos frequentes; algumas pastas dentifrícias, dispersões de polímeros ou resinas e algumas pastas de cimento podem apresentar esse tipo de comportamento (CHHABRA; RICHARDSON, 2011; MACHADO, 2002).

Um modelo reológico mais simples e bastante consolidado na literatura e que pode representar esses dois comportamentos é o modelo de **Ostwald-de-Waele**, ou apenas **Lei da Potência**, cuja tensão de cisalhamento é expressa por:

$$\tau = k\dot{\gamma}^n \quad (2.19)$$

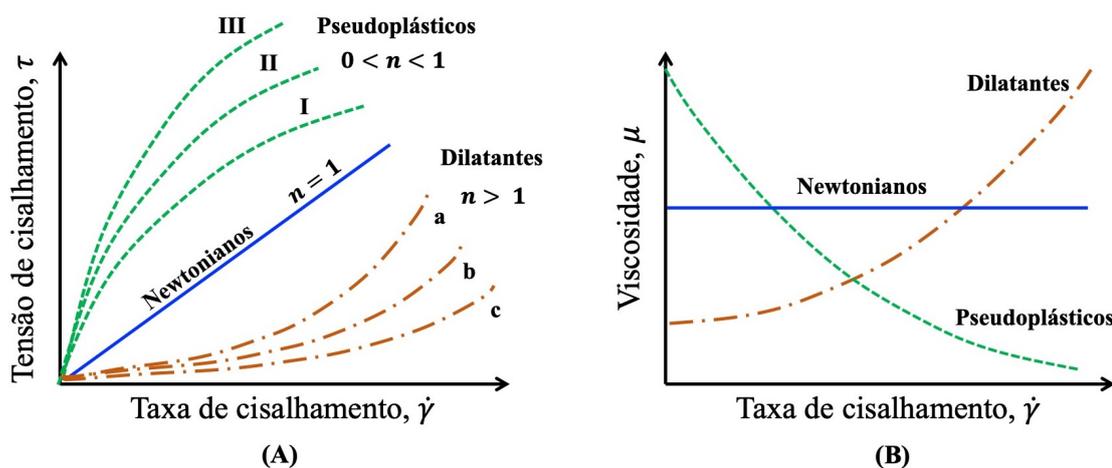
onde k é o índice de consistência do fluido e n é o índice de comportamento do fluido, sendo este um termo adimensional.

O índice de consistência representa o grau de resistência do fluido ao escoamento e quanto maior esse valor, mais "consistente" será o fluido; já o índice de comportamento diz o quão diferente o material é do fluido newtoniano. Com base na Equação 2.8, a viscosidade aparente deste modelo é descrita como:

$$\mu = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (2.20)$$

Segundo Machado (2002), o n pode assumir diversos valores a depender do fluido em análise. Se o valor estiver entre zero e um (representadas pelas curvas I, II e III), o fluido apresenta um comportamento conhecido como **pseudoplástico**. Se o valor de n for maior que um (representadas pelas curvas a, b e c), o fluido tem comportamento nomeado de **dilatante**. E para n igual a um, tem-se o caso trivial do fluido Newtoniano. Esse comportamento pode ser observado na Figura 2.16.

Figura 2.16 – Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de potência.



Fonte: Adaptado de Machado (2002)

Conforme citado por Machado (2002), os sistemas pseudoplásticos, apesar da aparência homogênea, possuem partículas dispersas com formas irregulares, tais como filamentos, placas planares e gotas. Deste modo, quando está em repouso, esses materiais mantêm uma certa ordem interna irregular, possuindo assim uma alta resistência interna ao fluxo, por isso sua alta viscosidade inicial. Com o aumento da taxa de cisalhamento, muitas dessas partículas alinham-se na direção do fluxo, o que facilita o deslizamento entre eles, reduzindo assim a viscosidade.

Ainda seguindo o autor, nos sistemas dilatantes, a baixas taxas de cisalhamento, o dispersante (ou solvente) lubrifica as superfícies das partículas dispersas no fluido e permite uma fácil mudança posicional, fazendo com que a suspensão ou pasta se comporte como um líquido viscoso. Já em altas taxas de cisalhamento, as partículas dispersas ocupam um maior número de posições por intervalo de tempo, o que causa um acréscimo de volume, sendo o dispersante insuficiente para ser distribuído entre todas as partículas dispersas e mantê-las lubrificadas, tornando o sistema mais viscoso. A Tabela 2.4 mostra valores para κ e n de alguns materiais.

Tabela 2.4 – Valores típicos de alguns materiais para as constantes da lei da potência.

Material	Temperatura (K)	n (-)	k (Pa.s ⁿ)
Chocolate	303	0,5	0,7
Iogurte	293	0,5-0,6	25
Ketchup	295	0,24	33
Maionese	298	0,6	5-100
Polietileno de alta densidade	453-493	0,6	3,75-6,2*10 ³
Polietileno de baixa densidade	433-473	0,45	4,3-9,4*10 ³
Polipropileno	453-473	0,4	4,5-7*10 ³
Sangue Humano	300	0,9	0,004

Fonte: Chhabra e Richardson (2011)

Os fluidos **viscoplásticos** são caracterizados por terem um limite de escoamento, *yield stress* (τ_0), que deve ser excedida para então o fluido escoar ou deformar. Eles costumam ser chamados como fluido de potência com limite de escoamento (*Yield Power Law*, YPL) (GOMES, 2019; MACHADO, 2002).

A existência dessa tensão limite de escoamento é resultado das forças de interação entre as partículas dispersas no fluido, que, uma vez excedida, o fluido inicia seu escoamento. Observe que devido a este valor de τ_0 , a curva de fluxo não tem início na origem. De acordo com os autores Schramm (1994), Machado (2002), Chhabra e Richardson (2011), materiais que têm esse tipo de comportamento, apresentam uma estrutura interpartículas tridimensional rígida o bastante para suportar tensões externas inferiores a τ_0 , comportando-se de modo elástico linear. Mas quando a tensão limite de escoamento do material é atingida, essa estrutura é colapsada e o material passa a se comportar como um fluido viscoso. Por isso, o material viscoplástico pode se comportar como sólido ou como líquido sob o aspecto reológico. Boa parte dos fluidos de perfuração apresentam esse tipo de comportamento.

Os dois modelos viscoplásticos mais conhecidos e utilizados são o de Bingham e o de Herschel-Bulkley. O **modelo de Bingham** é o mais simples para descrever o comportamento de um fluido com tensão limite de escoamento. Quando submetidos a uma tensão menor do que τ_0 , os fluidos binghamianos se comportam como sólidos e só escoariam na forma de fluxo tampão, cujo deslizamento relativo entre as camadas de fluido numa certa região não existiriam (MACHADO, 2002; CHHABRA; RICHARDSON, 2011). A tensão de cisalhamento para esse tipo de fluido é dada por:

$$\begin{aligned} \tau &= \tau_0 + \mu \dot{\gamma}, & \text{se } \tau > \tau_0 \\ \dot{\gamma} &= 0, & \text{se } \tau \leq \tau_0 \end{aligned} \quad (2.21)$$

onde μ é a viscosidade plástica, que, ao contrário da viscosidade aparente, é a resistência

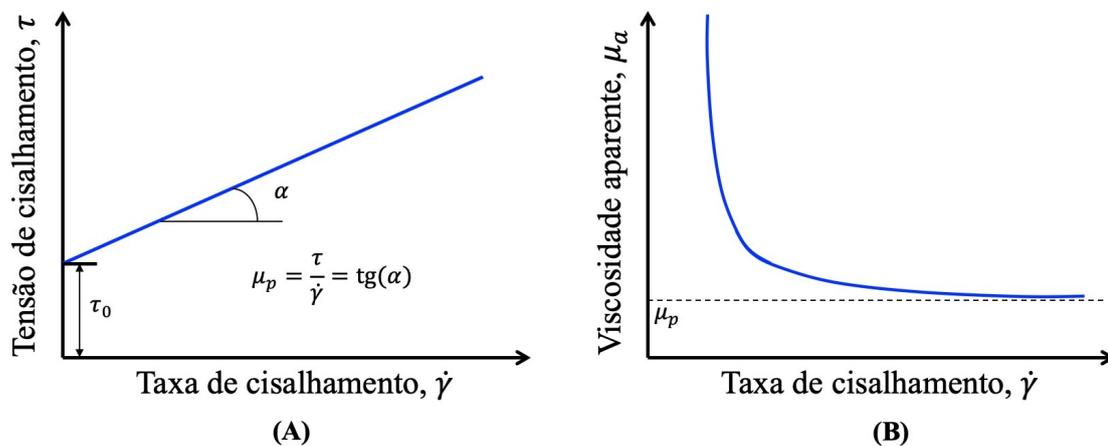
interna real do fluido viscoplástico ao escoamento.

Como mostrada na Equação 2.8, a viscosidade aparente é função da taxa de cisalhamento, que combinando a Equação 2.21, tem-se a viscosidade aparente para os fluidos binghamianos.

$$\mu = \mu_p + \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} \quad (2.22)$$

Quando a taxa de cisalhamento da Equação 2.22 tende ao infinito, o segundo membro dessa equação tende a zero; logo o valor da viscosidade aparente do modelo tende a um valor constante igual a sua viscosidade plástica. A curva de fluxo e a curva de viscosidade para um fluido de Bingham podem ser vistos na Figura 2.17.

Figura 2.17 – Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de Bingham.



Fonte: Adaptado de Machado (2002)

Como exemplo desse tipo de fluido, tem-se as suspensões diluídas de sólido em líquido, como as dispersões argilosas de bentonita em água, utilizadas como fluidos de perfuração de poços.

O **modelo de Herschel-Buckley**, ou também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento, é uma generalização do modelo de Bingham que também engloba a curva de fluxo não linear, tendo três constantes reológicas: tensão limite de escoamento (τ_0); índice de comportamento do fluido (n); e índice de consistência (κ). Por isso também é conhecido como modelo a três parâmetros (MACHADO, 2002; CHHABRA; RICHARDSON, 2011). A equação que define esse modelo é:

$$\tau = \tau_0 + \kappa \dot{\gamma}^n, \quad \text{se } \tau > \tau_0$$

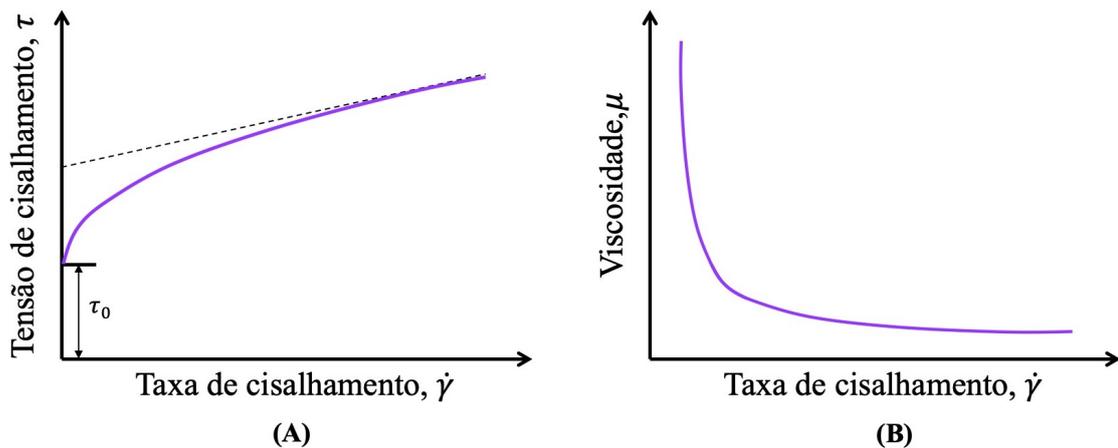
$$\dot{\gamma} = 0, \quad \text{se } \tau \leq \tau_0 \quad (2.23)$$

E combinando as Equações 2.8 e 2.23, pode-se encontrar a viscosidade de Herschel-Bulkley, que é mostrada abaixo.

$$\begin{aligned} \mu \gamma &= \frac{\tau}{k \gamma^{-1}} & \text{se } \tau > \tau_0 \\ \mu \gamma &\rightarrow \infty & \text{se } \tau \leq \tau_0 \end{aligned} \quad (2.24)$$

Um comportamento generalizado das duas equações de Herschel-Bulkley pode ser mostrado na Figura 2.18.

Figura 2.18 – Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) representativas para fluidos de Herschel-Bulkley.



Fonte: Adaptado de Machado (2002)

Fluidos plásticos podem ser classificados tanto como líquidos quanto como sólidos por serem dispersões que podem formar redes estruturadas por forças de van der Waals que conferem ao sistema uma estrutura semi-sólida de alta viscosidade. Quando é aplicada uma força menor do que a necessária para a rede ser mantida, o material é levemente deformado elasticamente; apenas quando essa força aplicada se torna maior que a tensão limite de escoamento é que ocorre uma mudança irreversível de posição. Esse tipo de comportamento é conhecido como plasticidade na reologia (MACHADO, 2002; GOMES, 2019).

Segundo Machado (2002), o modelo de Herschel-Bulkley é o mais utilizado dentre os apresentados, porque engloba em sua equação três parâmetros reológicos, contudo ele apresenta descontinuidade, ou seja, não descreve o comportamento do fluido para tensões menores que τ_0 . Há outros modelos viscoplásticos mais atualizados e robustos que surgem como alternativas ao modelo de Herschel-Bulkley, mas em muitos casos é mais limitado e desenvolvido para um tipo de fluido específico, não sendo aprofundado nesta dissertação.

2.5 Modelagem Numérica

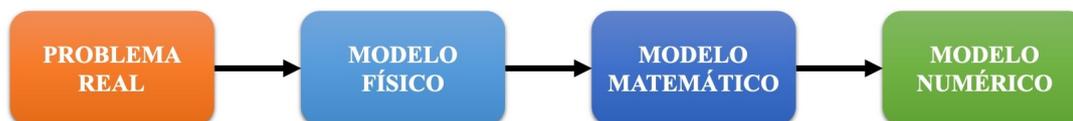
É bastante comum o uso de métodos computacionais para previsão e resolução de problemas na engenharia. A resolução de muitos desses problemas está lastreada em modelar características físicas do material em análise. A abordagem na descrição física do fluido pode

variar a depender da problemática considerada. A matéria pode ser descrita pela física microscópica de seus átomos ou moléculas ou, então, sob o viés macroscópico (LAI, 2009). Dentre alguns métodos numéricos de modelagem, pode-se citar o Método de Volumes Finitos, Método das Diferenças Finitas, Método dos Elementos Discretos, Método dos Elementos Finitos, entre outros.

Segundo Lai (2009), no caso de fluidos, em problemas de engenharia, comumente, a descrição macroscópica é suficiente. Isto significa que as equações governantes de massa, energia e momento são aquelas utilizadas pela teoria do contínuo, desconsiderando a estrutura do material em pequena escala: considera-se a matéria indefinidamente divisível, e os pontos no espaço contínuo descrevem volumes infinitesimais do material.

De forma genérica, há uma sequência a ser seguida de modelos até chegar a modelagem numérica de um fenômeno físico, como pode ser visto na Figura 2.19. A partir do problema real, descreve-se um modelo físico, que considera a geometria, constituição material e também a interação do corpo com meio. Nesta etapa se identifica as leis físicas envolvidas no problema e a relevância de cada uma delas na análise pretendida. Depois, é estabelecido o modelo matemático do problema, que traduz para equações matemáticas o comportamento do fenômeno físico e condições de contorno identificados no modelo anterior. Por fim, no modelo numérico a geometria geralmente sofre simplificações e o sistema de equações diferenciais é resolvido por meio de um método numérico.

Figura 2.19 – Sequência de modelos obtidos de um problema real.



Fonte: Autor (2021)

2.5.1 Fluidodinâmica Computacional

A fluidodinâmica computacional (*Computational Fluid Dynamics* - CFD) é uma técnica para análise de sistemas que envolve o fluxo de fluidos, transferência de energia e fenômenos associados a reações químicas. Ela se baseia na solução matemática de um problema físico de característica fluidodinâmica por meio de equações diferenciais parciais (VERSTEEG; MALASEKERA, 2007). Conforme relatado por Gomes (2019), entre as vantagens de estudos com CFD estão a extrapolação de condições impossíveis ou inviáveis laboratorialmente, baixo custo, aceleração de experimentos que poderiam levar mais tempo, entre outros.

Existem diversos *softwares* CFDs no mercado que são aplicáveis em diversos problemas de Mecânica dos Fluidos. Entre os problemas mais pesquisados podem-se destacar: aerodinâmica ou funcionamento de turbinas de aeronaves, transporte de calor e massa, mecanismos de bombas hidráulicas, misturadores, transporte de sedimentos, entre outros (ARANTES, 2007).

As etapas básicas de funcionamento de um programa de fluidodinâmica computacional são: pré-processador, *solver* e pós-processador. No primeiro, insere-se as entradas de condições e envolve a definição da geometria da região de interesse, geração de malhas numéricas, seleção de fenômenos físicos e químicos, definição das propriedades dos sólidos e fluidos envolvidos e especificações das condições de contorno. Já o *solver* envolve os métodos de resolução do problema definido no pré-processamento. E o pós-processamento deve incluir ferramentas para exibir geometrias, malhas, plotagens de vetores, linhas e contornos, superfícies bidimensionais e tridimensionais e manipulação de visualização (GOMES; MARINHO; OLIVEIRA, 2016; GOMES, 2019).

Segundo Arantes (2007), entre os programas de CFD, é possível citar: FLUENT®¹, CFX®², Star-CD®³, entre outros. Muitos fornecedores utilizam o Método das Diferenças Finitas, o Método dos Elementos Finitos e principalmente o Método dos Volumes Finitos. Conforme Fejoli (2016), o Método dos Volumes Finitos consiste em dividir o domínio computacional em volumes de controle e em seguida integrar temporalmente e espacialmente cada equação de transporte em cada volume de controle.

Considerando a interação entre dois fluidos imiscíveis, é preciso definir os princípios físicos que os afetam. As equações governantes que regem o caso questão são as de Conservação de Massa e Quantidade de Movimento. A equação de Conservação de Massa (ou Continuidade) pode ser descrita como:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \nabla \cdot \vec{v} - \vec{v} \nabla \cdot \rho \quad (2.25)$$

onde \vec{v} é o vetor velocidade.

Pela segunda lei de Newton, a força resultante de um sistema é igual a taxa de variação da quantidade de movimento no tempo. Aplicando essa lei para volume ou elemento de controle diferencial, temos a equação da Conservação de Quantidade de Movimento (ou Equação de Navier-Stokes). Assim:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho \vec{v} - \nabla \cdot \rho \vec{v} \vec{v} - \nabla p - \mu \nabla^2 \vec{v} - \rho \vec{g} = \vec{F} \quad (2.26)$$

onde $\frac{\partial}{\partial t} \rho \vec{v}$ é a aceleração, o termo $\nabla \cdot \rho \vec{v} \vec{v}$ está relacionado à aceleração convectiva, p a pressão, μ a viscosidade efetiva e \vec{F} as forças interfaciais, que leva em conta os efeitos da tensão superficial (σ) para ambas as fases. Para definir essa força, é considerado que a tensão superficial é constante ao longo da interface e que nela só agem forças normais.

O método VoF (*volume of fluid*), desenvolvido por Hirt e Nichols (1981), permite modelar dois ou mais fluidos imiscíveis resolvendo um conjunto único de equações de conservação de massa e quantidade de movimento linear obtendo a fração volumétrica de cada fase ao longo do domínio, prevendo a posição da interface entre os fluidos. Segundo os autores, uma grande vantagem deste método é que ele acompanha regiões em vez de superfícies, evitando problemas lógicos causados pelas superfícies que se cruzam, além de fornecer uma maneira simples e

econômica para localizar fronteiras livres (*free boundaries*) em malhas 2D e 3D. Este método é baseado na utilização de uma variável auxiliar, chamada fração volumétrica α , que identifica a região de cálculo onde cada fase pode ser encontrada. Assim, a fração volumétrica da fase i é definida como: $\alpha = 0$ quando não há fluido i na região; $\alpha = 1$ quando há apenas o fluido i ; e $0 < \alpha < 1$ na região de interface. Conseqüentemente, o somatório das saturações de cada fase deve ser igual a 1.

$$\sum \alpha_i = 1 \tag{2.27}$$

As propriedades e variáveis de interesse são representativas de uma fase ou da mistura, a depender do valor da fração volumétrica. As propriedades da mistura, como densidade (ρ) e viscosidade molecular (μ), são calculadas de acordo com a quantidade de cada fase. Assim:

$$\rho = \alpha_1 \rho_1 + \alpha_2 \rho_2 \tag{2.28}$$

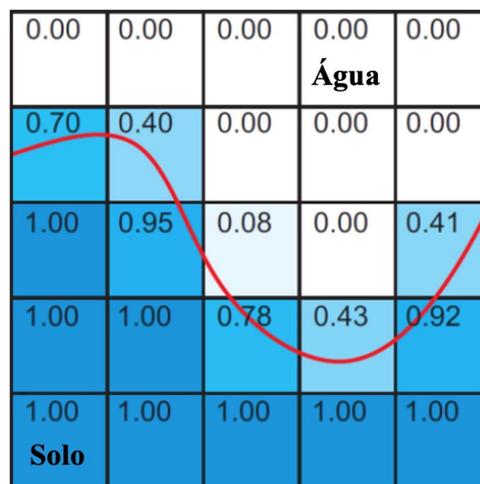
$$\mu = \alpha_1 \mu_1 + \alpha_2 \mu_2 \tag{2.29}$$

A determinação da interface de uma fase nesse método tem como base que a derivada material da fração volumétrica na interface é nula, ou seja:

$$\frac{\partial \alpha_1}{\partial t} + \mathbf{v} \cdot \nabla \alpha_1 = 0 \tag{2.30}$$

A Figura 2.20 mostra a situação descrita pelo método VoF, para um caso de interação água-solo, no qual a fração volumétrica solo (α_1) é mostrada em cada volume de controle, em que quanto maior o tom de azul maior a fração volumétrica de solo. A interface entre o solo e a água é representada pela linha vermelha.

Figura 2.20 – Representação da fração volumétrica do solo (α_1) em cada volume de controle no domínio computacional.



Fonte: Adaptado de Cerqueira (2015)

Segundo Fejoli (2016), o modelo de VoF também pode incluir os efeitos da tensão interfacial ao logo da interface entre as fases. Neste trabalho foi adotado o modelo de força de superfície contínua (*Continuum Surface Force* - CSF), amplamente utilizado em problemas de engenharia. Esse modelo alimenta o termo de tensão interfacial (\vec{F}) da Equação 2.26. Assim, nesse modelo é considerado que a tensão interfacial é constante ao longo da interface e apenas a força normal atua sobre ela. Com base nessas considerações pode ser demonstrado que a queda de pressão na interface depende do coeficiente de tensão superficial e da curvatura da interface, que depende dos raios de curvatura da interface de cada fase r_1 e r_2 , logo:

$$p_2 - p_1 = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (2.31)$$

onde p_1 e p_2 são as pressões dos fluidos em cada lado da interface. No modelo CSF, a curvatura da interface é determinada com base nos gradientes de fração volumétrica em cada lado da interface. A curvatura, K , é definida em termos do divergente do vetor normal:

$$K = -\nabla \cdot \vec{n} \quad (2.32)$$

em que:

$$\vec{n} = \frac{\nabla \alpha}{|\nabla \alpha|} \quad (2.33)$$

onde \vec{n} representa a superfície normal calculada por meio do gradiente da fração volumétrica da fase (α) e n é o vetor unitário paralelo a \vec{n} . Assim, a definição da curvatura acima diz o seguinte: para $K > 0$ o solo está situado sobre o lado côncavo da interface; para $K < 0$ é a água que se encontra no lado côncavo. Em síntese, as forças interfaciais da Equação 2.26 pode ser expressa usando o teorema da divergência, logo:

$$\vec{F} = \sigma \frac{\rho_1 K_1 \alpha_1}{\rho_1 - \rho_2} \vec{n} \quad (2.34)$$

No caso da técnica de jateamento, o fluido jateado pode atingir altos números de Reynolds (que relaciona forças inerciais e viscosas) dependendo da velocidade, deste modo, adotou-se o modelo de turbulência $\kappa - \varepsilon$ RNG, comumente utilizado nas técnicas de CFD para simular e obter características médias de fluxo turbulento devido a sua robustez, economia nos cálculos e precisão (WANG; LI, 2014; WANG; SONG, 2018). Derivado de uma técnica estatística chamada "Teoria do Grupo de Renormalização", ela permite que os números de Prandtl da energia cinética turbulenta (κ) e de sua taxa de dissipação (ε) possam ser determinados através de relações algébricas. A equação para viscosidade turbulenta para este modelo é dada por:

$$\mu_t = \rho C \frac{\kappa^2}{\varepsilon} \quad (2.35)$$

onde C é o coeficiente de fechamento igual a 0,0845. E as expressões para κ e ε para esse

modelo são:

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho \kappa + \nabla \cdot \rho \vec{v} \kappa - \nabla \cdot \lambda \mu \nabla \kappa = G - \rho \varepsilon \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \rho \varepsilon + \nabla \cdot \rho \vec{v} \varepsilon - \nabla \cdot \lambda \mu \nabla \varepsilon = C_1 \frac{\varepsilon}{\kappa} G - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{\kappa} \quad (2.37)$$

no qual λ e λ são os inversos do número de Prandtl de κ e ε , respectivamente, e podem ser encontrados pela expressão:

$$\frac{\lambda - 0.6321}{\lambda_0 - 0.3679} \frac{\lambda}{\lambda_0}, \quad \frac{\mu}{\mu} \quad (2.38)$$

com $\lambda_0=1$.

G representa a geração de energia cinética turbulenta:

$$G = \mu S^2 \quad (2.39)$$

onde S é o módulo do tensor deformação do escoamento médio.

C_1 é uma constante de valor $C_1 = 1.4$. Já C_2 é dada por:

$$C_2 = 1.92 R \quad (2.40)$$

$$R = \frac{C \eta^3 - \eta/\eta_0}{\beta \eta^3} \quad (2.41)$$

com $\eta = S \kappa/\varepsilon, \eta_0 = 4.75$, e $\beta = 0.075$.

3 METODOLOGIA

A estratégia da presente dissertação se encontra na Figura 3.1. Ela começa pela revisão da literatura para a fim de entender a temática do problema e permitir a coleta de dados, para assim elaborar o modelo físico e, a partir disso, a construção do modelo numérico para atribuí-lo uma malha que descreve o domínio espacial para ocorrência dos fenômenos físicos, para que seja possível a simulação numérica do modelo e, por fim, a análise dos resultados.

Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia da dissertação.



Fonte: Autor (2021)

Para resolução da metodologia adotada, usou-se o *software* Fluent® do pacote computacional ANSYS®2021 R1 *Academic* para trabalhar o problema com as ferramentas de fluidodinâmica computacional nas quatro principais etapas: definição do problema, pré-processamento, solução do problema e pós-processamento.

3.1 Definição Física do Problema

O problema a ser analisado nesta dissertação está em considerar os primeiros segundos do início da perfuração de um poço em solo marinho por jateamento para assentamento do revestimento condutor, pois essa operação para esse tipo de revestimento é bastante comum e até preferível em ambiente marinho, onde solo permite que essa técnica seja utilizada (AKERS, 2008; WANG; SONG, 2018).

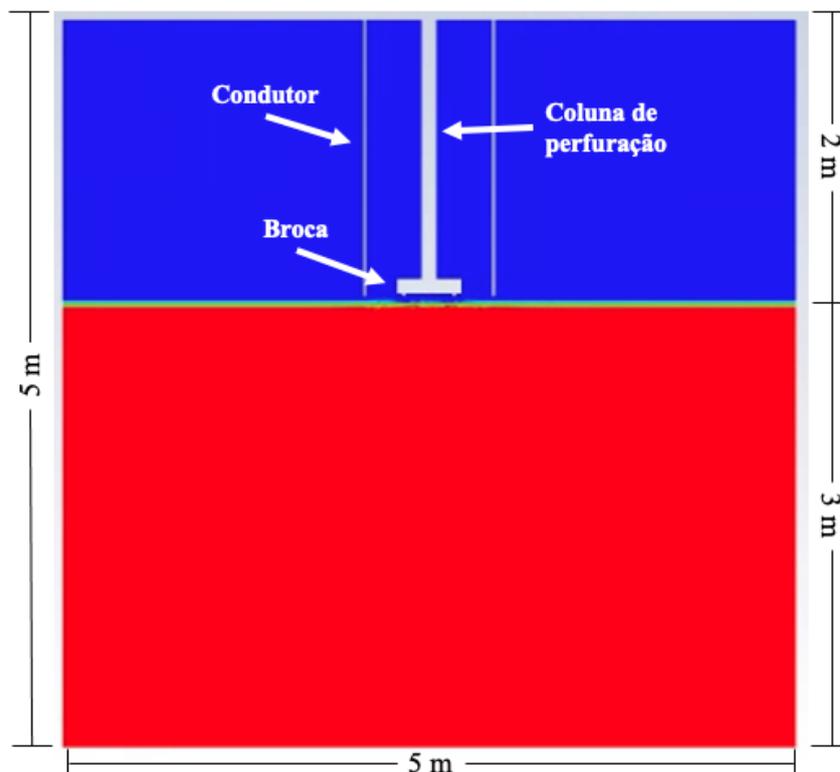
Como a instalação do revestimento condutor pode levar algumas dezenas de metros e engloba movimentos axiais e de rotação, a modelagem fluidodinâmica de todo processo não seria viável, pois tomaria tempo e esforço computacional desproporcionais ao objetivo deste trabalho. Assim, visando a redução de esforço de processamento, preferiu-se focar apenas nos segundos iniciais do jateamento, no qual apenas o jato exerce força para a escavação do solo.

3.2 Geometria

Como o intuito do trabalho é avaliar a influência do jato no início do processo de jateamento bem próximo ao solo, foi considerado que o condutor e a broca estavam a uma distância 5 cm da *mudline*. O domínio pode ser visto na Figura 3.2, o qual apresenta 5 metros de largura por 5 metros de altura, onde 3 metros equivalem a espessura do solo. O condutor adotado possui

36” de diâmetro e 1,5” de espessura, já a coluna de perfuração possui 5” de diâmetro, conforme descrito por Akers (2008).

Figura 3.2 – Domínio do modelo físico adotado.



Fonte: Autor (2021)

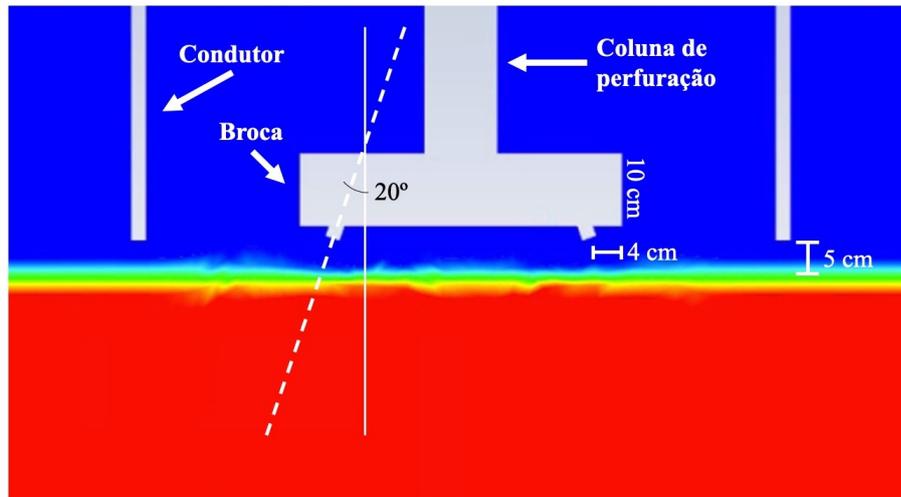
A configuração da broca pode ser vista na Figura 3.3. Foi escolhida o diâmetro de 17 1/2” por ser usualmente utilizada nesse tipo de operação, segundo Akers (2008), Kan et al. (2018). A adoção de 20° para a inclinação do bico com diâmetro e altura de 2 cm foi baseada no trabalho de Wang e Song (2018). Também foi considerado que a broca possui 10 cm de altura. Todas as geometrias deste trabalho foram elaboradas utilizando o aplicativo *SpaceClaim* do pacote Ansys®.

3.2.1 Malha Numérica

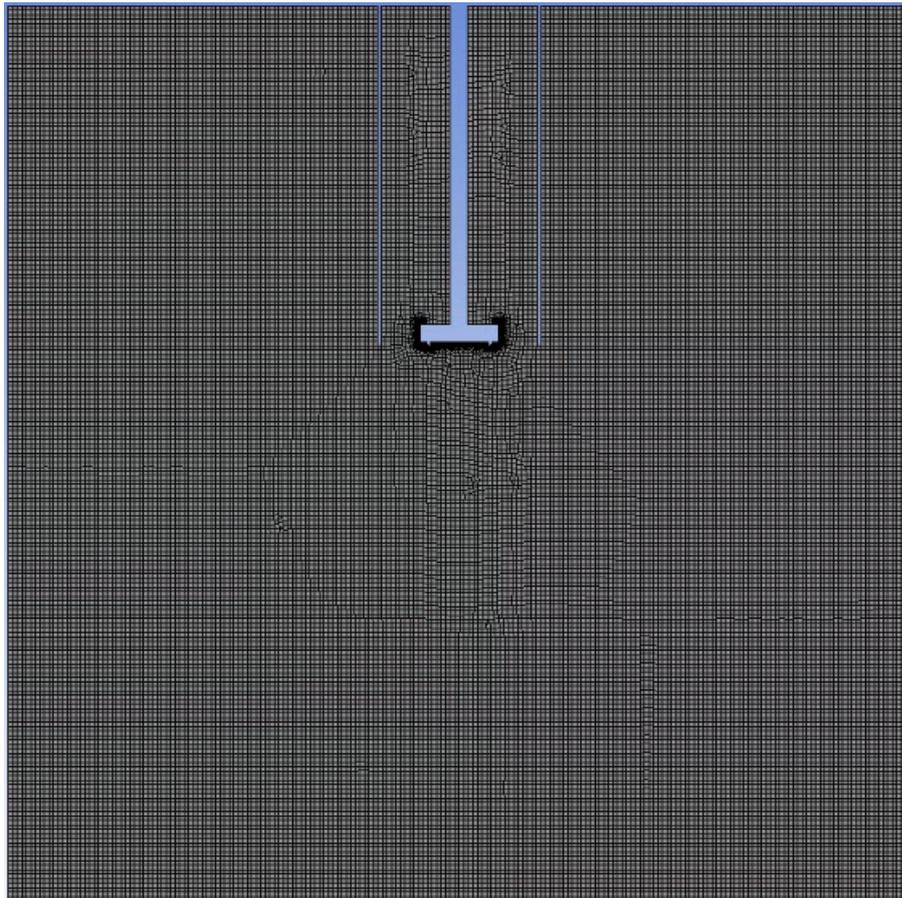
Para geração da malha numérica, Figura 3.4, foi utilizado o aplicativo *Meshing* do pacote Ansys®. Foram impostos limites máximos de tamanho de elemento visando um equilíbrio entre quantidade de elementos e esforço computacional.

A malha gerada é do tipo não estruturada com refinamento na região da broca. Foi considerada a taxa padrão de crescimento dos elementos, igual a 1, e o método de geração quadrilateral dominante com elementos triangulares e quadrilaterais.

As simulações foram realizadas em um computador com processador Inter Core i5-9600k, com 8 núcleos, 16 processadores e 16 gb de RAM.

Figura 3.3 – Detalhes da broca adotada.

Fonte: Autor (2021)

Figura 3.4 – Malha numérica gerada pelo *Meshing* do ANSYS®

Fonte: Autor (2021)

3.3 Propriedades do Solo e do Fluido de Perfuração

Para o modelo base, foi considerado um solo argiloso com características semelhantes ao encontrados no solo marinho com dados reológicos extraídos do trabalho de Wang e Song (2018). Nele, o solo é modelado como fluido viscoplástico de Herschel-Bulkley, sendo possível descrever o comportamento do solo como corpo sólido elástico até o limite de escoamento ser atingido, após este ponto, o solo se comporta como um fluido viscoso. A Tabela 3.1 mostra os parâmetros de Herschel-Bulkley que representa o solo coesivo deste trabalho.

Tabela 3.1 – Parâmetros do modelo do solo.

ρ (kg/m ³)	\mathbf{k} (Pa.s)	\mathbf{n}	τ_0 (kPa)	γ_0 (s ⁻¹)
1750,0	18831,3	0,09983	40	0,001

Fonte: Wang e Song (2018), Gomes et al. (2020)

A água do mar foi adotada como fluido de perfuração base, pois ela é amplamente utilizada em operações desse tipo devido ao seu baixo custo e abundância. Os dados utilizados para representar a água do mar se encontram na Tabela 3.2 e ela se comporta como fluido Newtoniano.

Tabela 3.2 – Parâmetros do fluido de perfuração base (água do mar).

ρ (kg/m ³)	μ (Pa.s)
1021,0	0,001

Fonte: Talley (2011)

Para os casos analisados neste trabalho, adotou-se o valor padrão do programa para a tensão superficial (σ) de 0,072 N.m⁻¹, referente a tensão entre ar e água.

3.4 Modelagem Matemática Aplicada

3.4.1 Hipóteses de Simplificação

Algumas hipóteses foram aplicadas no modelo matemático a fim de economizar recursos computacionais, evitar complexidades não-inerentes ao trabalho proposto e garantir um bom custo benefício entre os resultados e esforço computacional.

a) Variação de temperatura desprezível

Considerando que para os fenômenos requeridos a temperatura não se mostra determinante, então considerar a simulação como isotérmica é uma simplificação razoável, pois as

equações de transferência de energia na forma de calor aumentariam a demanda por esforço computacional.

b) Ausência de reações químicas

Como o foco deste trabalho não está na interação química entre o fluido de perfuração e os materiais adjacentes, mas sim interação física, optou-se por desprezar as reações químicas.

c) Propriedades constantes do fluido de perfuração e do solo

Tanto o fluido de perfuração quanto o solo marinho analisado foram considerados como um material homogêneo e isotrópico, sem variações das propriedades reológicas com a profundidade.

Assim, para o modelo aplicado neste trabalho, as equações de conservação de massa e momento para regime transiente após as simplificações são:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \nabla \cdot \vec{v} = 0 \quad (3.1)$$

$$\frac{\partial \rho \vec{v}}{\partial t} = -\nabla p - \nabla \tau + \rho \vec{g} + \vec{F} \quad (3.2)$$

Enquanto o fluido de perfuração se comporta como um fluido Newtoniano, ou seja, há uma relação linear entre a tensão e taxa de cisalhamento, e sua viscosidade é constante, o solo se comporta como um fluido não-Newtoniano viscoplástico de Herschel-Bulkley, cujos valores são inseridos na equação da conservação da quantidade de movimento, que no ANSYS é representada pela equação abaixo.

$$\tau = \begin{cases} \tau_0 + k\gamma, & \text{se } \gamma > \gamma_0 \\ \tau_0 \left(\frac{2 - n}{n} \right) \frac{\gamma}{\gamma_0}, & \text{se } \gamma \leq \gamma_0 \end{cases} \quad (3.3)$$

Nesse modelo, para baixas taxas de cisalhamento ($\gamma < \gamma_0$), sendo γ_0 a taxa de cisalhamento correspondente a τ_0 , o material se comporta como um fluido altamente viscoso. Quando a taxa de cisalhamento aumenta e ultrapassa a tensão limite de escoamento (τ_0), o comportamento do fluido é descrito pela lei da potência.

Uma vez que no ambiente proposto nessa dissertação há interação entre dois fluidos (o solo como fluido viscoso de Herschel-Bulkley e a água do mar em forma de jato) trataremos o problema como um sistema multifásico, utilizando o método VoF (*volume of fluid*) para prever a posição da interface solo-água, resolvendo as equações de conservação do fluido, e o modelo $\kappa - \varepsilon$ RNG como modelo de turbulência.

Como esquema de discretização de interface adotou-se o CICSAM (*compressive interface capturing scheme for arbitrary meshes* - esquema de discretização numérica dos métodos de captura de interface), que é um esquema de advecção de interface de alta resolução desenvolvido por Ubbink (1997), sendo indicado para fluxo com altas razões de viscosidade entre as fases, como é caso do solo e do fluido jateado (ANSYS, 2020; WANG; SONG, 2018). Dentre as vantagens desse esquema em relação a outros é sua alta resolução, baixo custo computacional e a não necessidade de reconstrução da malha para que os pontos nodais coincidam com a interface.

3.4.2 Condições de Contorno e de Início

a) Entrada

Considerou-se o perfil de velocidade do jato nos bicos da broca como 20 m/s para o caso base.

b) Saída

Como condição de saída na parte superior do domínio, considerou-se pressão de referência nula.

c) Paredes do condutor, broca e coluna de perfuração

Foi admitida uma condição de não-escorregamento (*no slip wall*), de forma com que a velocidade relativa do fluido em relação à parede seja nula.

d) Início

Todas as simulações foram realizadas em regime transiente com um número máximo de 50 iterações para cada *step*. Cada caso foi simulado para um tempo total de 30 segundos com passos de tempo de 0,003 segundos. Cada simulação durou, em média, 3 horas para sua realização.

3.5 Estudo de Caso

3.5.1 Teste de Qualidade e Convergência da Malha

A malha representa a união dos elementos subdivididos, assim, sua eficiência depende do refinamento feito. A qualidade da malha tem papel importante na precisão e estabilidade da simulação numérica, pois uma malha com má qualidade pode levar a dificuldades na convergência e má descrição do problema físico.

Dentre os principais atributos associados com a qualidade da malha no *Ansys Fluent* estão: qualidade do elemento; razão de aspecto; *skewness*; e ortogonalidade. Cada elemento traz

detalhes sobre a qualidade da malha observando um determinado aspecto, como pode ser visto a seguir.

- **Qualidade do Elemento (Element Quality):** fornece uma qualidade métrica do volume por meio da razão entre a área do elemento e o somatório de seus lados ao quadrado. O resultado dessa métrica estará entre 0 e 1, no qual 1 indica um quadrado/cubo perfeito.
- **Razão de Aspecto (Aspect Ratio):** mede o alongamento de uma célula/superfície por meio da razão entre a maior e menor aresta do elemento. Quanto mais próximo de 1 estiver a razão de aspecto do elemento, melhor a qualidade da malha, pois valores altos de razão de aspecto podem levar erros na aproximação numérica.
- **Skewness:** indica o quão perto de uma superfície/célula ideal o elemento está. O resultado varia em uma escala de 0 a 1, e quanto mais próximo de 0 estiver esse parâmetro, melhor.
- **Ortogonalidade (Orthogonal Quality):** avalia o quanto o ângulo do elemento gerado na malha está próximo do ângulo tido como ideal, que é 60° para elementos de face triangular e 90° para elementos de face quadrilateral. A escala desse parâmetro também varia de 0 a 1, mas quanto mais próximo de 1, melhor a qualidade da malha.

Foi feito um estudo de convergência da malha, que consiste em realizar simulações refinando a malha até não encontrar diferenças significativas nos valores das variáveis analisadas. O parâmetro adotado para o refinamento da malha deste estudo foi o limite (ou tamanho da aresta) de cada elemento e, assim, analisou-se nove malhas distintas do tipo não-estruturada para ser feito o teste de convergência com uma densidade maior de elementos na região da broca, garantindo uma melhor precisão dos resultados. Os valores considerados neste teste estão dispostos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Características das malhas da análise de sensibilidade.

	Limite (cm)	Elementos	Nós
Malha 1	6,0	7387	7678
Malha 2	5,0	10397	10740
Malha 3	4,0	16073	16501
Malha 4	3,5	20855	21337
Malha 5	3,0	28349	28911
Malha 6	2,5	40256	40295
Malha 7	2,0	62576	63410
Malha 8	1,5	110066	111162
Malha 9	1,0	247950	249630

Fonte: Autor (2021)

3.5.2 Modelo Proposto

Para o caso base, que foi usado como referência para estudos posteriores, foi analisada a escavação do solo pelo jato considerado uma broca de 17 1/2” e bicos com inclinação de 20° que estão jateando água do mar a uma velocidade de 20 m/s (aproximadamente 400 gal/min, considerando a broca com 4 bicos, estando condizente com a vazão volumétrica apontada por Akers (2008)). Para este caso, também foi considerado que não houve deslocamento relativo entre a broca e o revestimento condutor: *bit stick-out* = 0 cm.

3.5.3 Variação da Velocidade do Jato

Neste caso, foi analisada a influência da velocidade do jato na escavação do solo. Foram adotadas as seguintes velocidades com base em Wang e Li (2014) e considerando uma broca com quatro bicos para avaliar a vazão volumétrica conforme o trabalho de Akers (2008):

Tabela 3.4 – Velocidades do jato.

	Velocidade (m/s)	Vazão volumétrica (gpm)
Caso 1	10	200
Caso 2	20	400
Caso 3	30	600
Caso 4	40	800

Fonte: Akers (2008), Wang e Li (2014)

3.5.4 Variação da Inclinação do Bico

Aqui, foi observada a influência da inclinação dos bicos na escavação do solo. As inclinações adotadas foram de 0° e 20°, conforme a geometria mostrada nos trabalhos de Wang e Li (2014), Wang e Song (2018) para as velocidades de jato dispostas na Tabela 3.4.

3.5.5 Variação do Diâmetro da Broca

Neste caso, foi observada a influência do diâmetro da broca na escavação do solo. Assim, foram adotados os diâmetros de 13”, 17 1/2” e 26”, baseados nos estudos de Akers (2008), Kan et al. (2018).

3.5.6 Variação do *Bit Stick-out*

Neste parâmetro, foi vista a influência do *bit stick-out* na escavação do solo. o *bit stick-out* é a distância relativa entre a base da broca e revestimento condutor, que caso a broca esteja posicionada fora do condutor, o *bit stick-out* tem valor positivo, mas se ela estiver posicionada

para dentro do revestimento, tem-se de um *bit stick-out* negativo. Os valores para *bit stick-out* adotados neste trabalho, tomando como base o estudo de Kan et al. (2018), foram de 0 cm, -5,1 cm e -12,7 cm.

3.5.7 Variação do Fluido de Perfuração

Para esta variação, foi observada a influência do fluido de perfuração na escavação do solo. Alguns fluidos de perfuração foram pesquisados na literatura a fim de utilizar seus dados no simulador. Como Fluido Base foi considerado a água do mar. Outros três fluidos foram utilizados nessa pesquisa para que fosse possível fazer uma comparação da influência nas propriedades reológicas do fluido na perfuração. A composição de cada fluido está descrita a seguir.

- **Fluido Base:** Água do mar.
- **Fluido de Perfuração 1:** Fluido de perfuração sintético base óleo com parafina hidrogenada linear, salmoura não saturada de NaCl, CaO, emulsificante (MUNIZ, 2005).
- **Fluido de Perfuração 2:** Fluido base água com NaCl (4,0%), goma xantana, amido, NaOH, bentonita sódica ativada pré-hidratada, triazina e baritina (VALE et al., 2017).
- **Fluido de Perfuração 3:** Fluido de perfuração base óleo vegetal com solução de água, glicerina e tensoativos não iônicos (MELO, 2019).

A Tabela 3.5 mostra as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração utilizados nessa dissertação com base no modelo reológico de Herschel-Bulkley.

Tabela 3.5 – Parâmetros reológicos dos Fluidos de Perfuração (Herschel-Bulkley).

Fluido	Densidade (kg/m³)	Índice de comportamento (-)	Índice de consistência (Pa.sⁿ)	Limite de escoamento (Pa)
FP 1	911,2	0,8362	0,0297	0,310
FP 2	1090,4	0,7370	0,0830	5,490
FP 3	1150,0	0,7180	1,5200	0,174

Fonte: Baseado em Muniz (2005), Vale et al. (2017)

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são mostrados e discutidos os resultados obtidos após as simulações. Primeiramente, foi realizado um estudo da Qualidade e Teste de Convergência da Malha. Depois disso, é feita uma análise detalhada do Caso Base em separado. Em seguida, são discutidos os resultados referentes à velocidade do jato, inclinação do bico, tamanho e posição da broca e fluidos de perfuração.

4.1 Influência da Malha Numérica

O teste de malha foi feito a fim de verificar a precisão e confiabilidade dos resultados obtidos por meio da simulação e, para isso, foi-se refinando a malha conforme mostrado na Tabela 3.3 com o intuito de obter o melhor resultado possível do modelo elaborado com o menor esforço computacional.

Para o teste de malha, adotou-se uma distância de 20 cm entre o solo e o conjunto broca + condutor em vez de 5 cm, pois a malha mais grosseira tem 6 cm de tamanho de elemento, podendo levar a resultados instáveis e não precisos. Para cada malha gerada, observou-se primeiramente a qualidade dela, pois uma malha de má qualidade pode gerar problemas de convergência e resultados incertos. A Tabela 4.1 mostra os parâmetros de qualidade para cada malha gerada.

Tabela 4.1 – Qualidade da malha.

	Qualidade do elemento	Razão de aspecto	Skewness	Ortogonalidade
Malha 1	0,96676	1,049	0,0348	0,99381
Malha 2	0,97202	1,039	0,0299	0,99513
Malha 3	0,98236	1,023	0,0193	0,99703
Malha 4	0,98474	1,021	0,0165	0,99748
Malha 5	0,98812	1,019	0,0128	0,99822
Malha 6	0,99156	1,010	0,0089	0,99866
Malha 7	0,99239	1,011	0,0083	0,99900
Malha 8	0,99274	1,010	0,0079	0,99915
Malha 9	0,99548	1,005	0,0048	0,99956

Fonte: Autor (2021)

Através dos resultados obtidos, pode-se afirmar que a malha de cada caso é considerada excelente com base esses quatro atributos analisados, conforme definição do Ansys (2020). Além disso, também é possível observar a partir dos valores apresentados que quanto mais refinada a malha, melhor é a sua qualidade.

Após conferida a confiabilidade morfológica de cada malha, fez-se o teste de convergência delas com base no refinamento (aumento da quantidade de elementos) a fim de verificar a escavação do solo em termos de profundidade e largura (principais variáveis de saída analisadas para o modelo estudado) obtidas após o 30 s de simulação, este valor de tempo foi escolhido porque depois desse período não houve aumento significativo da escavação. Os valores obtidos após a simulação estão dispostos na Tabela 4.2.

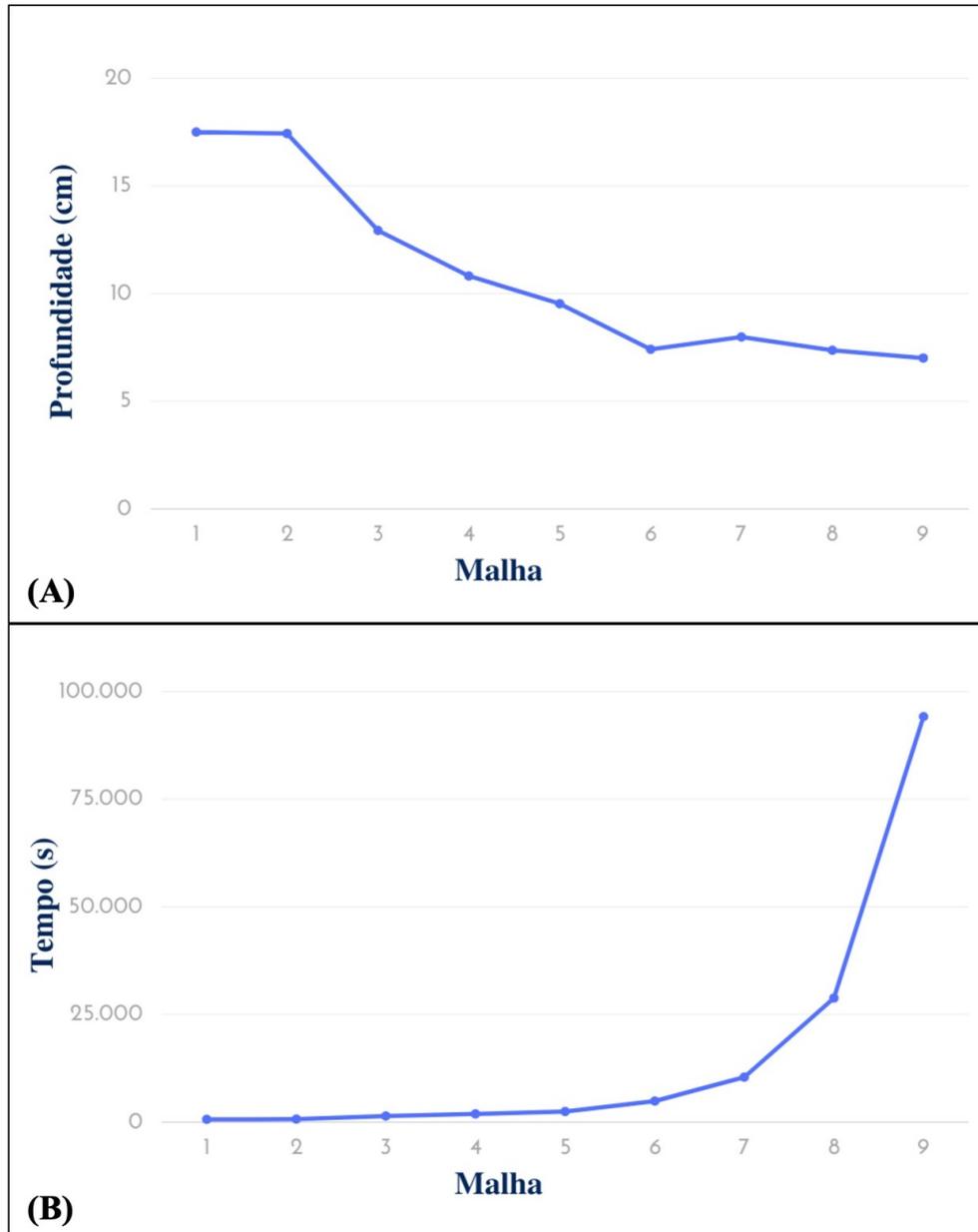
Tabela 4.2 – Teste de convergência da malha.

	Profundidade (cm)	Largura (cm)	Tempo (s)	Tempo (hr)
Malha 1	17,50	67,70	672,33	0,187
Malha 2	17,43	70,29	707,73	0,197
Malha 3	12,93	75,65	1421,08	0,395
Malha 4	10,82	74,24	1918,28	0,533
Malha 5	9,53	78,53	2494,21	0,693
Malha 6	7,41	76,67	4909,36	1,364
Malha 7	7,99	76,37	10454,75	2,904
Malha 8	7,37	75,15	28834,67	8,010
Malha 9	7,01	74,24	94183,64	26,162

Fonte: Autor (2021)

Considerando os resultados encontrados e levando-se em conta a Figura 4.1 que demonstra os valores obtidos para a profundidade atingida pelo jato em detrimento do esforço computacional requerido. Pela Tabela 4.2, é possível observar o salto do tempo computacional ao sair da malha menos refinada (0,187 hr) para a mais refinada, que ultrapassa 26 horas de simulação. Com os gráficos da Figura 4.1, é possível visualizar que a malha tende a convergir para uma profundidade máxima de escavação com o seu refinamento, como pode ser visto na Figura 4.1 - (A), em contrapartida do tempo necessário para realizar a simulação, Figura 4.1 - (B), que sobe exponencialmente.

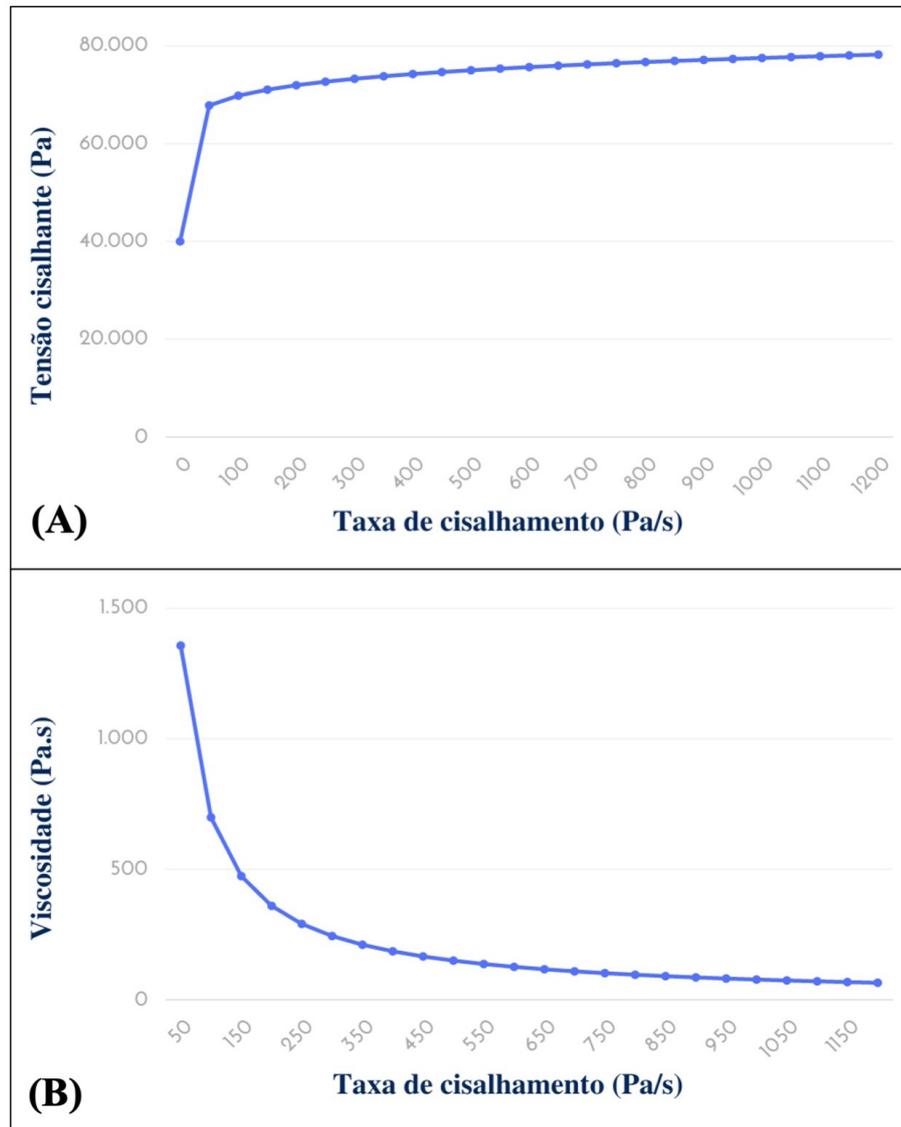
Deste modo, preferiu-se escolher a malha 6, com tamanho de elemento de 2,5 cm, para fazer as simulações do modelo em análise, pois apresenta uma diferença de 5,7% na profundidade de escavação atingida em relação a malha com maior refinamento (com limite de 1,0 cm), diferença baixa considerando o equilíbrio entre quantidade de elementos e custo computacional, tendo em vista que o tempo de simulação entre as malhas 6 e 9 é quase 20 vezes maior. Comparando com as malhas 7 e 8, a malha 6 foi a preferida porque a malha 7 foge levemente da tendência de convergência enquanto a malha 8 apresentou valores próximos para profundidade e largura escavadas a um custo computacional 6 maior.

Figura 4.1 – Teste de convergência de malha: (A) profundidade atingida; (B) tempo de simulação.

Fonte: Autor (2021)

4.2 Influência do Modelo de Solo Proposto

Com base na equação de Herschel-Bulkley (Equações 2.23 e 2.24) e os dados utilizados da Tabela 3.1, elaborou-se a Figura 4.2, que mostra o comportamento do solo adotado para tensão cisalhante e viscosidade com a variação da taxa de cisalhamento.

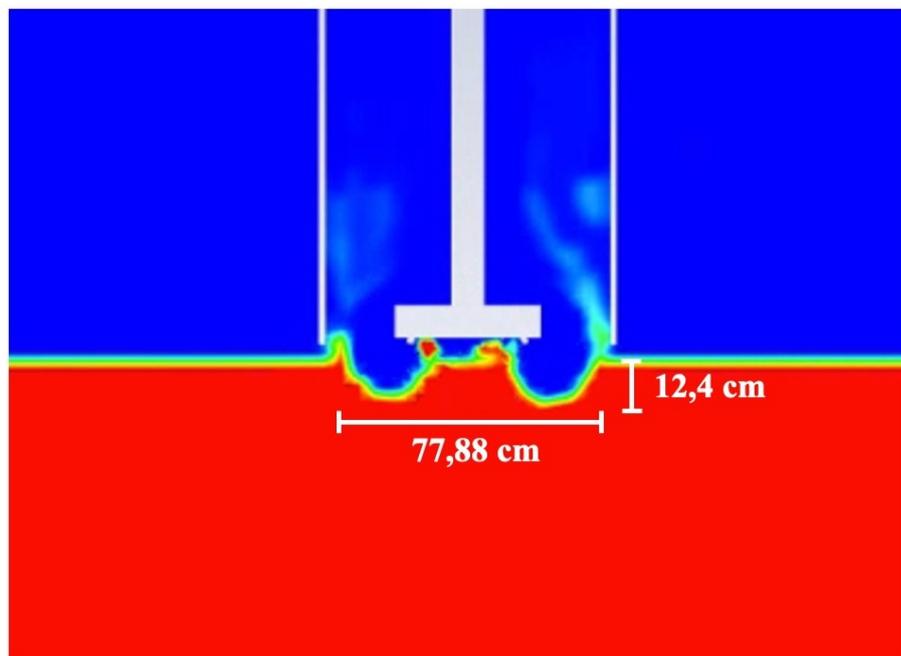
Figura 4.2 – Gráfico (A) da curva de fluxo e (B) de viscosidade do solo adotado.

Fonte: Autor (2021)

A Figura 4.3 apresenta o perfil de escavação do modelo de solo obtido com o jato incidente inclinado a 20° para 30 s de simulação, usando água do mar como fluido de perfuração. Na imagem, o solo marinho está apresentado em vermelho, no qual a fração volumétrica dele nesta região é igual a 1 ($\alpha_1 = 1$) e igual a 0 na região em azul escuro, que representa a água. A região da interface solo-água, ou seja, entre os dois fluidos, tem valores para α_1 maior que 0 e menor que 1.

Como o intuito é avaliar as profundidades e larguras obtidas após o processo de escavação, optou-se por buscar as regiões com VoF de 0,5, representando a mediana da interface entre os fluidos. Deste modo, a profundidade e largura obtidas ao final da simulação para este caso foi de 12,40 cm e 77,88 cm, respectivamente. Apesar de não ter sido encontrados dados na literatura de solos marinhos para validar o modelo proposto, é possível fazer uma análise qualitativa da

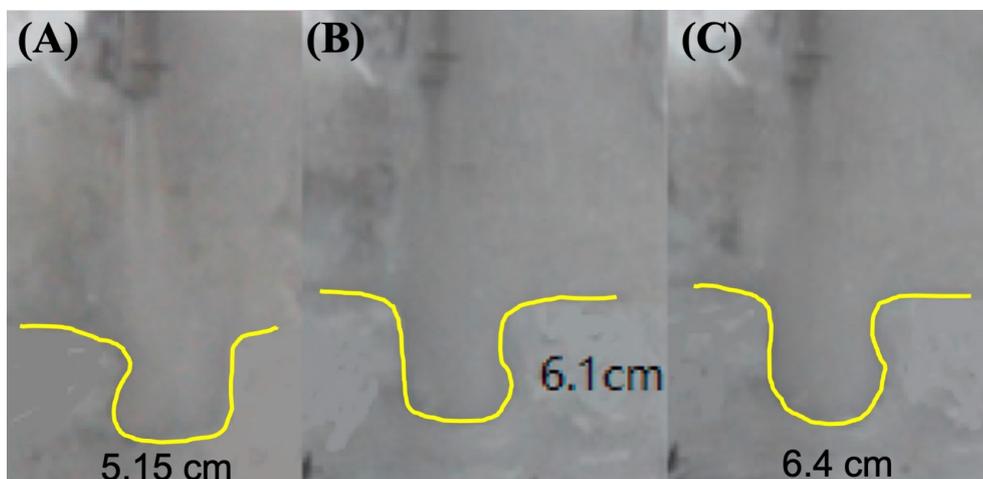
Figura 4.3 – Escavação do solo do caso base após 30 s de simulação. Fração volumétrica do solo em vermelho.



Fonte: Autor (2021)

escavação por meio de uma comparação visual do perfil de escavação do solo com o obtido experimentalmente por Wang e Song (2018) em seu trabalho. Nos experimentos, os autores investigaram de forma experimental e numérica o mecanismo de escavação em operações de jateamento do condutor em solos coesivos (argilosos e siltosos) com um jato de 16,8 m/s. A partir disso, nota-se, com a Figura 4.3, que nessa etapa inicial do processo de escavação o solo tende a se assemelhar com um sino invertido de forma quase simétrica, fato experimentalmente comprovado pelos autores, como pode ser visto na Figura 4.4.

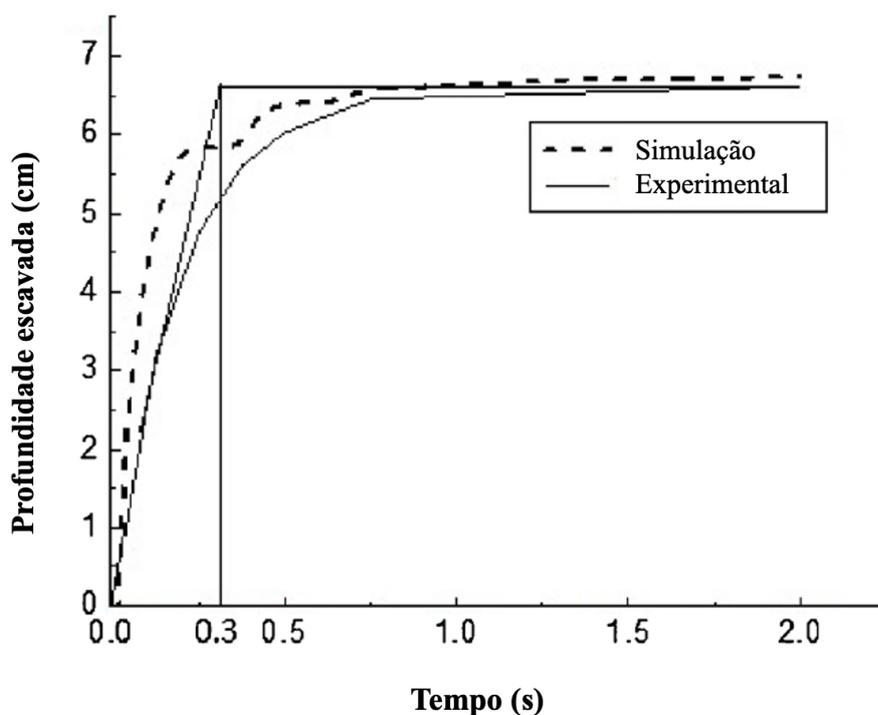
Figura 4.4 – Perfil de escavação do jato em (a) 0,24 s; (b) 0,48 s; (c) 1,0 s.



Fonte: Wang e Song (2018)

Outro fato observado em comparação com o trabalho de Wang e Song (2018) é a velocidade no qual o solo é escavado. No estudo, os autores mostraram que o perfil de escavação do solo é formado quase que instantaneamente, rapidamente chegando à "profundidade de corte" de aproximadamente 6 cm. Profundidade de corte é o termo usado pelos autores para o valor da profundidade limitante do estágio de limpeza. Os autores dividem a escavação em dois estágios, o inicial e o de limpeza. Eles chamam de estágio inicial o de escavação instantânea, que a profundidade escavada cresce rapidamente e quase linear. Enquanto que no estágio de limpeza, a profundidade cresce de forma menos acentuada até atingir a profundidade limitante. Os autores elaboraram uma curva comparativa entre o caso experimental e simulado para validação de profundidade escavada versus tempo (Figura 4.5), no qual também pode-se observar os dois estágios falados por eles.

Figura 4.5 – Profundidade escavada em função do tempo.

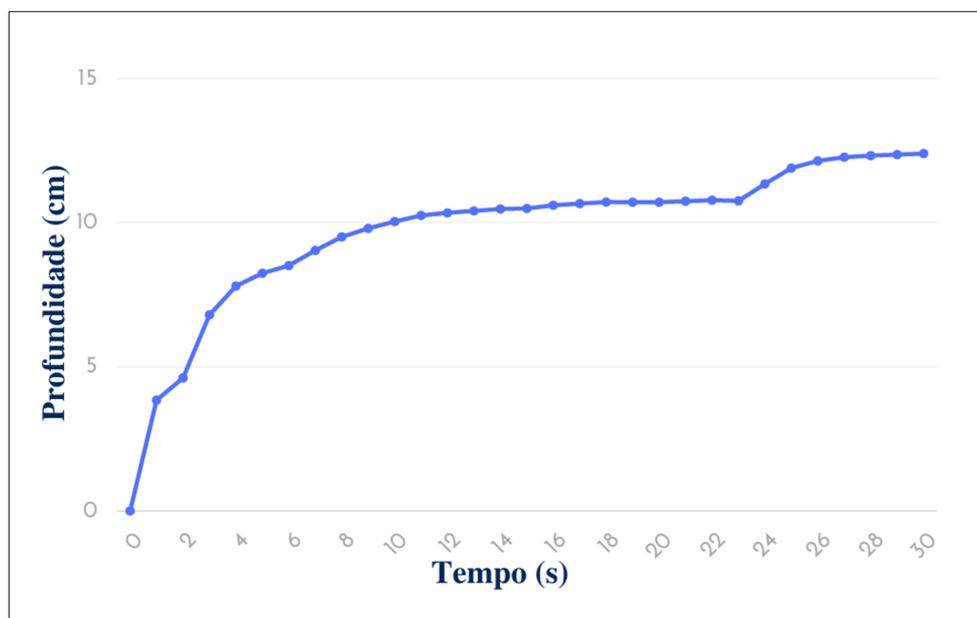


Fonte: Modificado de Wang e Song (2018).

Na Figura 4.6, é possível reparar a evolução da profundidade escavada em cada segundo para o caso base deste trabalho. Nela, também pode-se notar os dois estágios mencionados por Wang e Song (2018), o inicial e o de limpeza. O estágio inicial vai até aproximadamente 4 s, cuja profundidade chega cerca de 8 cm. Após isso, o ritmo de escavação diminui, passando para o estágio de limpeza, com a profundidade escavada chegando aos 12,4 cm no final da simulação (30 s). Também foi feita a simulação considerando 60 s, mas não houve mudança significativa na profundidade escavada, posto isto, tanto para o caso base quanto para os demais modelos foram considerados o tempo de simulação de 30 s para não tomar tempo nem haver

esforço computacional desnecessários.

Figura 4.6 – Profundidade escavada em função do tempo (Caso Base).

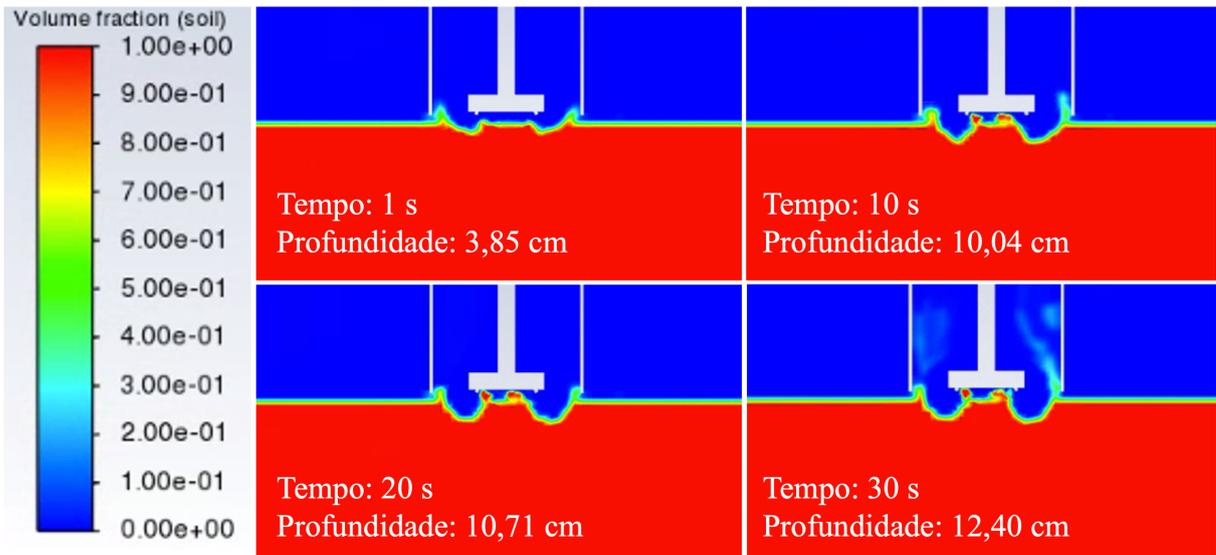


Fonte: Autor (2021).

Pela Figura 4.6, é possível observar o solo comportando-se como um corpo elástico até aproximadamente 2 s e plástico até por volta dos 6 s. Após esse momento, o jato fornece energia cinética suficiente na interface entre os fluidos para superar o limite de escoamento e, a partir disso, entrar na fase viscosa, que é quando começa o escoamento. O termo limite de escoamento é justamente o ponto que separa a fase plástica da viscosa. Essa energia cinética provém da pressão exercida pelo fluido que sai do jato e é transferida ao solo pela quantidade de movimento através da interface entre os fluidos.

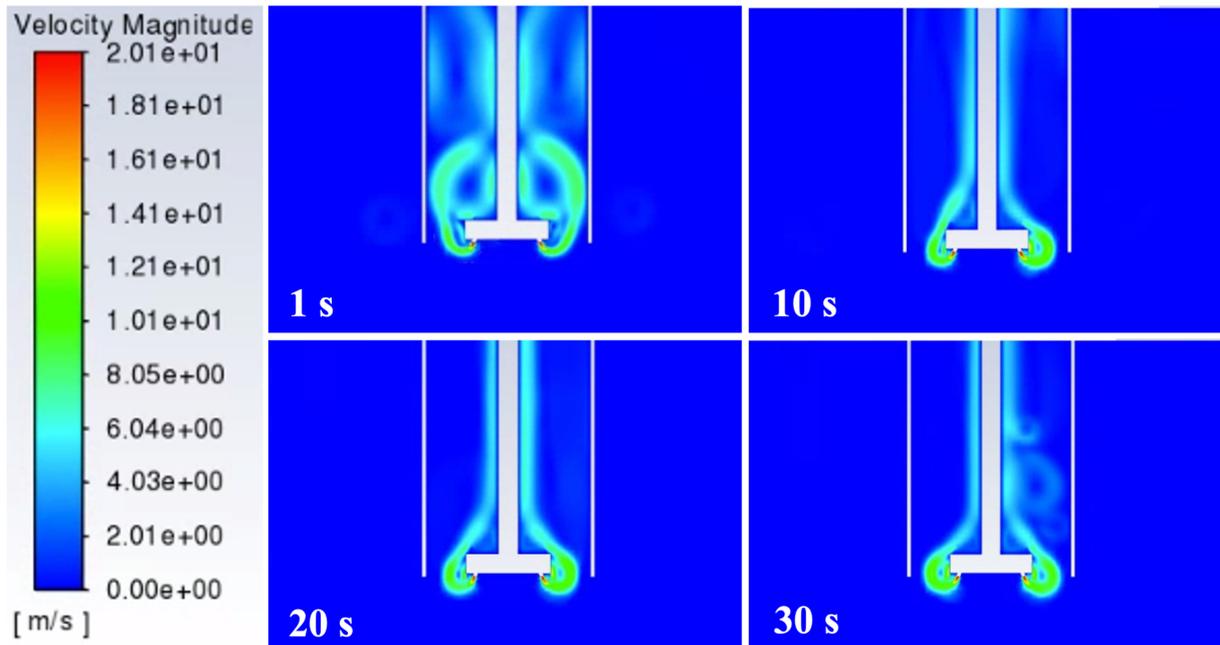
A evolução da escavação do solo e do perfil de velocidade do jato em função do tempo são mostradas nas Figuras 4.7 e 4.8, respectivamente.

Figura 4.7 – Evolução da profundidade escavada em função do tempo (Caso Base).



Fonte: Autor (2021).

Figura 4.8 – Evolução do perfil de velocidade em função do tempo.

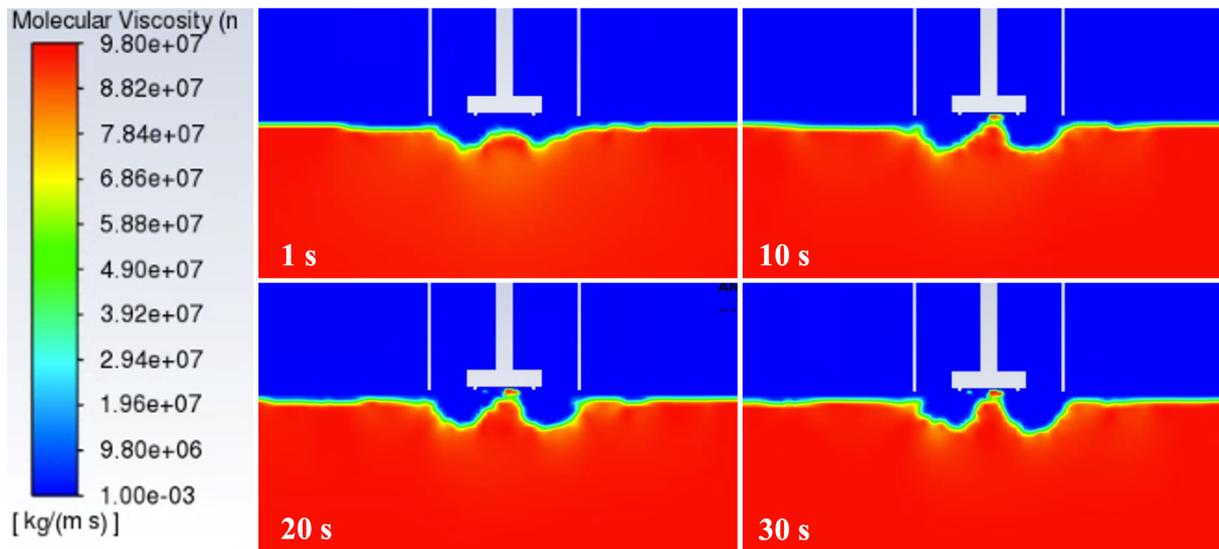


Fonte: Autor (2021).

Quanto mais próximo a interface entre os fluidos estiver da fonte geradora de energia, ou seja, do bico da broca, maior a força exercida sobre ela. E quanto maior a força no fluido, maior a taxa de cisalhamento e, conseqüentemente, menor a viscosidade dinâmica do fluido, como pode ser observado pelo gráfico do solo de Herschel-Bulkley usado neste trabalho da Figura 4.2 - (B). Também é observável a formação de vórtices logo após a saída do fluido pelo jato, cujas possíveis causas são a inclinação do bico e a barreira que o fluido encontra na interface entre

os fluidos. Na Figura 4.9 é possível observar a variação de viscosidade do solo em função do tempo.

Figura 4.9 – Evolução da viscosidade em função do tempo.



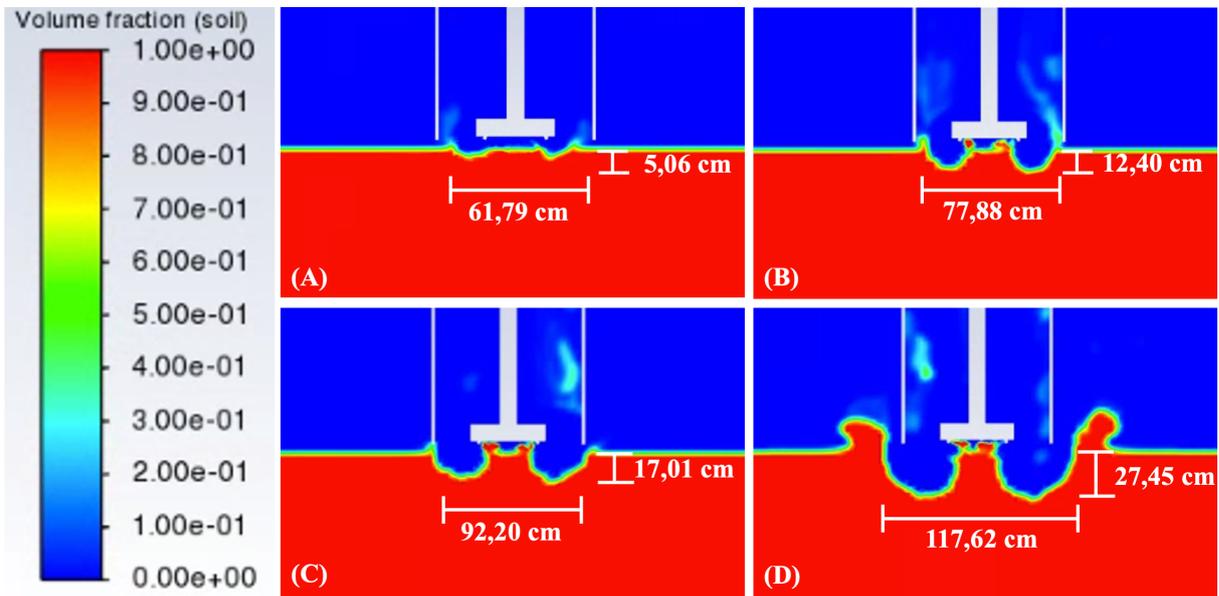
Fonte: Autor (2021).

O comportamento desse modelo de solo é esperado em fluidos viscoplásticos. Pela Figura 4.9, é possível notar a redução da viscosidade nas regiões próximas aos bicos da broca causada pelo aumento da taxa de cisalhamento. Com o aumento da distância entre o bico e a interface água-solo, o jato passa a exercer menos força e, conseqüentemente, há uma diminuição na taxa de cisalhamento, reestabelecendo, então, a viscosidade do solo, chegando a uma posição de equilíbrio, chamada por Wang e Song (2018) de profundidade limite ou "de corte". Essa posição de equilíbrio ocorre quando a força exercida pelo jateamento do fluido de perfuração é igual a resistência proferida pela viscosidade do solo, assim, a cavidade formada tende a se estabilizar com o tempo sob as mesmas condições de operação.

4.3 Influência da Velocidade do Jato

A Figura 4.10 mostra o perfil de escavação feita pelo jateamento com a variação de velocidade, em fração volumétrica do solo. A velocidade do jato é aumentada linearmente de 10 em 10 m/s até a velocidade de 40 m/s, tomando como base o trabalho de Wang e Li (2014). Dentre todas as análises feitas neste trabalho, a velocidade do jato foi o fator que mais influenciou na escavação do solo, pois quanto maior a velocidade do jato, maior a força incidida no solo, levando a maiores deformações do solo. Este fato foi mostrado e afirmado pelos autores Wang e Li (2014), Wang e Song (2018).

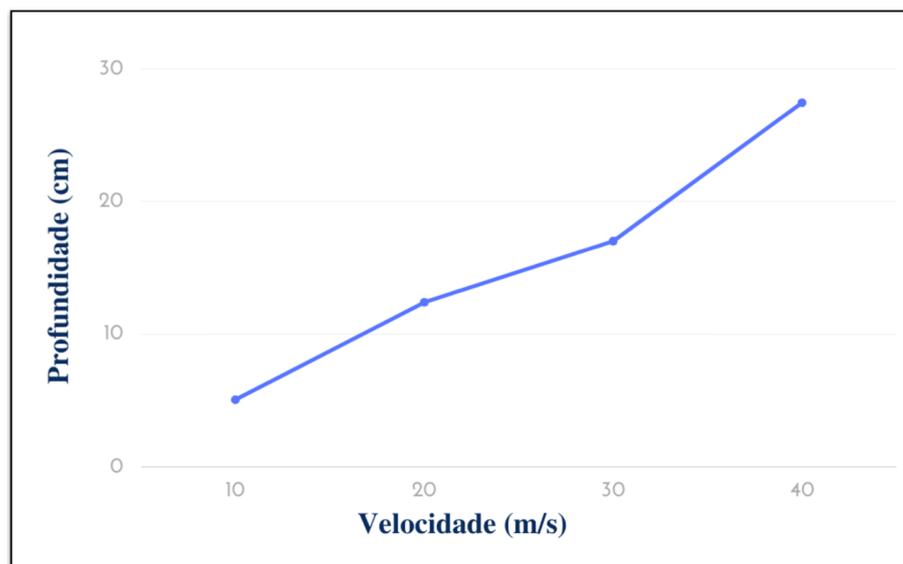
Figura 4.10 – Perfil de escavação do solo após 30 s de simulação para diferentes velocidades de jato. (A) 10 m/s (B) 20 m/s (C) 30 m/s (D) 40 m/s.



Fonte: Autor (2021).

Contudo, apesar do aumento de velocidade do solo ter sido linear (10 m/s, 20 m/s, 30 m/s e 40 m/s), a profundidade escavada ao final da simulação não teve o mesmo comportamento, como pode ser visto no gráfico da Figura 4.11.

Figura 4.11 – Variação da profundidade escavada com diferentes velocidades de jato.



Fonte: Autor (2021).

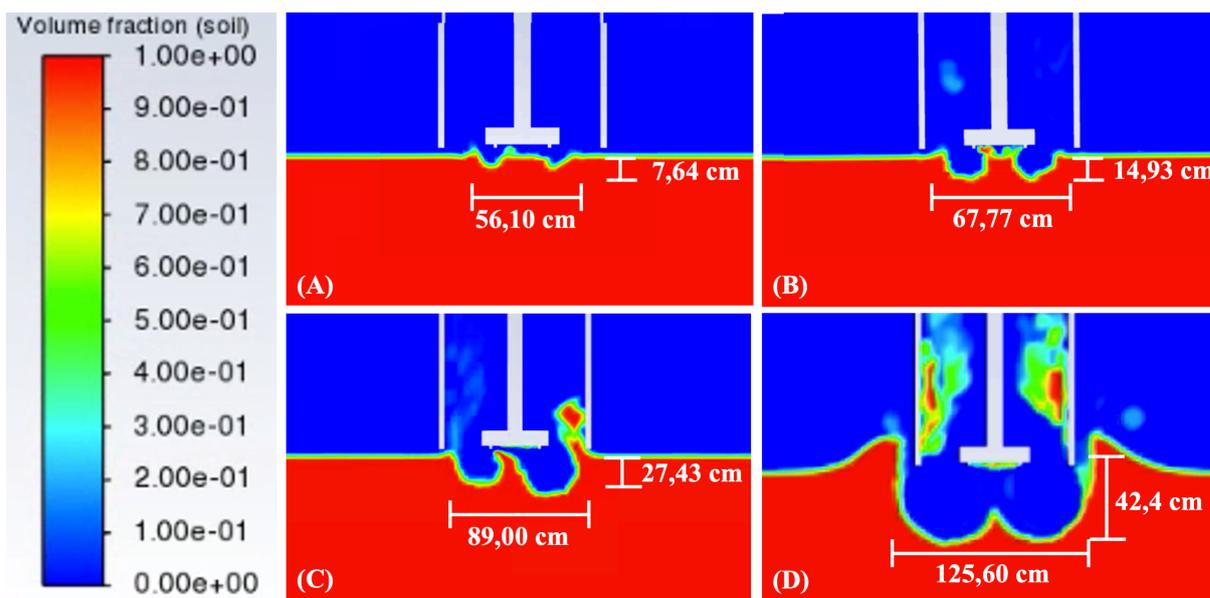
Pela Figura 4.11 pode-se notar que a profundidade escavada tem um aumento mais acentuado para os jatos de velocidade de 10 a 20 m/s e de 30 a 40 m/s. Esse aumento não linear ocorre devido às características viscoplásticas do solo. Para a velocidade de 10 m/s, o jato ainda

encontra grande resistência da viscosidade do fluido, que tende a diminuir com o aumento da velocidade, ou seja, com aumento de energia, e isso pode ser observado para as demais velocidades, que quanto maior for, maior a energia que o jato transfere para o solo, menor a viscosidade do fluido e, por consequência, uma maior cavidade escavada tanto para profundidade quanto para largura. Como o decaimento da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento não é linear, a profundidade escavada com diferentes velocidades de jato também tende a ter essa característica de não linearidade.

4.4 Influência da Inclinação do Bico

A Figura 4.12 traz os resultados do jateamento com uma broca de bico reto (inclinação de 0°) após 30 s de simulação para as velocidades de 10 m/s, 20 m/s, 30 m/s e 40 m/s.

Figura 4.12 – Perfil de escavação do solo com broca de bico sem inclinação com diferentes velocidades de jato. (A) 10 m/s (B) 20 m/s (C) 30 m/s (D) 40 m/s.

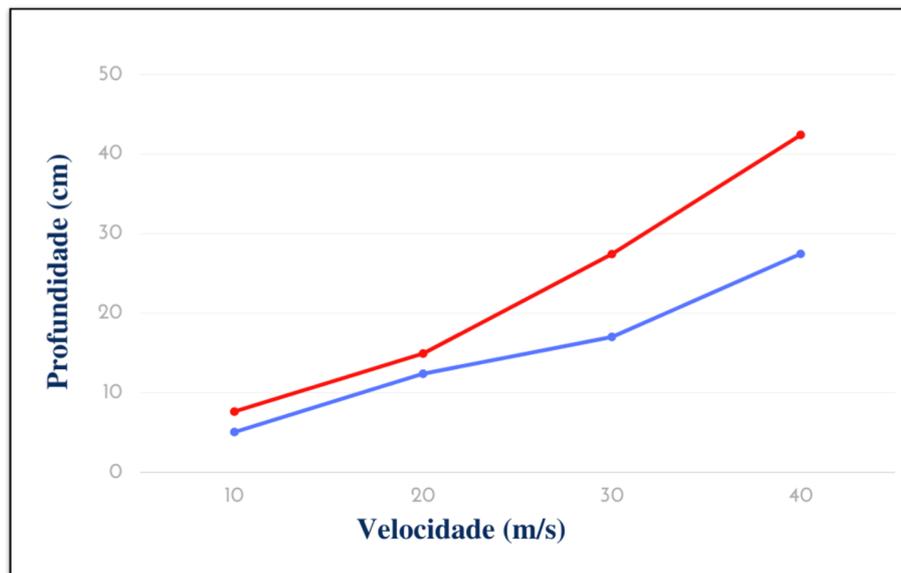


Fonte: Autor (2021).

Com bases nos resultados da Figura 4.12, é possível verificar que em todos os casos, a profundidade escavada foi maior em comparação a broca com inclinação, e, com exceção para a velocidade 40 m/s, a largura da escavação foi menor. A Figura 4.13 mostra o comparativo entre as profundidades escavadas com as brocas com e sem inclinação.

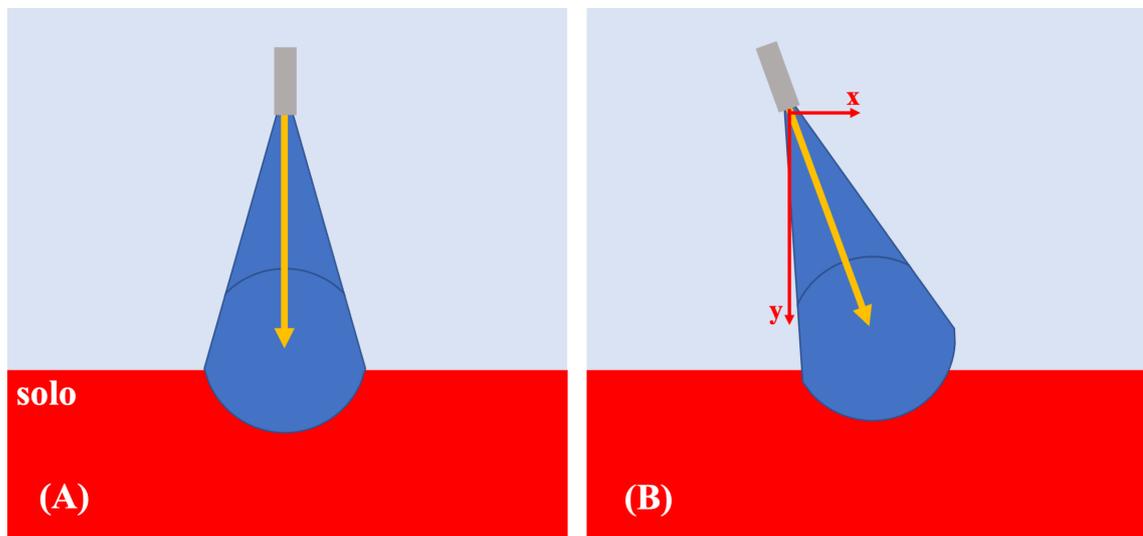
Assim sendo, o resultado obtido nas simulações está condizente com o esperado, se partir do princípio da decomposição de forças no plano XY. No bico com inclinação de 0° , a força exercida pelo jato a dada velocidade está concentrada no eixo Y, o que não ocorre quando há inclinação, pois a mesma força é decomposta em X e em Y, resultando em uma profundidade de escavação menor e uma largura maior, como pode ser observado na Figura 4.14.

Figura 4.13 – Variação da profundidade escavada com bico sem inclinação (em vermelho) e com inclinação de 20° (em azul).



Fonte: Autor (2021).

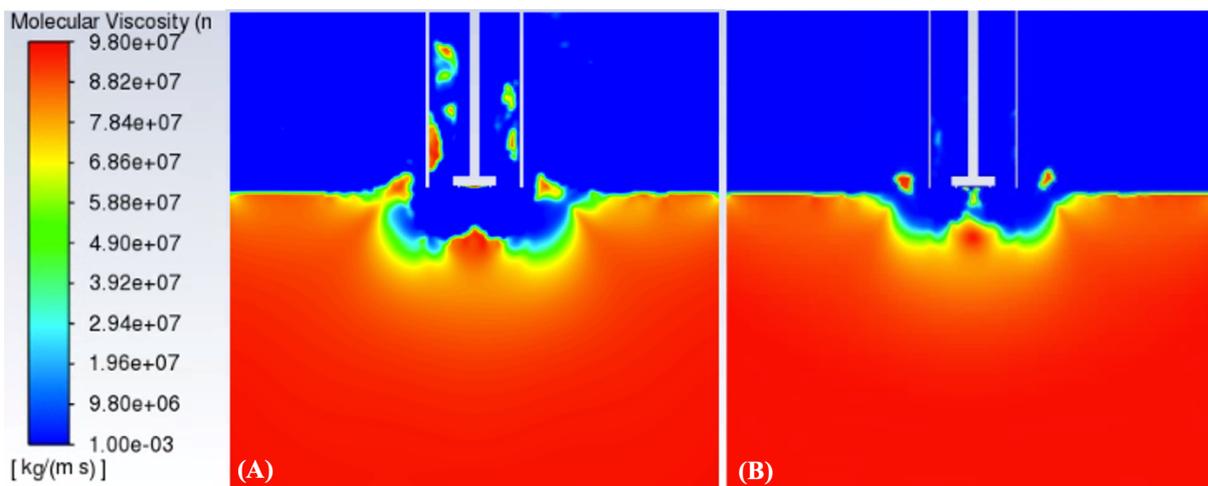
Figura 4.14 – Área de varredura do bico (A) sem inclinação e (B) com inclinação de 20°.



Fonte: Autor (2021).

No caso da velocidade do jato de 40 m/s, que houve também uma maior abertura na largura de escavação, também parte do mesmo princípio de decomposição de forças. Contudo, neste caso fica evidente a influência do comportamento de um fluido viscoplástico. A pressão exercida pelo jato no solo com o bico sem inclinação foi de 913 kPa contra 859 kPa para o bico com inclinação, e com uma maior força normal aplicada sobre o fluido viscoplástico de Herschel-Bulkley, a sua viscosidade tende a ser menor, como pode ser visto na Figura 4.15. Assim, com um fluido menos viscoso a escavação feita pelo jato se torna mais fácil.

Figura 4.15 – Viscosidade do solo em 30 s. (A) Bico sem inclinação (B) Bico com inclinação de 20°.

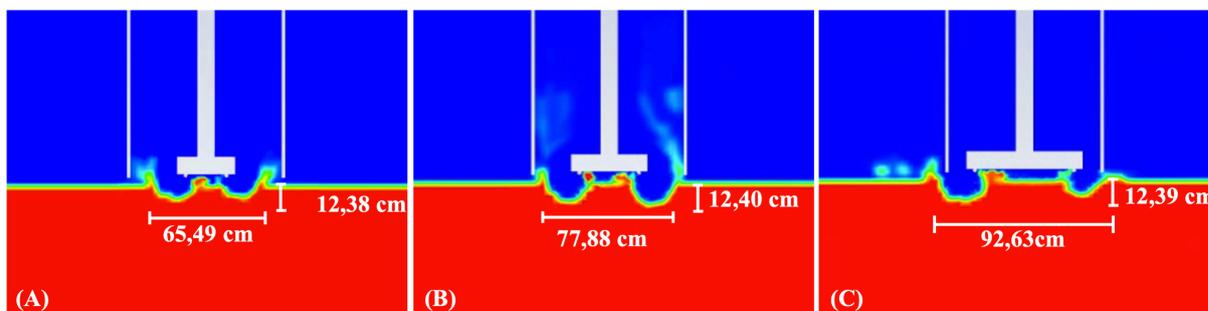


Fonte: Autor (2021).

4.5 Influência do Tamanho da Broca

A Figura 4.16 mostra os resultados da simulação obtidos para as brocas de 13”, 17 1/2” e 26” jateando a uma velocidade de 20 m/s.

Figura 4.16 – Perfil de profundidade escavada com a variação do diâmetro da broca. (A) Broca de 13” (B) Broca de 17 1/2” (C) Broca de 26”.



Fonte: Autor (2021).

Com base nos resultados, pode-se observar que não houve diferença entre as profundidades escavadas, estado todas perto dos 12,40 cm de profundidade, visto que as condições de inclinação do bico, velocidade de jato e distância do solo não muda. Já em relação a largura, no entanto, brocas de diâmetro maiores, conseguem escavar maiores larguras, porém com uma eficiência de limpeza hidráulica menor. Em seu trabalho, Akers (2008) chamou a atenção para esse detalhe, comparando as brocas de 17 1/2” e 26” de diâmetro, ambas combinadas com um condutor de 36”. Eles verificaram que a limpeza hidráulica no processo foi de 38,0 % e 71,9 % para as brocas de 26” e 17 1/2”, respectivamente. Assim, eles concluíram que um maior diâmetro da broca resulta em menos solo sendo removido hidraulicamente. Comparando os casos (B)

e (C) da Figura 4.16, é possível notar que não houve uma boa eficiência de limpeza hidráulica para a broca de 26", pois restou muito solo na distância entre os bicos quando comparado com a broca de 17 1/2".

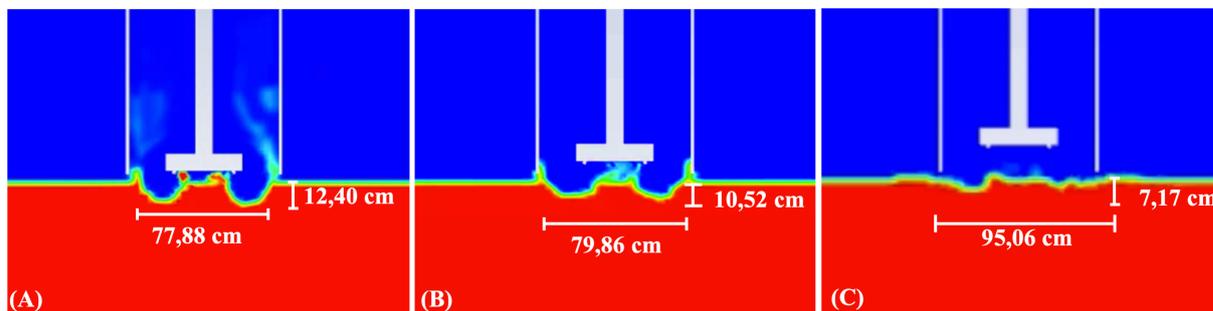
Por outro lado, com relação a broca de 13", apesar de quase não restar solo na região entre os bicos da broca, sua escavação não alcança grandes larguras para a velocidade de jato de 20 m/s, não sendo suficiente para perturbar o solo nas regiões próximas a parede do revestimento condutor e facilitar sua penetração no solo, objetivo principal neste procedimento.

Assim sendo, para a velocidade de jato de 20 m/s analisada neste modelo, a broca de 17 1/2" parece ter o tamanho ideal, além de proferir uma boa limpeza hidráulica, a escavação pode facilitar no assentamento do condutor, através da perturbação das zonas próximas ao solo jateado.

4.6 Influência do Bit Stick-out

A Figura 4.17 mostra os resultados da simulação obtidos com a velocidade de jato de 20 m/s para diferentes valores de *bit stick-out*: o caso base (0 cm); -5,1 cm; e -12,7 cm.

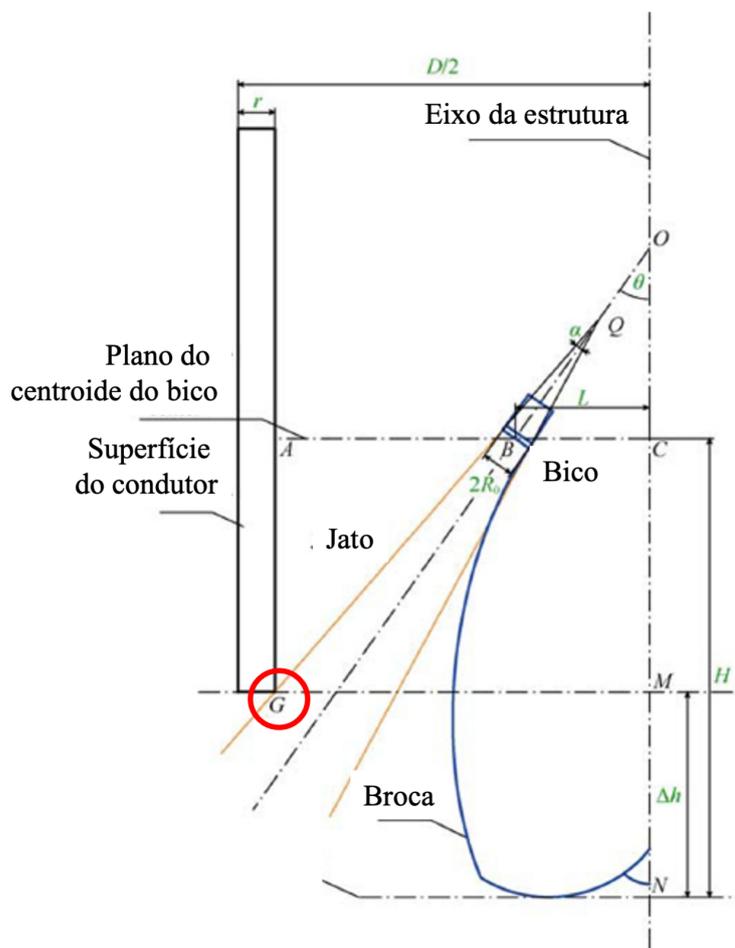
Figura 4.17 – Perfil de profundidade escavada com a variação do *bit stick-out*. (A) 0 cm (B) -5,1 cm (C) -12,7 cm.



Fonte: Autor (2021).

A partir dos resultados obtidos, observa-se diferentes valores de profundidade e largura escavadas apenas mudando a posição da broca em relação ao condutor, mostrando que a escolha de *bit stick-out* adequado pode melhorar a eficiência do jateamento. Em seu estudo, Kan et al. (2018) diz que há um valor ótimo de *bit stick-out* que maximize a taxa de injeção do fluido de perfuração, levando em consideração fatores como: características da broca, parâmetros do solo e hidráulicos, parâmetros do próprio conjunto de jateamento, entre outros. Já Yang et al. (2013) complementa que o valor ótimo do *bit stick-out* ocorre quando a fronteira da parte superior do jato está tangente a parede interna do fundo (sapata) do revestimento condutor, que ele chamou de 'G', como pode ser observado na Figura 4.18.

Figura 4.18 – Modelo para cálculo do bit stick-out.



Fonte: Modificado de Yang et al. (2013)

Yang et al. (2013) explica que se a broca estiver posicionada muito adentro do condutor, o jato será parcialmente ou totalmente aplicado na parede interna do revestimento e não vai conseguir escavar o solo ou limpar o fundo do poço, resultando em uma baixa eficiência. Mas se a estiver posicionada muito próxima da sapata do condutor (*bit stick-out* próximo de 0 cm), haverá um excesso de jato no solo na região mais interna da broca e poderá dificultar a descida e correto assentamento do condutor.

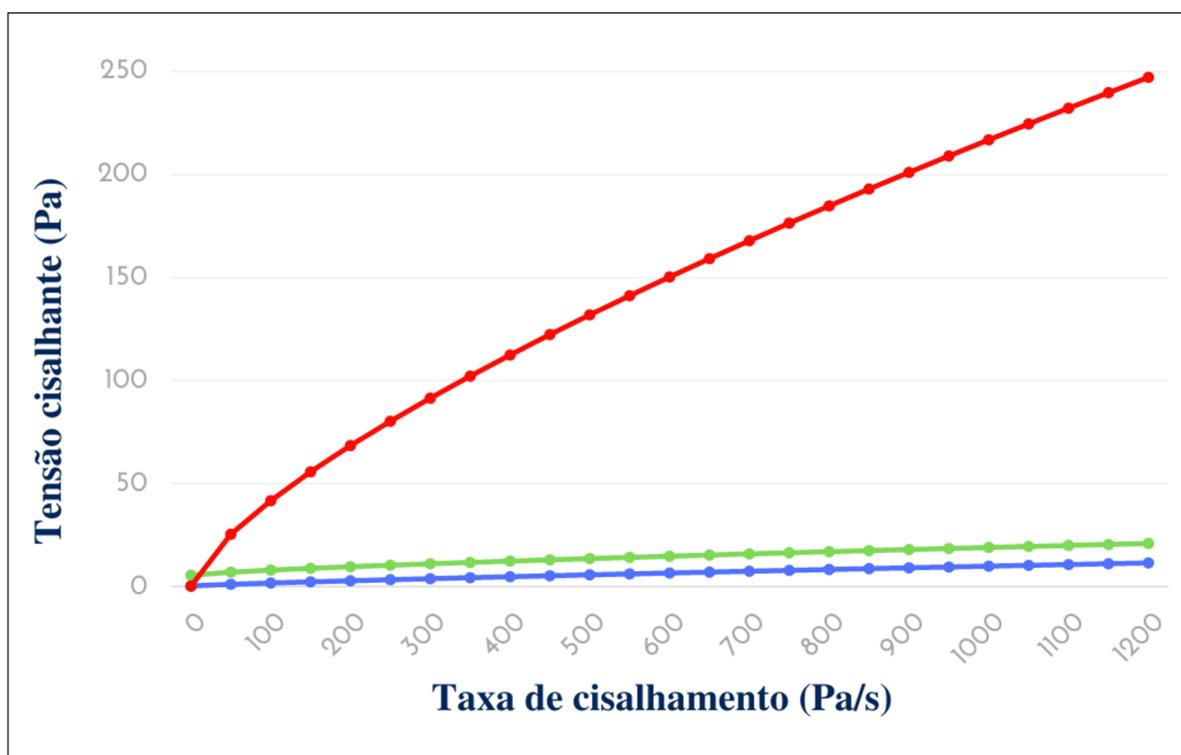
Analisando a Figura 4.17, pode-se notar os pontos levantados pelos autores. O *bit stick-out* de -12,7 cm, Figura 4.17 - (C), apresentou uma baixa eficiência na escavação do solo considerando a velocidade de 20 m/s, assim, dois pontos pode ser levantados, o primeiro é a possibilidade do jato estar esbarrando na parede interna do condutor e perder energia para escavar o solo; e o segundo é a velocidade adotada não ser o suficiente para o posicionamento da broca escolhido, necessitando aumentá-la. Já para o *bit stick-out* de 0 cm (caso base), Figura 4.17 - (A), observa-se um acúmulo de solo na parte mais interna da broca e pouco distúrbio na região onde o condutor será assentado. Dentre os três casos simulados, o *bit stick-out* de -5,1 cm, Figura 4.17 - (B), apresentou um melhor resultado, pois houve um menor acúmulo de solo na

parte mais interna da broca e uma maior área escavada (observando a largura da escavação), o que perturba o solo nas regiões onde o condutor será instalado, facilitando o processo de assentamento.

4.7 Influência do Fluido de Perfuração

O comportamento reológico dos fluidos de perfuração 1, 2 e 3 é considerado como não-Newtoniano, sendo descrito conforme o modelo de Herschel-Bulkley, segundo os próprios autores, Muniz (2005), Vale et al. (2017), Melo (2019). A Figura 4.19 mostra as curvas de comportamento dos fluidos em análise segundo o modelo de Herschel-Bulkley, descrito na Equação 2.23. Ressalta-se que, de acordo com o próprio modelo, quanto mais próximo o índice de comportamento (n) for de 1, mais o comportamento do fluido se assemelha ao de um fluido Newtoniano, como pode ser observado ao se comparar os três fluidos distintos.

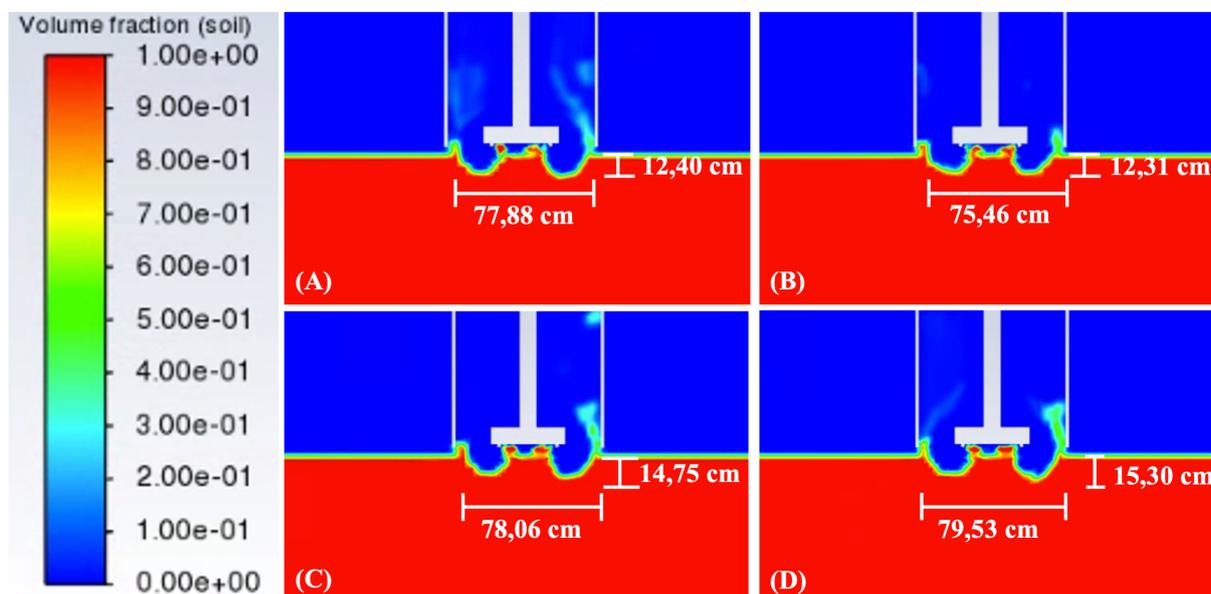
Figura 4.19 – Modelo de Herschel-Bulkley para os fluidos de perfuração 1 (em azul), 2 (em verde) e 3 (em vermelho).



Fonte: Autor (2021)

A Figura 4.20 mostra os resultados da simulação obtidos com a velocidade de jato de 20 m/s considerando diferentes fluidos de perfuração.

Figura 4.20 – Perfil de profundidade escavada com diferentes fluidos de perfuração. (A) Água do mar (B) FP 1 (C) FP 2 (D) FP 3.



Fonte: Autor (2021).

Pelos perfis de escavação obtidos nos resultados das simulações, é possível notar que mesmo com os diferentes comportamentos reológicos dos fluidos, a propriedade que mais influenciou na escavação foi a densidade. Isto é, quanto maior a densidade, maior a profundidade e largura escavada. O fluido de perfuração 1 (FP 1) é o fluido com menor densidade dentre os analisados, $911,2 \text{ kg/m}^3$, e foi o que obteve menor profundidade e largura escavada, com 12,31 cm e 75,46 cm, respectivamente. Por outro lado, o fluido de perfuração 3 (FP 3) é o fluido com maior densidade, $1150,0 \text{ kg/m}^3$, e com maior profundidade e largura escavada, com 15,30 cm e 79,53 cm, respectivamente. Isso ocorre porque a densidade está relacionada com a força (pressão), assim, quanto maior a densidade, maior essa força exercida pelo corpo.

O modelo de fluido viscoso não tem tanta influência nesse caso, pois o sistema com o fluido de perfuração já está em circulação ao iniciar a simulação, possuindo uma viscosidade menor em comparação ao fluido em repouso. Essa característica dos fluidos de perfuração de Herschel-Bulkley é importante para caso haja algum procedimento futuro no poço e todo conjunto precise ser parado, e com a diminuição da taxa de cisalhamento há a elevação da viscosidade do fluido para evitar que os cascalhos voltem para o fundo do poço.

Contudo, no início do processo por jateamento em solo marinhos, que são formados basicamente por água e argila, é bastante comum utilizar água do mar, pois além de ter um processo de escavação semelhante a outros fluidos, o custo de obtenção e a potência necessária dos equipamentos são bem menores. E quando necessário, é possível adicionar aditivos para elevar um pouco a viscosidade do fluido e facilitar o transporte das partículas de argila (AKERS, 2008).

5 CONCLUSÕES

O modelo numérico para avaliar, por volumes finitos, a escavação do solo marinho feita por jatos de broca simulando a perfuração de poços de petróleo por jateamento foi modelado com êxito, representando bem a escavação do solo sob diferentes parâmetros operacionais. O *software* de CFD escolhido para realizar a modelagem e simulações do modelo proposto foi o ANSYS®Fluent *Academic* 2021 R1 e utilizado o método multifásico de volume de fluido (VoF), pois o solo marinho é modelado como fluido viscoso pelo modelo de Herschel-Bulkley.

Foi realizada uma análise da qualidade da malha bem como o teste de convergência a fim de conferir maior robustez e precisão aos resultados. Com base nas malhas analisadas para o modelo proposto, verificou-se que a malha com elementos de tamanho de 2,5 cm apresentou resultado satisfatório e um bom equilíbrio entre precisão do modelo e custo computacional. O modelo de solo proposto se comportou como o esperado e conforme descrito experimentalmente por Wang e Song (2018), com formato de sino invertido. Com velocidade de jato a 20 m/s e os bicos da broca inclinados em 20° a 5 cm do solo, o solo marinho foi escavado em 12,4 cm de profundidade e 77,88 cm de largura ao final de 30 s de simulação.

Ao variar a velocidade do jato, foi possível observar o comportamento do solo como fluido viscoso de Herschel-Bulkley, se comportando de forma não linear com o aumento linear da velocidade de incidência do jato. A viscosidade desse tipo de fluido é o fato chave para esse comportamento, pois fluidos viscoplásticos têm essa característica, de ficar menos viscoso a medida que a taxa de cisalhamento aumenta, permitindo atingir profundidades ainda maiores para uma mesma variação de velocidade em comparação a fluidos que possuem propriedades fixas. A inclinação do bico também influenciou no perfil de escavação do solo, pois para uma mesma velocidade de jato, o bico com inclinação 0° exerceu uma força maior e, conseqüentemente, atingiu maiores profundidades em relação ao bico com inclinação de 20°, porque uma inclinação do bico acarreta na decomposição de forças nas direções X e Y.

No que se refere ao tamanho e posição da broca, pode-se observar principalmente a influência na limpeza do poço. Constatou-se que para uma boa limpeza, a broca precisa ter um tamanho ideal, pois uma má limpeza pode reduzir a taxa de penetração no solo ou até mesmo levar ao aprisionamento da broca. No caso do condutor de 36”, a broca de 17 1/2” apresentou a melhor limpeza, levando em consideração a perturbação nas regiões próximas ao condutor, o que facilitaria seu assentamento no solo. Já para o *bit stick-out*, foi possível observar que já uma posição relativa ótima entre o condutor e a broca que em conjunto aos parâmetros operacionais, efetue a escavação do solo de forma mais eficiente. Em relação ao fluido de perfuração, foi notado que a densidade tem maior influência da escavação do que suas propriedades reológicas, embora possa ter importância no carregamento dos resíduos. Por isso, que em operações desse tipo, a água do mar é mais utilizada por sua abundância, baixo custo de aquisição e facilidade de descarte.

Por fim, o modelo de solo representou bem o caso proposto, se comportando conforme o

esperado com a variação dos parâmetros analisados e a broca sem rotação. O proposto trabalho também evidenciou a importância da modelagem e simulação numérica em problemas dessa temática, que além do alto custo para perfuração envolvido na operação, também há questões de segurança e ambientais a serem observadas.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Partindo dos resultados e observações feitas nesse trabalho, alguns melhoramentos podem ser sugeridos para desenvolvimento em trabalhos futuros, como:

- Elaborar um modelo tridimensional e avaliar a influência da rotação da broca no processo de jateamento;
- Avaliar o processo jateamento com a descida do revestimento condutor e seu assentamento no solo;
- Avaliar um modelo considerando a infiltração do fluido jateado no solo e verificar sua influência na perfuração;
- Desenvolver experimentalmente um modelo de solo e com seus parâmetros reológicos, realização uma comparação com o modelo numérico.

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 06502 - Rochas e Solos. *ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas*, 1995.
- AKERS, T. J. Jetting of structural casing in deepwater environments: Job design and operational practices. *SPE Drilling and Completion*, v. 23, n. 1, p. 29–40, 2008. ISSN 10646671.
- ALBUQUERQUE, R. D. d. A. *Estudo numérico do jateamento de solos para o assentamento do revestimento condutor de poço de petróleo*. 2019. 51 p.
- ANP. *Produção de petróleo cresce 5,5% em 2020*. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-de-petroleo-cresce-5-5-em-2020>.
- ANSYS. *Ansys Fluent©2020 - User's and Theory Guide*. Estados Unidos: [s.n.], 2020.
- ARAGUAIA, M. *Constituição do Solo. Brasil Escola*. 2020. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/biologia/constuicao-solo.htm>>.
- ARANTES, E. J. *Caracterização do escoamento sobre vertedouros em degraus via CFD*. São Carlos: [s.n.], 2007.
- AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. *Drilling engineering*. Tulsa, Okla: PennWell Corp, 2007. 486 p. ISBN 978-1593700720.
- AZEVEDO, C. T. d.; ROCHA, L. A. S. *Projetos de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*. 3ª ed. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2019. 696 p. ISBN 978-85-7193-177-0.
- BALTAR, C. A. M.; LUZ, A. B. D. *Insumos Minerais para a Perfuração de Poços de Petróleo*. Rio de Janeiro: CETEM/UFPE, 2003. 91 p. ISSN 14337851. ISBN 8572271872. Disponível em: <<http://livroaberto.ibict.br/handle/1/938>>.
- BALTAR, C. A. M.; LUZ, A. B. D. Barita e bentonita: funções no fluido de perfuração e potencial de uso das reservas do nordeste do Brasil. In: *Para desenvolver a Terra: memórias e notícias de Geociências no espaço lusófono*. [S.l.]: Imprensa da Universidade de Coimbra, 2012. ISBN 9789892605319.
- BECK, R. D.; JACKSON, C. W.; HAMILTON, T. K. Reliable deepwater structural casing installation using control jetting. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Delta, p. 75–84, 1991.
- BOUKPETI, N. et al. Strength of fine-grained soils at the solid–fluid transition. *Géotechnique - Vol 62*, p. 213–226, 2012.

- BOURGOYNE, A. T. et al. *Applied Drilling Engineering*. 2. ed. Richardson, TX, USA: SPE Textbook, 1986. 502 p.
- CAENN, R.; DARLEY, H. C.; GRAY, G. R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Seventh ed. [S.l.]: Elsevier, 2016. 1–705 p. ISBN 9780128047514.
- CAMPBELL, A.; BRUNSKILL, D. Advances in coiled-tubing-jetting technology. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, v. 52, n. 6, p. 23–24, 2000. ISSN 01492136.
- CAMPOS, I. M. *Conheça os três tipos principais de solo: areia, silte e argila*. 2020. Disponível em: <<http://www.forumdaconstrucao.com.br/conteudo.php?a=9&Cod=59>>.
- CAPUTO, H. P. *Mecânica Dos Solos E Suas Aplicações*. 6ª ed. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2003. 493 p.
- CECILIO, D. L. *Modelagem e simulação elastoplástica em elementos finitos*. Tese (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- CERQUEIRA, R. F. L. *Estudo computacional da transferência de calor e de massa interfacial em partículas fluidas esféricas e deformadas*. Florianópolis: [s.n.], 2015.
- CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. *Non-Newtonian Flow and Applied Rheology*. 2ª ed. ed. [S.l.]: BIH, 2011. 523 p.
- ELIOTE, G. M. *Avaliação das tensões resultantes da interação solo-estrutura na construção de um poço submarino de petróleo*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10022166.pdf>>.
- FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, p. 12, 2009.
- FEJOLI, R. F. *Simulação numérica do escoamento de uma gota de óleo em água através de capilares com gargantas*. São Mateus: [s.n.], 2016.
- FLORA, A. et al. The diameter of single, double and triple fluid jet grouting columns: Prediction method and field trial results. *Geotechnique*, v. 63, n. 11, p. 934–945, 2013. ISSN 00168505.
- FOX, R.; MCDONALD, A.; PRITCHARD, P. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. 8ª edição. ed. [S.l.]: LTC, 2014. ISBN 978-8521623021.
- FREUDENRICH, C.; STRICKLAND, J. *How Oil Drilling Works*. 2001. Disponível em: <<https://science.howstuffworks.com/environmental/energy/oil-drilling4.htm>>.

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, p. 221–232, 2016.

GOMES, A. F. d. C. *Estudo experimental e numérico do comportamento reológico de um fluido de perfuração*. 2019. 101 p.

GOMES, A. F. d. C. et al. Análise paramétrica de jateamento de revestimento condutor em solo argiloso. *Trabalhos técnicos da Rio Oil Gas 2020: Technical Papers*, 2020.

HIRT, C. W.; NICHOLS, B. D. Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries. *Journal of Computational Physics* V. 39, p. 201–225, 1981.

IGasEnergy. *Well integrity*. 2020. Disponível em: <<https://www.igasplc.com/what-we-do/extracting-gas-responsibly/well-integrity>>.

JEANJEAN, P. Innovative Design Method for Deepwater Surface Casings. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, p. 241–254, 2002.

KAN, C. et al. Field experimental investigation of bit stick-out for different soil strengths during deepwater conductor injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 169, n. November 2017, p. 825–836, 2018. ISSN 09204105.

KOEHLER, L. P. *Projeto de Revestimento de Poços e suas Especificidades*. 79 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal Fluminense, 2018.

LADE, P. V. Overview of constitutive models for soils. *Soil constitutive models: Evaluation, selection, and calibration*, p. 1–34, 2005.

LAI, W. M. *Introduction to Continuum Mechanics*. 4^a ed. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2009. ISBN 9780750685603.

LOPES, L. F. *Influência da argila na invasão de fluidos de perfuração em reservatórios de petróleo*. 119 p. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2012. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000858930&opt=1>>.

MACHADO, J. C. *Reologia e Escoamento de Fluidos*. 1^a ed. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2002. 265 p. ISBN 85-7193-073-2.

MALOUF, L. R. *Análise das operações de perfuração de poços terrestres e marítimos*. 53–65 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MARTINS, M. H.; KNESEBECK, A. ESTUDO DA TRANSIÇÃO ENTRE ESCOAMENTO LAMINAR E TURBULENTO EM TUBO CAPILAR. *XI COBEQIC*, 2015.

MEDEIROS, G. F. *Estudo de fluidos de perfuração aquosos: proposta de uma metodologia para caracterização*. 54 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.

MELO, G. N. A. d.

Desenvolvimento de um fluido de perfuração base óleo vegetal para ser utilizados na perfuração de poços de petróleo — Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2019.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. *Fundamentals of Drilling Engineering*. 12. ed. Richardson, TX, USA: SPE Textbook, 2011. 710 p.

MODONI, G. et al. Numerical analysis of submerged flows for jet grouting. *Ground Improvement Vol 169*, 2015.

MUNIZ, C. S. *Interação fluidos sintéticos base-óleo e base-água e folhelhos*. Dissertação (Mestrado) — Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2005.

PEKAREK, J. L.; LOWE, D. K.; HUITT, J. L. Hydraulic Jetting - Some Theoretical and Experimental Results. *37th Annual Fall Meeting of SPE*, 1963.

PENA, R. F. A. *Solo. Brasil Escola*. 2020. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/geografia/o-solo.htm>>.

PETROBRAS. *Alcancamos recordes de produção de petróleo e gás em agosto (2019)*. 2019. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/alcancamos-recordes-de-producao-de-petroleo-e-gas-em-agosto.htm>>.

PINTO, C. d. S. *Curso Básico de Mecânica dos Solos em 16 aulas*. 3ª ed. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2006. ISBN 987-85-86238-51-2.

PRASERTAMPOM, P. Enhanced Deepwater Conductor Jetting Design for East Malaysia. *IPTC*, 2016.

SALIES, J. B.; NOGUEIRA, E. F.; EVANDRO, T. M. F. Evolution of Well Design in the Campos Basin Deepwater. *IADC Drilling Conference*, 1999.

SANTOS, A. R. d. *Análise do Colapso de Telas Utilizadas em Sistemas de Contenção de Areia em Poços Horizontais*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007.

SCHRAMM, G. *A Practical Approach to Rheology and Rheometry*. 2ª ed. ed. Karlsruhe: Gebrueder HAAKE GmbH, 1994. 297 p.

SILVA, P. H. L. *Caracterização de emulsões de água em óleo visando ao estudo da formação de hidratos*. Tese (Doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2014.

SOUSA, R. P. F. et al. EFEITO DA GOMA XANTANA E DA BENTONITA NO DESEMPENHO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE MICROEMULSÃO. *Holos*, p. 1–12, 2020.

TALLEY, L. *Descriptive Physical Oceanography - 6th edition*. Estados Unidos: [s.n.], 2011. 29–65 p.

TEIXEIRA, W. et al. *Decifrando a Terra*. 2ª ed. ed. São Paulo: Companhia Editora Nacional, 2007. 624 p. ISBN 978-8504014396.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2004. v. 1. 272 p. ISBN 9788571930995.

TI, K. S. et al. A review of basic soil constitutive models for geotechnical application. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, 2009.

UBBINK, O.

Numerical Prediction of Two Fluid Systems with Sharp Interfaces — Imperial College of Science, Technology and Medicine, London, England, 1997.

VALE, M. M. et al. Estudo do comportamento reológico de fluidos de perfuração base água: efeito da concentração de NaCl. *Holos*, 2017.

VERSTEEG, H.; MALALASEKERA, W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics - The Finite Volume Method*. 2ª edição. ed. [S.l.]: Pearson, 2007. ISBN 9781405891042.

VILANOVA, L. C. *Mecânica dos Fluidos*. 3ª edição. ed. [S.l.]: Colégio Técnico Industrial de Santa Maria, 2011.

WANG, T.; LI, H. Numerical simulation of jet excavation in conductor jetting operations. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, v. 3, n. March, p. 2258–2262, 2014. ISSN 01603663.

WANG, T.; SONG, B. Study on deepwater conductor jet excavation mechanism in cohesive soil. *Applied Ocean Research*, Elsevier, v. 82, n. May 2018, p. 225–235, 2018. ISSN 01411187. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apor.2018.09.007>>.

WANG, Y. et al. On the stability of subsea wellhead in deep-water drilling: Based on the bearing capacity of conductor. p. 1028–1032, 2018.

YANG, J. et al. Bit stick-out calculation for the deepwater conductor jetting technique. *Petroleum Exploration and Development - Vol 40*, p. 394–397, 2013.

ZHOU, B. et al. Model and experimental study on jetting flow rate for installing surface conductor in deep-water. *Applied Ocean Research*, 2016.

ZHOU, H.; RANDOLPH, M. F. Numerical analysis of a cilinder moving through rate-dependent undrained soil. *Ocean Engineering*, 2011.