



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS - UFAL
CENTRO DE TECNOLOGIA - CTEC
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO - EPET



VICTOR MATHEUS SILVA DE SIQUEIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO CONJUNTO BROCA-ALARGADOR
DURANTE A TÉCNICA *REAMING WHILE DRILLING* (RWD)**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobre Lages

Coorientadora: Ma. Jéssica Pontes de Vasconcelos Valença

Maceió - AL

2021

VICTOR MATHEUS SILVA DE SIQUEIRA

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DO CONJUNTO BROCA-ALARGADOR
DURANTE A TÉCNICA *REAMING WHILE DRILLING* (RWD)**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Colegiado do Curso de Engenharia de
Petróleo como requisito para a obtenção do
título de Engenheiro de Petróleo.

Maceió - AL

2021

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

Bibliotecária Responsável: Helena Cristina Pimentel do Vale CRB4 - 661

- S618a Siqueira, Victor Matheus Silva de.
 Análise do comportamento do conjunto broca-alargador durante a técnica reaming while drilling (RWD) / Victor Matheus Silva de Siqueira. – 2022.
 59. : il. color.
- Orientador: Eduardo Nobre Lages.
 Coorientadora: Jéssica Pontes de Vasconcelos Valença.
 Monografia(Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Curso de Engenharia de Petróleo, Maceió, 2022.
- Bibliografia: f. 58-59.
1. Engenharia de petróleo. 2. Poços de petróleo – Perfuração. 3. Sistema broca-alargador. 4. Reaming While Drilling (Técnica). I. Título.

CDU: 621.7:528.5

Diante deste momento ímpar, gostaria de dedicar esta conquista às três pessoas que perdi neste ano tão difícil, minhas tias Airan e Leila e meu pai. Este trabalho foi proveniente de muita dedicação mesmo em um momento tão difícil e os seus frutos eu dedico a vocês três, onde quer que estejam. Saudades.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por me dar a oportunidade de viver momentos como esse.

Aos meus pais, que estiveram diariamente comigo nesta caminhada. Apoiando, incentivando e me dando a possibilidade de me dedicar às atividades ao máximo. Especialmente ao meu pai, que nos deixou a cinco dias da entrega deste trabalho e infelizmente não poderá me ver formado. Obrigado, Painho, essa conquista também é sua.

À minha princesa Flavia Fernanda, por estar comigo em absolutamente todos os momentos, principalmente no ano mais difícil da minha vida pessoalmente e profissionalmente. Obrigado por todo amor, carinho, compreensão e calma nos meus momentos mais difíceis.

Ao meu irmão pelas diversas conversas e apoio de todas as formas possíveis.

Aos meus orientadores Eduardo Nobre e Jéssica Vasconcelos, pela dedicação, apoio, paciência e confiança depositada em mim durante a elaboração deste estudo.

À Professora Zenilda Vieira por ter aberto as portas para o início da minha vida acadêmica por meio da monitoria e ter me proporcionado tanto crescimento profissional.

Aos que me foram referência durante esta caminhada, Heleno Pontes, Leonardo Tenório, Rafael Lima, José Carlos, Débora Assis, João Paulo, Alexandre Lima, Roberaldo Carvalho, Kleber Jean e Rhalf Edézio.

Aos veteranos que me passaram ensinamentos importantes ao longo da graduação, André Felipe, Raniel Albuquerque e Felipe Alcoforado.

Aos que estiveram mais próximo durante toda a graduação, Marcos Mindelo, Sayonara Cavalcante e Erivelton Barros.

Aos meus amigos de Centro Acadêmico, onde compartilhamos diversos momentos incríveis, Larissa Queiroz, Gideone Santos, Maria Clara, Sdney Gabriel, Guilherme Costa, Pedro Alex, Carol Cardoso, Nydia Nayara, Mayra Oliveira e Waleska Kaline.

Aos meus inseparáveis, Nelson Nunes, Arthur Carlos e Thiago Cavalcante.

Aos meus demais amigos, Silvio Ribeiro, Thauana Medeiros, Áureo Souza, Raiza Alchaar, Pedro Raposo, Thayse Camila e Alex Barros.

Aos grupos, entidades e empresas, Universidade Federal de Alagoas, Centro de Tecnologia – CTEC, Laboratório de Computação Científica e Visualização – LCCV, Porto de Maceió, Centro Acadêmico de Engenharia de Petróleo – CAEP, Capítulo Estudantil SPE UFAL, Petrobrás e CNPq.

A todas as pessoas e órgãos que fizeram possível este momento, seja por meio do apoio financeiro ou pelo incentivo pessoal.

RESUMO

Em decorrência da constante necessidade de avanços tecnológicos na indústria petrolífera com o objetivo de atender à demanda de exploração em locais sempre mais remotos, é de suma necessidade o desenvolvimento de pesquisas que objetivam o entendimento ou aperfeiçoamento de atividades realizadas em campo. Durante o processo de perfuração de poços petrolíferos em águas ultra profundas é comum a ocorrência de fenômenos de vibrações axiais, torcionais e laterais em decorrência da grande profundidade dos poços nessas regiões, estas problemáticas podem gerar desgastes prematuros dos equipamentos de fundo de poço, danos ao revestimento e a coluna de perfuração e, conseqüentemente, aumento no custo do projeto de perfuração. Desse modo, é comum observar a utilização da técnica *Reaming While Drilling* (RWD) como medida mitigadora de tal problemática, por meio da utilização de uma broca de menor diâmetro e um alargador do diâmetro desejado acoplados a um único BHA. Sendo assim, para o presente estudo é elaborado um modelo matemático, implementado em MATLAB, com o objetivo de retornar os valores de carregamentos e torques na broca e no alargador, ROP e duração necessária para iniciar o processo de perfuração de uma camada rochosa por meio da técnica RWD. São definidos três diferentes cenários e estes são simulados utilizando o modelo desenvolvido, de modo que seus resultados são expostos por meio de gráficos e tabelas que permitem a análise da influência dos dados de entrada nas respostas obtidas por meio das variáveis de saída supracitadas.

Palavras-chave: Sistema broca-alargador, Perfuração, *Reaming While Drilling*

ABSTRACT

Due to the constant need for technological advances in the oil industry in order to meet the demand for exploration in increasingly remote locations, it is necessary to develop research aimed at understanding or improving activities carried out in the field. During the process of drilling oil wells in ultra-deep waters, it is common for axial, torsional and lateral vibration phenomena to occur due to the great depth of the wells in these regions, these problems can generate premature wear of downhole equipment, damage to the casing and the drill string and, consequently, an increase in the cost of the drilling project. Thus, it is common to observe the use of the Reaming While Drilling (RWD) technique as a method to mitigate this problem, through the use of a smaller diameter drill bit and a reamer of the desired diameter coupled to a single BHA. Therefore, for the present study, a mathematical model is elaborated, implemented in MATLAB, with the objective of returning the values of loads and torques in the drill bit and in the reamer, ROP and duration necessary to drill a rock layer through of the RWD technique. Three different scenarios are defined and these are simulated using the developed model, so that their results are exposed through graphs and tables that allow the analysis of the influence of input data on the responses obtained through the aforementioned output variables.

Palavras-chave: Drill bit and reamer assembly, Drilling, Reaming While Drilling.

SIGLAS E ABREVIATURAS

BHA – *Bottom Hole Assembly*

DORWD – *Drill Out Ream While Drilling*

EHWD – *Enlarging Hole While Drilling*

LWD – *Logging While Drilling*

MWD – *Measurement While Drilling*

PDC – *Polycrystalline Diamond Compact*

ROP – Taxa de penetração (*Rate of penetration*)

RWD – *Reaming While Drilling*

TOB – Torque na broca

TOR – Torque no alargador

TSP – *Thermally Stable Polycrystalline*

TSYS – Torque total do sistema

WOB – Peso na broca

WOR – Peso no alargador

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- BHA para operação de RWD.....	11
Figura 2 - Fluxograma da metodologia que será aplicada.....	12
Figura 3 - <i>Drill Pipes</i>	15
Figura 4 - <i>Heavy weight drill pipe</i>	16
Figura 5 - Comandos liso e espiralado	16
Figura 6 - Broca integral de lâmina de aço (rabo de peixe)	17
Figura 7 - Broca de diamantes industrializados	18
Figura 8 - Broca PDC	19
Figura 9 - Broca tricônica de dentes de aço (à esquerda) e broca tricônica de insertos (à direita).....	20
Figura 10 - Broca bicônica de insertos (à esquerda) e broca monocônica de insertos (à direita).	20
Figura 11 - Alargador tipo broca bicêntrica.	21
Figura 12 - Alargador DORWD.	22
Figura 13 - Alargador do tipo <i>anderreamer</i>	23
Figura 14 - Alargador brocas expansíveis, acionado por pressão hidráulica.	23
Figura 15 - Alargador <i>underreamer reamaster</i> e variações de seu mecanismo de corte.	24
Figura 16 - BHA durante perfuração de poço utilizando conjunto broca-alargador.	27
Figura 17 - Profundidade x Tempo para a perfuração realizada no estudo Vila et al. (2011)..	28
Figura 18 - Fluxograma do processo iterativo.....	34
Figura 19 - Modeelo dos dados de entrada do programa.	35
Figura 20 - Modelo da impressão dos resultados.	36
Figura 21 - Modelo de posicionamento do conjunto broca-alargador ao longo do poço.	39
Figura 22 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 1.	41
Figura 23 - Distribuição dos torques no Cenário 1.....	42
Figura 24 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 2.	46
Figura 25 - Distribuição dos torques do Cenário 2.....	47
Figura 26 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 3.	49
Figura 27 - Distribuição dos torques do Cenário 3.....	50

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Dados de entrada e de saída do programa.....	33
Quadro 2 - Lista de variáveis fixas e seus respectivos valores.....	37
Quadro 3 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 1	37
Quadro 4 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 2	38
Quadro 5 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 3	38
Quadro 6 - Resultados da simulação do Cenário 1.....	42
Quadro 7 - Resultados aproximados aos encontrados por Servaes et al. (2016).....	45
Quadro 8 - Taxas de erro entre o Cenário 1 e os resultados de Servaes et al. (2016).	45
Quadro 9 - Resultados da simulação do Cenário 2.....	47
Quadro 10 - Resultados da simulação do Cenário 3.....	50

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
1.1 Comentários Iniciais.....	9
1.2 Objetivos	11
1.2.1 Objetivo geral	11
1.2.2 Objetivos específicos	11
2 REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1 O petróleo.....	13
2.2 Perfuração de poços de petróleo.....	13
2.3 Sistemas da sonda de perfuração.....	13
2.3.1 Sistema de geração e transmissão de energia	13
2.3.2 Sistema de movimentação de carga	14
2.3.3 Sistema rotativo	14
2.3.4 Sistema de circulação	14
2.3.5 Sistema de segurança	15
2.3.6 Sistema de monitoramento	15
2.4 Equipamentos de fundo de poço	15
2.4.1 <i>Drill pipes</i> (tubos de perfuração)	15
2.4.2 <i>Heavy weight drill pipes</i> (tubos pesados)	16
2.4.3 <i>Drill collars</i> (comandos)	16
2.4.4 <i>Bottom hole assembly</i> (BHA)	16
2.4.5 Brocas	17
2.4.5 Alargadores	20
2.4.5.1 Alargadores de tecnologia excêntrica	20
2.4.5.2 Alargadores de tecnologia concêntrica	22
2.5 Desafios na perfuração de poços de petróleo	24
2.5.1 Perfuração em rochas salinas	24
2.5.2 Vibrações provenientes da perfuração	25
2.6 Alternativas para aumentar a eficiência da perfuração	26
2.6.1 Alargamento após a perfuração	26
2.6.2 <i>Reaming While Drilling</i> (RWD)	26
2.7 Modelo de interação broca-alargador.....	29
3 METODOLOGIA	33
3.1 Levantamento Bibliográfico.....	33
3.2 Programação do modelo matemático na linguagem MATLAB.....	33

3.3 Criação dos cenários de perfuração para simulação.....	36
3.4 Variáveis utilizadas no processo de simulação	36
3.5 Definição das etapas de simulação.....	38
3.6 Simulação e resultados.....	39
3.7 Conferência de confiabilidade.....	39
3.8 Análise da influência das variáveis nos resultados obtidos.....	40
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1 Cenário 1	41
4.2 Análise da confiabilidade do modelo matemático desenvolvido	44
4.3 Cenário 2	46
4.4 Cenário 3	49
4.5 Análise comparativa entre os Cenários 1, 2 e 3	52
5 CONCLUSÕES	54
REFERÊNCIAS	56

1 INTRODUÇÃO

1.1 Comentários Iniciais

A importância do petróleo para o mundo é imensurável, desde meados de 1859 quando passou a ser extraído continuamente nos Estados Unidos, o mundo passou gradativamente a depender mais deste composto. Entretanto, com o avanço das décadas e a consequente demanda ocasionada pelo crescimento populacional e pelo avanço tecnológico mundial, a indústria petrolífera necessitou expandir sua exploração em busca de técnicas que pudessem otimizar a produção. A partir deste momento, as indústrias passaram a investir mais em pesquisas e tecnologias com a finalidade de viabilizar a exploração em locais mais remotos e de maior potencial, iniciando assim o processo de exploração em zonas *offshore*. Décadas se passaram e a boa rentabilidade gerada pelas produções *offshore* gerou idealizações de projetos mais inovadores que buscavam adentrar cada vez mais a exploração na zona marinha; entretanto, foi nesse momento que maiores desafios se apresentaram para a indústria petrolífera. Atualmente, no pré-sal brasileiro existem poços que passam através de lâminas d'água de mais de 2000 metros e camadas de rochas salinas extensas, esses fatores foram inicialmente grandes problemáticas encaradas pela indústria e, ainda sim, possui diversos desafios não solucionados ou técnicas passíveis de aprimoramento (THOMAS, 2004).

Pela razão supracitada, na contemporaneidade é de suma importância a expansão do conhecimento técnico acerca das operações da indústria petrolífera, a exemplo das atividades inerentes à perfuração de poços, que é responsável pela maior parte do investimento provido para a exploração de um campo.

Segundo Herbig (2016), uma das maiores problemáticas durante a perfuração de poços é a ocorrência de vibrações indesejáveis, estas são capazes de gerar danos prematuros aos equipamentos de fundo do poço e diminuir a taxa de perfuração, atrasando o projeto e tornando-o mais oneroso.

Segundo Ifekaibeya (2011, p. 11)

Na área de petróleo e gás, devido aos altos custos das sondas utilizadas nas atividades de perfuração no mar, o aumento da velocidade de execução das operações torna-se imprescindível. A necessidade de se reduzir esses altos custos tem feito com que empresas de perfuração busquem métodos que permitam alcançar o objetivo almejado.

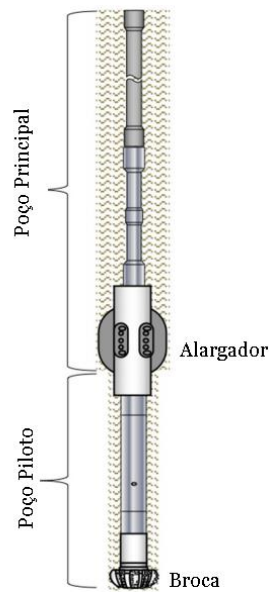
Adeleye et al. (2004) realizaram um estudo aprofundado sobre o tempo de duração real dos projetos de perfuração de poço de petróleo diferenciando as atividades realizadas em três tipos: o tempo gasto para perfuração do poço, o tempo perdido invisível (embora não possua identificação trivial, é possível identifica-lo por meio de análises da duração do tempo de perfuração em poços na mesma região) e o tempo perdido não convencional (associado à contratempos na operação, como necessidade de pescaria, falha de equipamentos, instabilidade geomecânica, entre outros). Visto que as duas últimas classificações consistem em atividades que podem ser adaptadas ou evitadas, foi possível obter em campo, por meio da aplicação dos conceitos utilizados, reduções de 37% no tempo de perfuração de poços, 15% nos custos do projeto e cerca de 40% no tempo perdido não convencional.

O alargamento de poços é uma técnica utilizada durante a perfuração que permite o aumento da área da seção transversal do poço por meio de um equipamento de corte denominado alargador. Embora essa operação tenha sido realizada individualmente durante muitos anos, atualmente é comum observá-la sendo realizada simultaneamente à perfuração para redução no tempo operacional e solução de outras diversas problemáticas.

Desse modo, é notório que na área de engenharia de poços, diversas técnicas são exploradas com o objetivo de viabilizar economicamente projetos ou solucionar problemáticas existentes em situações específicas de campo. O presente trabalho analisará o comportamento do conjunto broca-alargador durante a utilização da técnica *Reaming While Drilling* (RWD), que consiste na perfuração de um poço por meio de um *Bottom Hole Assembly* (BHA) equipado com uma broca e um alargador, capazes de perfurar duas seções simultaneamente.

A primeira seção consiste na perfuração realizada entre a superfície e o alargador, esta será denominada poço principal e possuirá diâmetro equivalente ao diâmetro do alargador. A segunda seção está localizada entre o alargador e a broca e esta será denominada poço piloto, seu diâmetro será igual ao diâmetro da broca utilizada durante a perfuração, conforme é possível ver na Figura 1.

Figura 1- BHA para operação de RWD.



Fonte: Adaptado de Al Dushaishi e Stutts, 2020.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Analisar o comportamento do conjunto broca-alargador durante a técnica *Reaming While Drilling* (RWD).

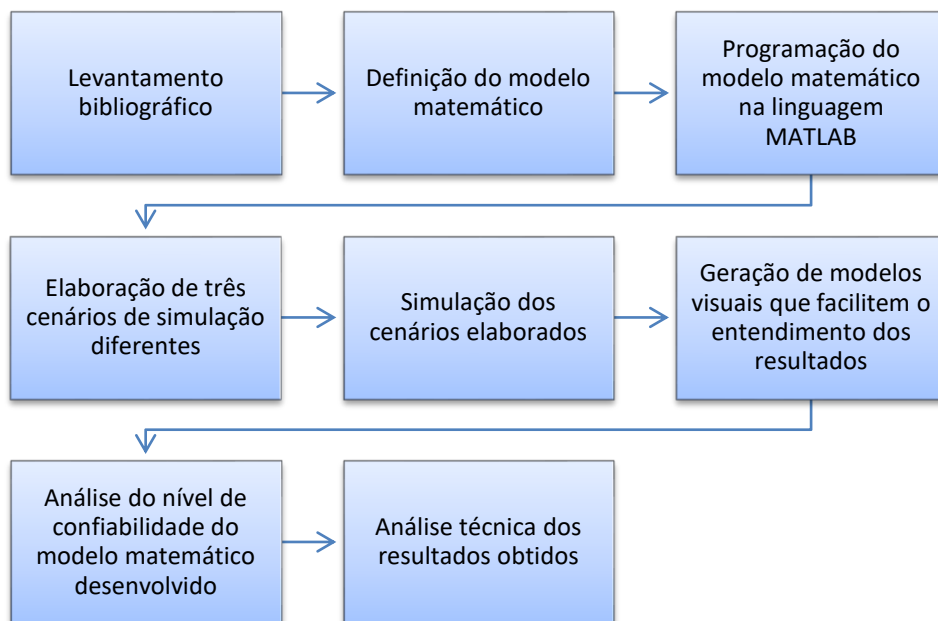
1.2.2 Objetivos específicos

- Levantamento bibliográfico dos principais equipamentos utilizados no processo de perfuração de poços petrolíferos;
- Desenvolvimento de um modelo computacional, escrito em MATLAB, com o objetivo de calcular os parâmetros de perfuração por meio das resistências das rochas, peso total no BHA, coeficientes de atrito da broca e do alargador e os diâmetros da broca e do alargador;
- Realização de simulações de três diferentes cenários que possibilitem analisar tecnicamente a variação dos resultados entre os mesmos, de modo que o cenário 1 seja igual ao do estudo utilizado como base (Servaes et al. (2016));
- Geração de modelos visuais que permitam expor os resultados por meio de imagens, gráficos e tabelas;

- e) Análise do nível de confiabilidade dos resultados obtidos por meio da comparação do cenário 1 com os resultados de Servaes et al. (2016);
- f) Analisar tecnicamente os resultados com o intuito de inferir a influência da variação dos resultados em função do principal dado de entrada, as resistências das rochas.

Buscando concluir os objetivos do estudo, a metodologia aplicada é ilustrada na Figura 2 e contextualizada posteriormente.

Figura 2 - Fluxograma da metodologia que será aplicada.



Fonte: Autor (2021).

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O petróleo

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas de hidrocarbonetos que a depender das condições de pressão e temperatura que estejam submetidas, podem ser encontradas nos estados sólido, líquido ou gasoso; além disso, a depender da sua composição química, também existe a possibilidade da ocorrência em mais de uma fase em equilíbrio (ROSA, 2006).

O composto é gerado em uma rocha geradora por meio da deposição de matéria orgânica, a qual sofre maturação devido às condições de pressão e temperatura. Após a saturação dessa rocha, é normal que o fluido ali presente sofra migração e se acumule em uma rocha conhecida como rocha reservatório. Para que exista um ótimo reservatório petrolífero, é de suma importância que esta rocha possua bons índices de porosidade e permeabilidade (THOMAS, 2004).

2.2 Perfuração de poços de petróleo

A perfuração de um poço de petróleo é realizada por intermédio de uma sonda e seu início ocorre após a instalação da sonda e da coluna de perfuração (ROCHA; AZEVEDO, 2009), a metodologia mais comum é a perfuração rotativa, esta ocorre devido à ação de rotação e peso que a broca exerce sobre a superfície rochosa. O processo de perfuração tem início na superfície e tradicionalmente é realizado até a região alvo, onde o reservatório está localizado, para que assim haja a possibilidade da remoção dos hidrocarbonetos ali presentes (THOMAS, 2004).

2.3 Sistemas da sonda de perfuração

2.3.1 Sistema de geração e transmissão de energia

Responsável pela geração energética necessária para alimentar os componentes da sonda. Tradicionalmente, a geração de energia é realizada por intermédio da utilização de motores movidos a diesel, os quais são conectados a motores elétricos para atender à demanda necessária (ECONOMIDES; WATTERS; DUNN-NORMAN, 1998).

2.3.2 Sistema de movimentação de carga

Segundo Bourgoyne Jr. (1996), este sistema é formado por:

- Torre:
Tem a função de servir de apoio para a conexão ou desconexão de seções de tubos; desse modo, quanto maior a torre, maiores tubos podem ser utilizados, diminuindo os tempos de viagem;
- Sistema de blocos e coroamentos:
Fornece vantagens mecânicas durante a movimentação das cargas, permitindo um manuseio mais fácil de maiores cargas;
- Guinchos:
Fornece a força necessária para a realização das manobras de elevação ou sustentação da coluna de perfuração. É composto por tambor, o qual é responsável pela transmissão de torque e armazenamento da coluna que está sendo içada ou descida no poço; freios que são capazes de controlar a movimentação das cargas e sustentar todo o peso da coluna; sistema de transmissão capaz de alterar a direção e a velocidade da manobra e *catheads* posicionados no topo da torre.

2.3.3 Sistema rotativo

É o sistema responsável por atribuir energia mecânica à coluna de perfuração por meio da mesa rotativa, equipamento que possibilita a obtenção do torque o suficiente para a perfuração do poço, além de suportar o peso da coluna durante as operações de manobra. Essa transmissão de rotação é realizada pelo Kelly. Em perfurações que se utilize o *top drive*, a mesa possuirá unicamente a função de sustentação da coluna durante as manobras (MALOUF, 2013).

2.3.4 Sistema de circulação

São os equipamentos capazes de realizar a circulação do fluido de perfuração dentro do poço e posteriormente tratá-lo para que o mesmo esteja novamente apto a ser injetado. Este processo é realizado por meio de equipamentos como bomba, desareiator, dessiltador, centrífuga, entre outros (BOURGOYNE JR., 1996).

2.3.5 Sistema de segurança

O sistema de segurança de um poço de petróleo é um mecanismo acionado em casos que durante a perfuração o poço está sofrendo um *kick* (um fluxo indesejado para dentro do poço), o mais importante componente desse sistema é o *Blowout Preventer* (BOP) que consiste em um conjunto de válvulas que permite o fechamento do poço sempre que preciso (THOMAS, 2004).

2.3.6 Sistema de monitoramento

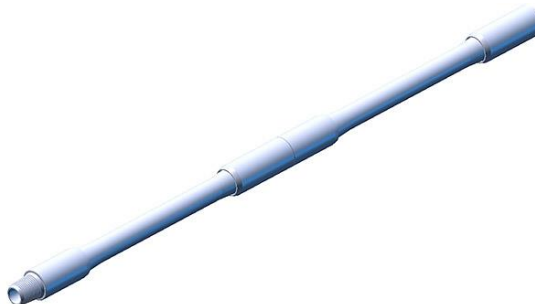
Consiste em equipamentos utilizados para monitorar os parâmetros principais de um poço, como taxa de penetração da broca (*Rate of Penetration*), peso na broca (*Weight on Bit*), peso no alargador (*Weight on Reamer*), peso no gancho, altura do Kelly ou *Top Drive*, torque na broca (*Torque on Bit*), torque no alargador (*Torque on Reamer*), volumes, temperaturas e pressões em diferentes etapas do processo de perfuração (MALOUF, 2013).

2.4 Equipamentos de fundo de poço

2.4.1 *Drill pipes* (tubos de perfuração)

São constituídos de tubos de aço sem costura e tratados com resinas para redução do desgaste interno e corrosão, possui nas suas extremidades as conexões cônicas como *tool joints* (THOMAS, 2004, p. 71) (Figura 3).

Figura 3 - *Drill Pipes*



Fonte: Kamyshin Drilling, 2021.

2.4.2 Heavy weight drill pipes (tubos pesados)

Segundo Thomas (2004), são tubos forjados em aço com objetivo de promover rigidez na transição entre os comandos e os tubos de perfuração, diminuindo a possibilidade de falha por fadiga (Figura 4).

Figura 4 - Heavy weight drill pipe



Fonte: Adaptado de Lake Petro, 2021.

2.4.3 Drill collars (comandos)

Equipamento necessário para fornecer rigidez à coluna e peso a broca, estão localizados exatamente acima da broca e podem ser lisos ou espiralados (quando necessário facilitar o fluxo do fluido de perfuração) (Figura 5). Tradicionalmente possuem diâmetros maiores que os demais tubos (CARDOSO, 2005).

Figura 5 - Comandos liso e espiralado



Fonte: Medeiros Filho, 2017.

2.4.4 Bottom hole assembly (BHA)

O *bottom hole assembly* (BHA) é o nome que se dá ao conjunto de equipamentos localizados acima da broca na coluna de perfuração, consiste normalmente de *drill pipes* (tubos de perfuração), *heavy weight drill pipes* (tubos pesados) e *drill collars* (comandos), podendo possuir em alguns casos estabilizadores, alargadores e outras tecnologias de auxílio à perfuração.

2.4.5 Brocas

As brocas de perfuração são equipamentos capazes de promover a degradação e ruptura de formações rochosas, estas são classificadas como: brocas com partes móveis e brocas sem partes móveis (ZAMPROGNO, 2011).

Segundo Bourgoyne Jr. (1996), as brocas sem partes móveis são equipamentos fixos que giram como uma única unidade junto à coluna de perfuração. Já as brocas com partes móveis possuem cones rotativos que giram em torno dos seus eixos enquanto a broca é girada em contato com a formação.

a) Brocas sem partes móveis

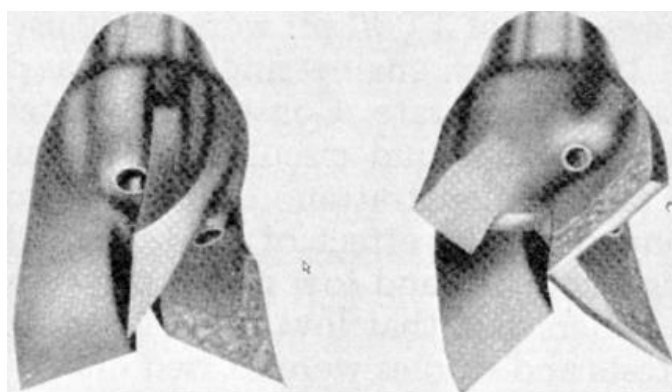
Segundo Plácido (2009), a inexistência de partes móveis e rolamentos aumenta a confiabilidade na utilização destas brocas, visto que a formação a ser perfurada é susceptível à broca escolhida, desde que exista uma seleção correta da mesma.

As principais brocas sem partes móveis são:

- Broca integral de lâmina de aço:

Apelidadas de rabo de peixe em decorrência do seu formato, como é possível ver na Figura 6, este tipo de broca foi utilizado até 1900 para perfuração de rochas moles (ZAMPROGNO, 2011);

Figura 6 - Broca integral de lâmina de aço (rabo de peixe)



Fonte: Moraes, 2014.

- Broca de diamantes naturais:

Construída de diamantes naturais (Figura 7) é um excelente equipamento para perfuração de formações rochosas devido à alta dureza e

resistência ao desgaste do diamante, de modo que a perfuração é realizada pelo efeito de esmerilhamento. Entretanto, além do alto custo envolvido, o diamante é muito sensível ao choque e à vibração, tornando assim a utilização desta broca inviável em alguns casos (ZAMPROGNO, 2011);

Figura 7 - Broca de diamantes industrializados



Fonte: Plácido, 2009.

- Broca TSP (*Thermally Stable Polycrystalline*):

Segundo Plácido (2009), estas brocas são mais utilizadas do que as brocas de diamante natural, e seu uso é preferencial para perfurações de rochas mais resistentes como calcários e arenitos finos. O seu uso é restrito por apresentar restrições hidráulicas e, além disso, geram grandes torções nos tubos de perfuração (fator que pode ser corrigido por meio da utilização de um motor de fundo).

- Broca PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*):

Segundo Plácido (2009)

As brocas de PDC utilizam diamante sintético no formato de um compacto de diamante policristalino. Seus cortadores são na forma de pastilhas, montada nas aletas da broca, que podem ser de aço ou matriz. O que as diferencia das brocas de diamante natural e TSP, é seu desenho hidráulico que se realiza com sistema de jatos, similar às brocas de cones.

O mecanismo de corte realizado pelas brocas do tipo PDC é por cisalhamento e este equipamento tem sido muito usado na indústria petrolífera devido às suas vantagens econômicas, versatilidade e bons resultados na perfuração rotativa. É possível ver na Figura 8 uma imagem de uma broca do tipo PDC.

Figura 8 - Broca PDC



Fonte: Plácido, 2009.

b) Brocas com partes móveis

Conhecidas em decorrência da existência de seus cones giratórios na extremidade da broca, as brocas com partes móveis variam entre si a depender das suas estruturas cortantes, rolamentos e seu corpo. Os elementos cortadores são os dentes utilizados nos cones, estes podem variar seu formato ou seu material; seus rolamentos podem ser do tipo cilíndrico ou de esferas. A alteração nas características dos cones da broca resultará em diferentes características de corte para esse equipamento (PLÁCIDO, 2009).

Em decorrência das diferentes propriedades nas rochas que podem ser encontradas em sub superfície, existe a necessidade de diferentes formas estruturais de brocas para melhor se adequarem à demanda necessária. Em sua construção, as brocas podem possuir diferentes mecanismos de perfuração e desgaste da formação, estes são compostos por arranjos de cones e dentes que podem ser alterados no seu projeto de construção. Desse modo, é possível adaptar o equipamento utilizado às necessidades do projeto, como é possível analisar na Figura 9, na qual à esquerda é possível ver uma broca tricônica de dentes de aço e à direita uma broca tricônica de insertos; embora ambas tenham três cones giratórios, é nítida a diferença no arranjo e na disposição dos dentes utilizados em ambas as brocas.

Figura 9 - Broca tricônica de dentes de aço (à esquerda) e broca tricônica de insertos (à direita).



Fonte: Plácido, 2009.

Ademais, a alteração na quantidade de cones utilizados na broca também é um recurso empregado na indústria petrolífera e pode ser visto na Figura 10.

Figura 10 - Broca bicônica de insertos (à esquerda) e broca monocônica de insertos (à direita).



Fonte: Plácido, 2009.

2.4.5 Alargadores

Consiste em uma ferramenta equipada ao BHA com a capacidade de garantir a estabilização do poço e permitir o escareamento do poço, também pode ser utilizado para a realização de repasses em determinadas seções. A escolha do alargador para cada projeto deve levar em consideração fatores como o diâmetro desejado de perfuração, os tipos de brocas a serem utilizados e os tipos de alargadores disponíveis. Os alargadores podem ser de tecnologia excêntrica e de tecnologia concêntrica, como explicada a seguir.

2.4.5.1 Alargadores de tecnologia excêntrica

Esta classe de alargadores é caracterizada por não possuir partes móveis, o alargamento se dá pela excentricidade da broca, ou seja, os centros de rotação da broca e da

coluna não coincidem. Duas variedades desses equipamentos são utilizadas, os alargadores de broca bicêntrica e o *drill out ream while drilling* – DORWD.

- Alargador brocas bicêntricas:

Segundo Zamprogno (2011), embora este tipo de alargador possua custo inferior aos demais e não apresente partes móveis (o que diminui as chances de falha), eles normalmente conferem aos poços diâmetros maiores do que os desejados, gerando uma tendência de desvios à broca e consequentemente dificuldades de controle durante uma perfuração direcional. Além disso, sua rotação é limitada e os mesmos geram variações de peso sobre a broca devido à instabilidade da coluna de perfuração, resultando em vibrações que são danosas aos equipamentos de poço. Sendo assim, essa tecnologia (Figura 11) confere diâmetros irregulares para o poço, comprometendo o processo de revestimento.

Figura 11 - Alargador tipo broca bicêntrica.



Fonte: Rocha et al., 2007.

- Brocas DORWD:

Trata-se de um avanço tecnológico proveniente do alargador broca bicêntrica, visto que apresentam mais estabilidade de perfuração, produz menos vibrações e possibilita a instalação de uma série de brocas. Este equipamento pode estar localizado em qualquer local do BHA e apresenta uma

estrutura reforçada contra desestabilizações, como é visto na Figura 12 (ZAMPROGNO, 2011).

Figura 12 - Alargador DORWD.



Fonte: Schlumberger, 2021.

2.4.5.2 Alargadores de tecnologia concêntrica

Segundo Zamprogno (2011), o funcionamento desses tipos de alargadores se dá pela aplicação de um diferencial de pressão na ferramenta que faz com que os seus braços se abram e a peça do equipamento destinado ao corte da formação se exponha e inicie o processo de alargamento do poço. Esta tecnologia foi projetada para permitir repasses e é possível realizar a perfuração simultânea ao alargamento. Entretanto, devido à mobilidade existente na ferramenta, a mesma está mais suscetível a falhas e possíveis quebras podem resultar na necessidade de realizar pescarias complexas para os padrões normais.

- *Anderreamer*

Segundo NOV Wellbore Technologies (2021), esse tipo de alargador (Figura 13) utiliza três blocos cortadores acionados hidráulicamente que são capazes de conferir aos poços diâmetros cerca de 20% maiores que o diâmetro interno do revestimento. São equipamentos confiáveis e robustos, mas que necessitam de uma análise matemática prévia para garantir compatibilidade entre a ferramenta e a broca utilizada na perfuração.

Figura 13 - Alargador do tipo *anderreamer*.



Fonte: National Oilwell Varco, 2021.

- Alargador brocas expansíveis

Segundo Zamprogno (2011), é um equipamento composto por quatro aletas equidistantes 90° entre si, no qual seu acionamento ou recolhimento das aletas se dá por meio da pressão hidráulica imposta por um pistão interno que altera o posicionamento dos mecanismos de corte Figura 14.

Figura 14 - Alargador brocas expansíveis, acionado por pressão hidráulica.



Fonte: Rocha et al., 2007.

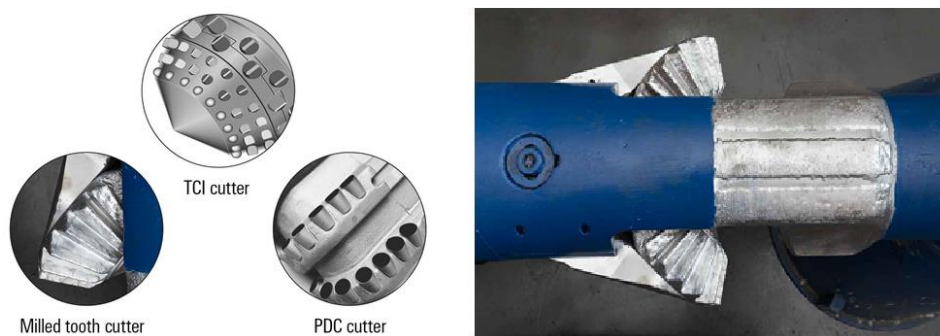
- *Underreamer reamaster*

Segundo Rodrigues e Calixto (2019), os tipos de alargadores *underreamer* são mais comumente utilizados junto a estabilizadores e sua tecnologia consiste na

composição de duas a três peças móveis acionadas hidráulicamente. O equipamento pode ser alocado pouco acima da broca ou mais afastado e permite o alargamento de cerca de 20 a 40% do diâmetro nominal, tornando-se ideal para a realização de repasses e a utilização em formações com altas taxas de fluência.

Na Figura 15 é possível visualizar à direita um *underreamer reamaster* e à esquerda variações dos mecanismos de corte que podem ser alocados ao equipamento a depender das necessidades do projeto. Normalmente a escolha se dá em decorrência da formação rochosa a qual será alargada.

Figura 15 - Alargador *underreamer reamaster* e variações de seu mecanismo de corte.



Fonte: Schlumberger, 2021.

2.5 Desafios na perfuração de poços de petróleo

2.5.1 Perfuração em rochas salinas

O sal é um material geológico que quando submetido a um carregamento constante apresenta deformação. Esta deformação se dará em função do módulo do carregamento, o tempo de exposição e as propriedades físicas do sal envolvido (ZAMPROGNO, 2011).

No processo de perfuração de poços de petróleo através de camadas de rochas salinas, devido às propriedades plásticas do sal quando submetidos a altas condições de pressão e temperatura, é possível notar resistência durante a tentativa de retirada da coluna de dentro do poço; esta percepção se dá por meio da ocorrência de trações anormais que são monitoradas pelos indicadores de peso (PARANHOS SOBRINHO, 2020).

Segundo Zamprogno (2011), devido à sua mobilidade, o sal provoca a redução no diâmetro do poço, podendo resultar na prisão da coluna de perfuração. Além disso, tais fatores

geram uma necessidade de aumento de torques e repasses, práticas que podem alterar o tempo de execução do projeto, bem como seu custo e sua viabilidade.

Dessa forma, segundo Paranhos Sobrinho (2020), para corrigir os problemas estruturais relativos ao formato do poço e condicioná-lo ao padrão desejado, pode-se realizar a operação de repasse.

Segundo Vila et al. (2011), em águas profundas, a utilização de alargadores simultaneamente à perfuração de poços é uma técnica capaz de melhorar a viabilidade econômica do projeto e garantir a geometria do poço devido ao repasse realizado pela ferramenta de alargamento.

2.5.2 Vibrações provenientes da perfuração

Segundo Atriby et al. (2018), existem riscos inerentes à eficiência da perfuração de poços de grandes diâmetros. A principal causa para essa problemática é a ocorrência de vibrações do BHA a qual afeta negativamente o ROP, gerando maior tempo de perfuração e consequentemente tornando os custos do projeto mais caro. A motivação destas ocorrências se dá pelo fato de que o excesso de choques e vibrações ao longo do BHA é capaz de gerar gradativos danos aos equipamentos de fundo de poço, desgastando-os com mais rapidez e fazendo-se necessárias mais operações de manobra e renovação de equipamentos.

Segundo Herbig (2016), a complexidade do BHA e a profundidade dos poços são fatores que tornam a perfuração mais desafiadora. Em decorrência da demanda de altas taxas de ROP, a operação tende a ser realizada no seu limite físico de operação, de modo que exceder tais parâmetros pode acarretar grandes vibrações prejudiciais para todo o BHA, acarretando desgastes prematuros nos equipamentos de fundo de poço.

Sabe-se que perfuração de poços de petróleo resulta em severas vibrações causadas ao BHA, estas forças indesejadas podem ser diferenciadas em vibrações axiais (*bit bounce*), torcionais (*stick-slip* ou oscilações torcionais de alta frequência) e laterais (*forward/backward whirl*). Tais vibrações podem gerar danos prematuros nas ferramentas de fundo de poço, limitações de ROP e imprecisões nas técnicas de perfilagem, caso esteja sendo utilizada a técnica *Measurement While Drilling* (MWD) (HERBIG, 2016).

Vila et al. (2011) observaram por intermédio dos registros de campo danos prematuros abaixo do alargador em seções de rochas mais resistentes. Para solucionar tal problemática, é

necessário conferir se as formações em contato com o alargador e broca são capazes de suportar o carregamento de forças impostas pelo BHA sem que exista excesso de fratura na formação. Como técnica remediadora, é possível utilizar sistemas de modelagem de BHA para melhor dimensioná-lo e, conseqüentemente, fazê-lo produzir menos vibrações.

2.6 Alternativas para aumentar a eficiência da perfuração

2.6.1 Alargamento após a perfuração

Atriby et al. (2018) relatam um estudo comparativo realizado por meio da simulação de perfuração de dois poços utilizando diferentes técnicas. A primeira simulação é realizada por meio de uma broca convencional de 34 polegadas que foi utilizada durante todo o processo de perfuração; a segunda é realizada com uma broca convencional de 22 polegadas e, posteriormente, o poço é alargado por meio de uma broca de 34 polegadas.

Segundo Atriby et al. (2018), os resultados obtidos da sua segunda simulação apresentaram significantes reduções de vibrações e choques quando comparados com o primeiro caso, esta diferença se dá pela redução no diâmetro da broca utilizada e gera diversos benefícios para o projeto, como a redução no desgaste dos equipamentos, o aumento da taxa de penetração e a diminuição do tempo necessário para finalizar a perfuração. As taxas de penetração no primeiro e no segundo caso foram, respectivamente, $9,8 \text{ ft/hr}$ e $17,4 \text{ ft/hr}$, entretanto, ainda que na segunda simulação a velocidade de perfuração tenha obtido melhores valores, a operação se caracterizaria mais estável e mais controlada pela redução de vibrações.

2.6.2 *Reaming While Drilling* (RWD)

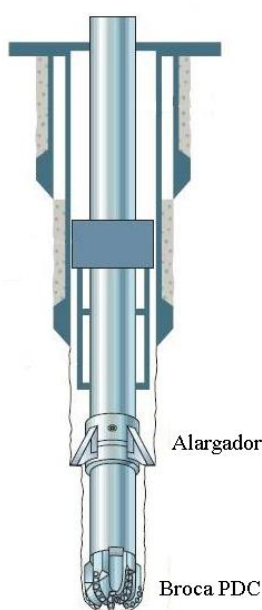
Segundo Ma et al. (2012) e Scott et al. (2013), a técnica RWD foi desenvolvida para possibilitar os operadores a definir colunas de revestimento maiores em poços mais profundos, promover maior estabilidade na perfuração em formações instáveis, melhorar a qualidade da cimentação e eliminar a necessidade de repasses do poço, poupando assim tempo de operação, tornando o projeto mais viável economicamente.

Para melhoria na eficiência da perfuração de poços, utiliza-se a técnica *Reaming While Drilling*, na qual é realizada a partir da perfuração de um poço piloto por meio de uma broca de diâmetro menor do que o desejado para o poço, sendo essa seguida por um alargador, com

o diâmetro final do projeto, que perfura simultaneamente a seção já operada pela broca, ampliando o poço que passa a ser definido como poço principal. Os BHAs para o poço piloto e o poço principal são projetados para otimizar o desempenho dos componentes, minimizar os choques e as vibrações e melhorar a eficiência da operação. Essa técnica tem obtido sucesso em diversos ambientes de perfuração e demonstrou expressivas melhoras no processo de perfuração, diminuição de choques e vibrações, aumento da vida útil dos equipamentos e redução dos custos e do tempo de operação (ATRIBY et al., 2018).

O processo de alargamento por meio da técnica RWD consiste na perfuração de um poço utilizando um BHA capaz de perfurar duas seções simultaneamente Figura 16. A primeira seção consiste na perfuração realizada entre a superfície e o alargador, esta será denominada poço principal e possuirá diâmetro equivalente ao diâmetro do alargador. A segunda seção está localizada entre o alargador e a broca e esta será denominada poço piloto, seu diâmetro será igual ao diâmetro da broca utilizada durante a perfuração (MA et al., 2012).

Figura 16 - BHA durante perfuração de poço utilizando conjunto broca-alargador.



Fonte: Adaptado de Drilling Formulas, 2021.

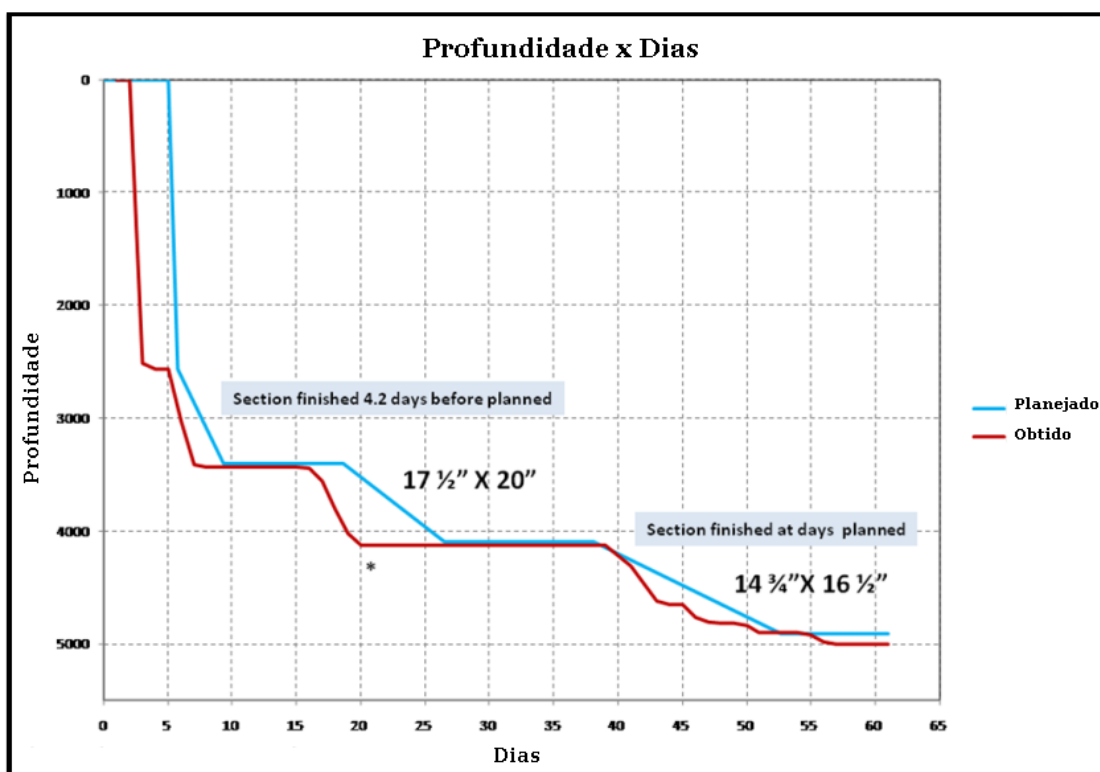
Segundo MA et al. (2012), a broca e o alargador são partes essenciais do RWD. Normalmente, costuma-se definir estes equipamentos como peças individuais, entretanto essa prática pode resultar em uma incompatibilidade entre as mesmas, podendo gerar redução do ROP, vibrações e dano prematuro nas ferramentas de fundo de poço. As seções rochosas são cortadas simultaneamente durante a perfuração do poço, de modo que o peso aplicado pela

superfície é transmitido por meio do BHA e consequentemente descarregado sobre o alargador e a broca. Um dos fatores que influenciam na estabilidade da perfuração é a distribuição de peso entre o alargador e a broca.

Em suas conclusões, Vila et al. (2011) afirmam que, recorrendo à modelagem de várias combinações de BHAs e conjuntos alargador/broca, operadores e engenheiros de serviço puderam determinar que a seleção do BHA e da estrutura de corte é fundamental para o sucesso da operação. O estudo mostrou que o gerenciamento dos parâmetros em fases que o alargador perfurou formações rochosas mais resistentes reduziu as vibrações laterais e os *stick-slips*, embora tenha resultado na diminuição do ROP; entretanto, este fator possibilitou a integridade da estrutura de corte do alargador.

Além disso, Vila et al. (2011) expressam por meio da Figura 17 os dados de campo obtidos no processo de perfuração de um poço utilizando a técnica de alargamento simultânea à perfuração. É possível notar que em determinadas seções do gráfico existem comportamentos anormais na curva obtida que se difere do comportamento retilíneo ou contínuo da curva planejada, estas anomalias se deram por falhas de equipamentos de fundo do poço e perdas de lama que resultaram no aumento de 5 dias no projeto; entretanto, estes fatores não estão relacionados ao uso do alargador.

Figura 17 - Profundidade x Tempo para a perfuração realizada no estudo Vila et al. (2011).



Fonte: Adaptado de Vila et al., 2011.

Alguns dos principais fatores listados para o sucesso do estudo de Vila et al. (2011), segundos os mesmos, foram o extenso pré-planejamento e modelagem de poço, modelagem e avaliação de vários conjuntos de BHA, boa cooperação no gerenciamento dos parâmetros, roteiro bem definido e respeitado, entre outros.

2.7 Modelo de interação broca-alargador

Partindo do conceito da equação da energia específica na perfuração de rochas, definida por Teale (1964), e amplamente aceita na indústria petrolífera, embora não cubra todos os parâmetros necessários, tem-se

$$E_s = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{A_b \cdot ROP} \quad (1)$$

em que A_b é a área seção transversal correspondente à área de corte da broca, em polegadas quadradas (in²), WOB é o peso que o sistema impõe sobre a broca, em libras (lbs), RPM é a taxa de rotações por minuto realizado pela broca, TOB é o torque imposto pela broca, em libras por pés (lbs/ft) e ROP é a taxa de penetração axial realizada pela broca na estrutura rochosa, em pés por hora (ft/hr).

De acordo com Pessier et al. (1992), o conceito de Teale (1964) considera que a energia mínima é atingida quando a energia específica se aproxima ou é igual a resistência à compressão da rocha que está sendo perfurada (o que condiz com o alcance da máxima eficiência mecânica). Desse modo, pode-se dizer que:

$$\sigma_b = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{A_b \cdot ROP} \quad (2)$$

e, consequentemente:

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} + \frac{120 \cdot \pi \cdot RPM \cdot TOB}{\sigma_b \cdot ROP} \quad (3)$$

de modo que σ é o coeficiente de resistência da rocha que está sendo perfurada pela broca, em psi.

Para melhor manipulação dos termos da equação, define-se a taxa de penetração por revolução como:

$$k = \frac{ROP}{5 \cdot RPM} \quad (4)$$

Dessa forma, substituindo a Equação (4) em (3) e fazendo as devidas simplificações, é possível obter a equação:

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} + \frac{24 \cdot \pi \cdot TOB}{\sigma_b \cdot k} \quad (5)$$

Segundo Pessier et al. (1992), em uma de suas revisões posteriores, o coeficiente de atrito μ é definido de forma adimensional como:

$$TOB = \mu_b \cdot \frac{D_b \cdot WOB}{36} \quad (6)$$

em que D_b é o diâmetro da broca, em polegadas (in).

Finalmente, como demonstrado por Servaes et al. (2016), é possível realizar a combinação das Equações (5) e (6) e consequentemente reduzi-las para a seguinte equação:

$$\frac{WOB}{\sigma_b} = \frac{A_b}{\left[1 + \frac{2 \cdot \pi \cdot \mu_b \cdot D_b}{3 \cdot k}\right]} \quad (7)$$

Dessa forma, será utilizado o seguinte parâmetro para facilitar a manipulação das equações:

$$AE_b = \frac{WOB}{\sigma_b} \quad (8)$$

obtendo a equação final da área efetiva da broca (AE_b):

$$AE_b = \frac{A_b}{1 + \frac{2 \cdot \pi \cdot \mu_b \cdot D_b}{3 \cdot k}} \quad (9)$$

Nota-se que o conceito de área efetiva resulta em uma equação expressa em polegadas quadradas (in²) dependente da taxa de penetração por revolução (k).

A obtenção de um modelo matemático que expresse, em função da taxa de penetração por revolução (k), o peso necessário em uma estrutura de corte para que a perfuração comece a ocorrer é muito importante. Ademais, as equações acima demonstradas podem ser adaptadas a qualquer mecanismo de corte; por exemplo, durante a utilização de alargadores, pode-se substituir WOB por WOR (peso na broca por peso no alargador) e TOB por TOR (torque na broca por torque no alargador) (SERVAES et al., 2016).

Tendo em vista que as equações acima citadas são capazes de expressar os parâmetros desejados, exceto os cálculos de torques, faz-se necessário uma nova formulação partindo da

Equação (5) com o objetivo de encontrar parâmetros para a obtenção destes valores. As manipulações e simplificações podem ser acompanhadas nas equações seguintes:

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} + \frac{24 \cdot \pi \cdot TOB}{\sigma_b \cdot k} \cdot \frac{WOB}{WOB} \quad (10)$$

$$A_b = \frac{WOB}{\sigma_b} \cdot \left(1 + \frac{24 \cdot \pi \cdot TOB}{k \cdot WOB} \right) \quad (11)$$

$$\frac{24 \cdot \pi}{k} \cdot \frac{TOB}{WOB} = \frac{A_b}{\frac{WOB}{\sigma_b}} - 1 \quad (12)$$

$$\frac{TOB}{WOB} = \frac{k}{24 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{A_b}{\frac{WOB}{\sigma_b}} - 1 \right) \quad (13)$$

$$\frac{TOB}{WOB} = \frac{k}{24 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{\pi \cdot R_b^2}{\frac{WOB}{\sigma_b}} - 1 \right) \quad (14)$$

Por fim, de forma similar como foi realizado para a área efetiva, é definido um parâmetro denominado raio efetivo, em polegadas (in), com o objetivo de simplificar a manipulação das equações matemáticas, tal equação é expressa da seguinte forma:

$$RE_b = \frac{TOB}{WOB} = \frac{k}{24} \cdot \left(\frac{R_b^2}{\frac{WOB}{\sigma_b}} - \frac{1}{\pi} \right) \quad (15)$$

Ao analisar a Equação (15) é possível notar que o raio efetivo da broca (RE_b) é dependente de dois fatores, a taxa de profundidade de penetração por revolução (k) e a área efetiva da broca, a qual também depende de k . Além disso, esta equação pode ser aplicada a qualquer mecanismo de corte; por exemplo, durante a utilização de alargadores, pode-se substituir WOB por WOR e TOB por TOR (SERVAES et al., 2016).

Ademais, Servaes et al. (2016) definem que o peso total do sistema será igual à soma aritmética dos pesos na broca e no alargador, pois este valor equivale ao carregamento atribuído por toda a coluna de perfuração às formações que estão em contato. Da mesma

forma, o torque do total do sistema será igual à soma aritmética dos torques obtidos na broca e no alargador, pois este é o valor necessário para que o sistema inicie o processo de corte das rochas em contato. Desse modo, as duas equações relativas aos carregamentos de todo o sistema são expressas a seguir:

$$WSYS = WOB + WOR \quad (16)$$

$$TSYS = TOB + TOR \quad (17)$$

3 METODOLOGIA

3.1 Levantamento Bibliográfico

Para completo entendimento acerca das importâncias deste estudo e da forma como é realizado, fez-se necessário um amplo levantamento bibliográfico capaz de definir as funções, características e/ou razões da existência de cada fase ou utilização de cada equipamento durante a perfuração de poços de petróleo.

3.2 Programação do modelo matemático na linguagem MATLAB

Por meio do embasamento teórico exposto, fica evidente a necessidade da análise de compatibilidade do conjunto broca-alargador para evitar problemas durante a perfuração de poços.

Desse modo, neste estudo é utilizado o modelo matemático exposto por Servaes et al. (2016) e os conceitos de Teale (1964) e Pessier et al. (1992) para a elaboração de um programa computacional que possa retornar parâmetros que devem ser utilizados e respeitados durante a realização de um projeto de poço.

Baseando-se nas equações supracitadas, são expostos no Quadro 1 os dados de entrada necessários para a elaboração do modelo matemático e os dados de saída obtidos por meio da simulação.

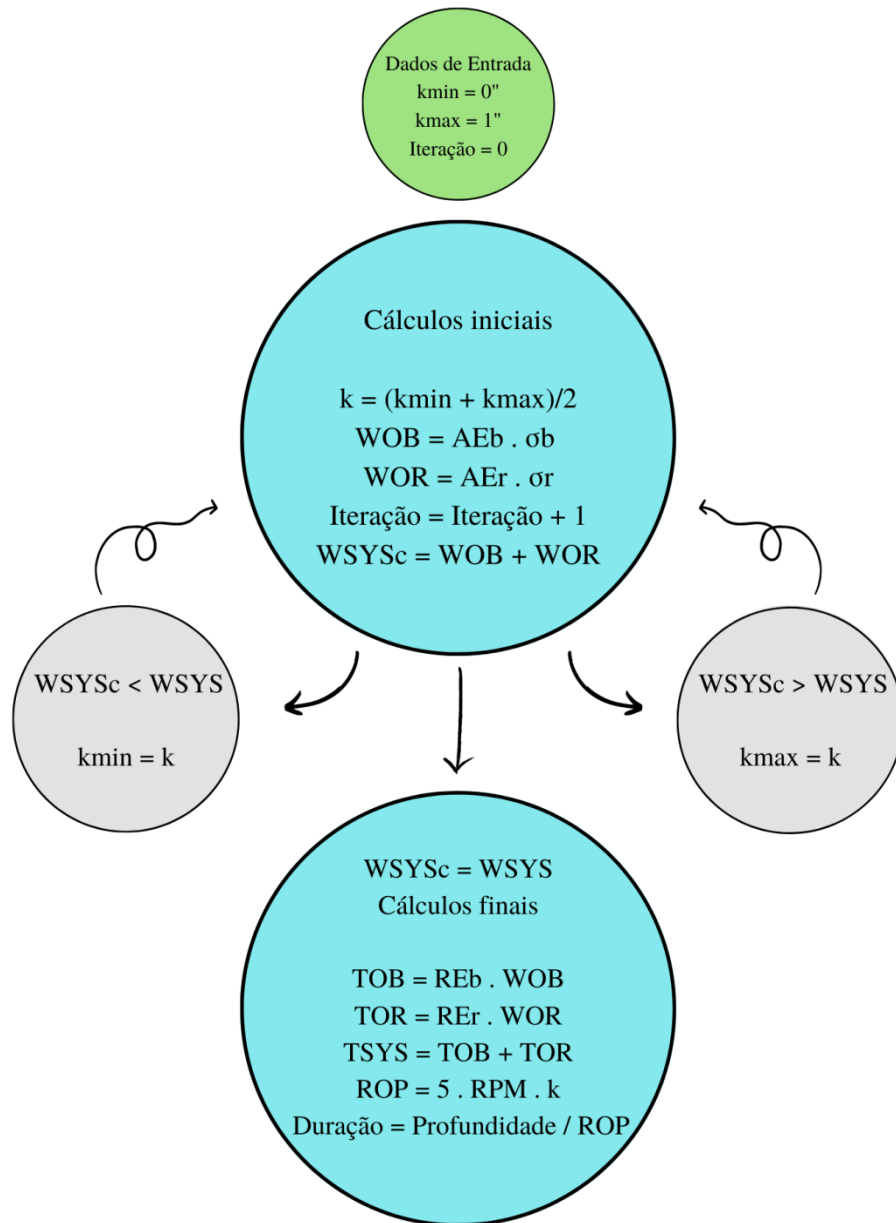
Quadro 1 - Dados de entrada e de saída do programa.

Dados de entrada	Dados de saída
Diâmetro da broca	Pesos na broca
Diâmetro do alargador	Pesos no alargador
Coeficiente de atrito da broca	Torques na broca
Coeficiente de atrito do alargador	Torques no alargador
Resistências das rochas	Torques total do sistema
Peso total do sistema	ROP
Profundidade da seção rochosa	Duração da perfuração
Tolerância de erro na iteração	

Fonte: Autor (2021).

A ferramenta computacional tem como base matemática um processo iterativo que é ilustrado por meio do fluxograma apresentando na Figura 18.

Figura 18 - Fluxograma do processo iterativo.



Fonte: Autor (2021).

Tendo em vista a possibilidade de o processo iterativo não convergir, o operador do modelo matemático pode estabelecer uma taxa de erro a ser usado na etapa em que o modelo matemático compara os valores de WSYSc (valor do peso total do sistema calculado em cada etapa de iteração) e WSYS (valor do peso total do sistema atribuído como dado de entrada), neste estudo é utilizado o valor de 10^{-3} ; além disso, um limite de 1000 iterações para a saída do modelo matemático da etapa de cálculos iniciais para a etapa de cálculos finais também foi definido para o mesmo fim.

Os dados de entrada são atribuídos por meio de um arquivo de dados em MATLAB desenvolvido sob as características visualizadas na Figura 19.

Figura 19 - Modelo dos dados de entrada do programa.

```
offset=100;

camadas=[1000, 200, 200, 500;
          18000, 10000, 25000, 18000;
          0.69, 0.90, 0.65, 0.70;
          1.62, 0.74, 3.2, 1.54];

Db = 8.5;
Dr = 10.25;|
RPM = 120;
WSYS = 26000;
tol = 1e-3;

perfuracao(offset, Db, Dr, camadas, WSYS, RPM, tol);
```

Fonte: Autor (2021).

Tendo em vista a variação das forças inerentes aos componentes de perfuração, broca e alargador, em decorrência da possibilidade de afastamento ou aproximação dos mesmos no seu posicionamento no BHA, define-se como offset a distância existente entre a broca e o alargador, este também é um dado de entrada e pode ser definido pelo usuário do modelo computacional.

De modo que o vetor “camadas” possui em sua primeira linha as profundidades de cada camada rochosa do cenário estudado, a segunda linha possui os dados de resistência das rochas de cada camada, na terceira linha são atribuídos os valores dos coeficientes de atrito da broca e na quarta linha os coeficientes de atrito do alargador.

A impressão dos resultados é realizada de maneira automatizada por meio de dois gráficos que expressam os valores dos pesos e torques na broca e no alargador em cada seção rochosa; além disso, também é possível visualizar numericamente os resultados de cada etapa de perfuração da simulação realizada por meio da impressão gerada pelo modelo matemático (Figura 20).

Figura 20 - Modelo da impressão dos resultados.

Etapa da Perfuração:

7

WOB (lb)	TOB (lb.ft)	WOR (lb)	TOR (lb.ft)
1.0e+04 *			
2.3285	0.3848	0.2715	0.2474
ROP (ft/h)	DURAÇÃO (h)		
174.4287	0.5733		

Fonte: Autor (2021).

O desenvolvimento desse código foi realizado com o intuito de obter um modelo o mais automatizado possível para que o usuário receba os resultados de maneira simples e objetiva, visando a acessibilidade da ferramenta.

3.3 Criação dos cenários de perfuração para simulação

Com base na necessidade de comparar os resultados obtidos por meio do modelo matemático criado com os resultados expostos por Servaes et al. (2016) e no objetivo de realizar comparações entre diferentes casos, são definidos três diferentes cenários de perfuração com diferentes parâmetros de profundidades das formações e resistências das rochas.

Além disso, foram definidas apenas quatro formações diferentes em cada situação com fins de simplificação no processo de análise comparativa dos resultados e diminuição do custo computacional.

3.4 Variáveis utilizadas no processo de simulação

Com o objetivo de variar apenas os parâmetros desejados, algumas variáveis foram mantidas com valores fixos, pois a sua variância não influenciaria significativamente na análise e nos resultados desejados, segue no Quadro 2 tais valores considerados fixos durante os processos de simulação:

Quadro 2 - Lista de variáveis fixas e seus respectivos valores.

Variáveis	Valor
Diâmetro da Broca	8.5 <i>in</i>
Diâmetro do Alargador	10.25 <i>in</i>
Peso Total do Sistema	26000 <i>lb</i>
Rotações por Minuto	120

Fonte: Autor (2021).

Com o objetivo de conseguir expressar um modelo matemático condizente com o desenvolvido pelo estudo citado, os valores utilizados para os coeficientes de atrito da broca e do alargador foram aproximados aos utilizados por Servaes et al. (2016), embora o estudo supracitado não defina os valores exatos utilizados, tendo em vista que este valor é baseado em aproximações de diversos resultados de campo armazenados em um banco de dados que o mesmo dispõe. Estes valores foram obtidos por meio definição de Pessier et al. (1992) para o coeficiente de atrito (Equação 18) e dos resultados obtidos por Servaes et al. (2016).

$$\mu = \frac{36.TOB}{D.WOB} \quad (18)$$

Além disso, por meio dos Quadro 3, Quadro 4 e Quadro 5 são possíveis de visualizar as diferenças atribuídas às resistências das rochas em cada camada de perfuração nos cenários 1, 2 e 3, respectivamente.

Quadro 3 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 1.

Cenário 1				
Camada	Profundidade da Camada (ft)	Resistência da Rocha (psi)	Coeficiente de atrito da broca	Coeficiente de atrito do alargador
1	0 – 1000	18000	0,70	1,62
2	1000 – 1200	10000	0,76	1,60
3	1200 – 1400	25000	0,62	1,50
4	1400 – 1900	18000	0,70	1,62

Fonte: Autor (2021).

Quadro 4 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 2.

Cenário 2				
Camada	Profundidade da Camada (ft)	Resistência da Rocha (psi)	Coeficiente de atrito da broca	Coeficiente de atrito do alargador
1	0 – 1000	8000	0,70	1,62
2	1000 – 1200	15000	0,76	1,60
3	1200 – 1400	10000	0,62	1,50
4	1400 – 1900	25000	0,70	1,62

Fonte: Autor (2021).

Quadro 5 - Variações das resistências das rochas por camada no Cenário 3.

Cenário 3				
Camada	Profundidade da Camada (ft)	Resistência da Rocha (psi)	Coeficiente de atrito da broca	Coeficiente de atrito do alargador
1	0 – 1300	8000	0,70	1,62
2	1300 – 1700	28000	0,76	1,60
3	1700 – 1900	20000	0,62	1,50
4	1900 – 2300	12000	0,70	1,62

Fonte: Autor (2021).

3.5 Definição das etapas de simulação

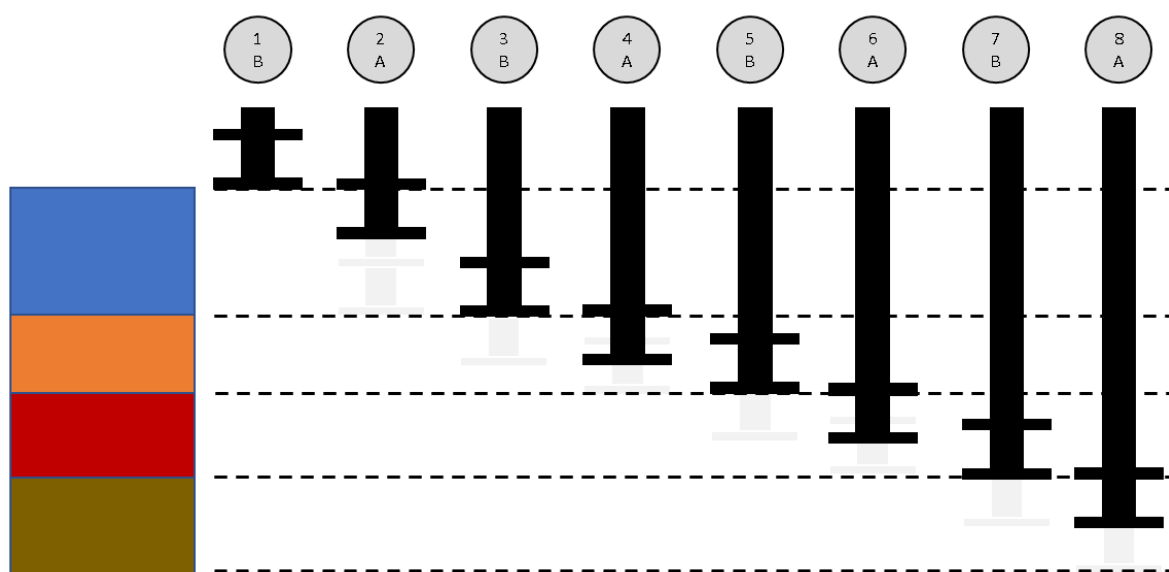
Em decorrência da alteração das rochas a serem perfuradas pela broca e pelo alargador ao longo do poço, é natural que em determinadas profundidades ocorra a transição destes equipamentos entre formações rochosas de diferentes características, nestes momentos ocorrerão mudanças na etapa da perfuração em decorrência da variação da resistência das rochas em contato com as ferramentas.

Esta alteração na etapa da perfuração tem como objetivo reajustar os dados de entrada para dar andamento aos cálculos com os valores decorrentes das propriedades das rochas devidamente atualizados após a zona de transição. Por meio da Figura 21 é possível visualizar as transições que ocorrerão da broca e do alargador ao longo da perfuração do poço considerado no presente trabalho, o qual consiste na existência de 4 formações rochosas de diferentes resistências. Na figura também é possível visualizar a legenda superior que consta

um número e uma letra, referentes à etapa de perfuração e qual equipamento está realizando transição entre camadas (“A” para alargador e “B” para broca), respectivamente.

Além disso, é válido mencionar que a etapa 1 não foi incluída no estudo pelo fato de que não existe perfuração por meio da técnica *Reaming While Drilling* nesta etapa, visto que o alargador não se encontra em contato com nenhuma formação rochosa.

Figura 21 - Modelo de posicionamento do conjunto broca-alargador ao longo do poço.



Fonte: Autor (2021).

3.6 Simulação e resultados

Foi realizada a simulação de cada cenário por meio do modelo computacional criado e, conseqüentemente, obtidos gráficos que permitem inferir os resultados de pesos e torques na broca e no alargador para cada formação rochosa ao longo da profundidade; além da impressão dos valores dos resultados de cada um dos cenários organizadamente.

3.7 Conferência de confiabilidade

Com o objetivo de conferir precisão aos resultados obtidos por meio do programa criado, o Cenário 1 ao ser definido recebeu os mesmos valores das variáveis utilizadas por Servaes et al. (2016); desse modo, é possível analisar comparativamente os resultados obtidos em ambos os estudos e gerar a taxa de erro entre os mesmos.

3.8 Análise da influência das variáveis nos resultados obtidos

Serão realizadas análises acerca dos resultados obtidos com o objetivo de inferir a influência de cada variação de parâmetros no resultado obtido.

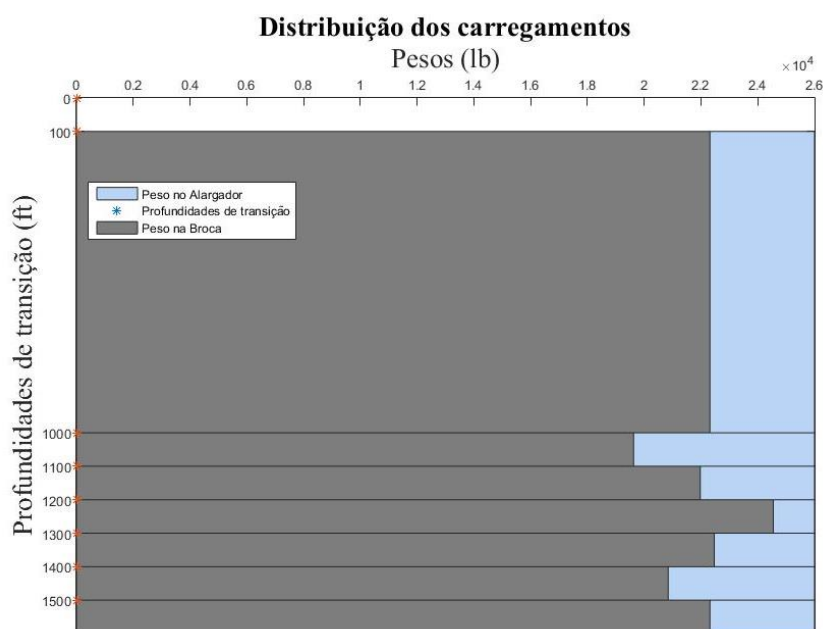
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir das simulações realizadas por meio do modelo matemático elaborado, utilizando os parâmetros supracitados, é possível obter os resultados descritos abaixo.

4.1 Cenário 1

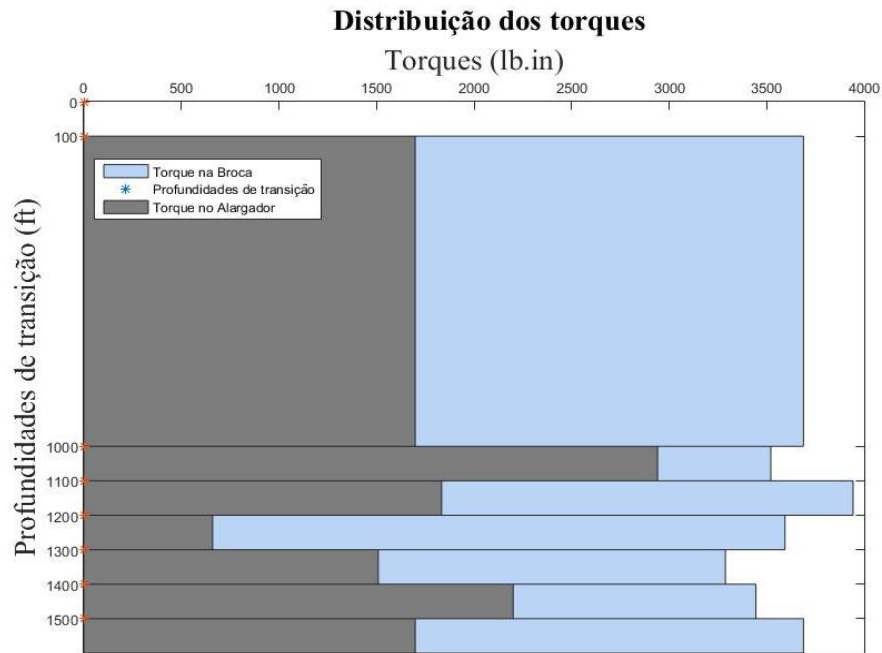
Realizando a simulação do Cenário 1 por meio do software desenvolvido, são obtidas as Figura 22 e Figura 23 que retornam os valores de *WOB* e *WOR*, *TOB* e *TOR*, respectivamente, para cada etapa de perfuração.

Figura 22 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 1.



Fonte: Autor (2021).

Figura 23 - Distribuição dos torques no Cenário 1.



Fonte: Autor (2021).

Além disso, o software também retorna numericamente cada valor e estes podem ser visualizados organizadamente por meio do Quadro 6.

Quadro 6 - Resultados da simulação do Cenário 1.

Etapas	2	3	4	5	6	7	8
σ_b (psi)	18000	10000	10000	25000	25000	18000	18000
σ_r (psi)	18000	18000	10000	10000	25000	25000	18000
WOB (lb)	22317	19624	21974	24550	22466	20847	22317
WOR (lb)	3683	6376	4026	1450	3534	5153	3683
TOB (lb.in)	3688	3521	3943	3594	3289	3446	3688
TOR (lb.in)	1699	2941	1834	661	1509	2201	1700
ROP (ft/h)	167	290,80	337,73	117,95	110,92	165,26	167,01
Duração (h)	5,39	0,34	0,30	0,85	0,90	0,60	2,40

Fonte: Autor (2021).

Em análise técnica aos resultados supracitados e aos dados de entrada do referido cenário, é possível notar a tendência dos valores dos pesos necessários na broca e no alargador para perfurarem as formações rochosas variarem de forma diretamente proporcional à variação das resistências das rochas as quais estes equipamentos estão perfurando.

Na mudança de parâmetros existentes entre a etapa 2 e 3 é possível notar a diminuição do *WOB* e o aumento do *WOR*, este fator se deve diretamente pelo fato de que durante este processo de transição de etapas, a broca que outrora estava a perfurar a mesma formação que o alargador (ambas com 18000 psi de resistência) passou a perfurar uma região de menor resistividade (10000 psi); desse modo, torna-se natural que parte dos esforços exercidos para a perfuração sejam deslocados para o alargador com o objetivo de facilitar a perfuração da sua região de contato, tendo em vista que é uma formação de maior complexidade de perfuração do que a presente região rochosa em contato com a broca.

A situação supracitada também é possível de ser visualizada entre as etapas 6 e 7, momento ao qual primeiramente ambos os equipamentos de corte se encontram na terceira formação, de resistência igual à 25000 psi e a broca passa a perfurar a quarta formação de resistividade 18000 psi. Neste momento também é possível visualizar numericamente a diminuição dos valores de *WOB* e o aumento de *WOR*.

Durante a mudança ocorrida entre as etapas 3 e 4, é possível notar que o *WOB* aumenta e o *WOR* diminui, essa alteração é motivada pelo fato de que o alargador, que anteriormente estava em uma formação mais resistente que a broca, passa para a mesma formação (ambas em uma formação com resistência igual à 10000 psi). Desse modo, os pesos são reajustados pelo fato de que o alargador não necessita de um carregamento extra, visto que a complexidade das rochas em contato com os equipamentos é igual para ambos. Esta situação também pode ser visualizada entre as etapas 7 e 8.

A mudança dos esforços existentes entre as etapas 4 e 5, momento o qual o *WOB* aumenta consideravelmente e o *WOR* consequentemente diminui, é explicada pelo fato de que inicialmente (na etapa 4) broca e alargador estão posicionados em formações com resistência de 10000 psi e, posteriormente (etapa 5), a broca passa a perfurar uma região de resistividade maior, 25000 psi, enquanto o alargador se mantém na região de menor resistência, consequentemente, é natural que os esforços disponíveis sejam destinados à auxiliar a broca durante a perfuração da região de maior complexidade.

Desse modo, em análise às etapas 5 e 6, existe a diminuição do *WOB* e aumento do *WOR* entre elas, este fator é motivado pelo fato de que na etapa 5 a broca recebe um incremento de carregamento em decorrência da maior resistividade da rocha que a mesma está em contato; entretanto, na etapa 6 o alargador também adentra a formação de maior resistência, equiparando a complexidade de perfuração da broca (ambos passam a perfurar

uma formação com resistência de 25000 psi) e, conseqüentemente, reajustando a distribuição dos pesos anteriormente incrementado à broca.

Além disso, no que diz respeito ao comportamento de *TOB* e *TOR*, é possível inferir por meio dos resultados que estas variáveis tendem a seguir o comportamento de *WOB* e *WOR*, respectivamente. Entretanto, em alguns momentos é possível ver a falta de concordância nestes parâmetros. Por meio deste cenário é possível visualizar entre as etapas 4 e 5 a diminuição do *TOB* enquanto há o aumento do *WOB* e entre as etapas 6 e 7 o aumento do *TOB* enquanto há a diminuição do *WOB*; ainda sim, vale ressaltar que pelo fato de que os valores de *TOB* e *TOR* variem não apenas em função dos pesos *WOB* e *WOR*, mas também em função da variável iterativa *k*, tal comportamento pode ser considerado natural, pois o valor de *k* varia em decorrência das resistências das rochas.

Em análise aos valores de *ROP* obtidos, nota-se a clara tendência de sua diminuição em situações as quais existe o aumento da resistência da rocha, como na Etapa 5, quando a broca e o alargador estão em contato com uma formação mais frágil (10000 psi) e a broca entra em contato com uma formação mais resistente (25000 psi) e, conseqüentemente, na Etapa 6 quando o alargador também entra na formação mais resistente.

Por outro lado, também é possível visualizar o aumento do *ROP* em situações que os equipamentos de perfuração passam a atuar em formações de menor resistividade, como por exemplo: nas Etapas 3 e 7, motivadas pela saída da broca de uma formação mais resistente para uma de menor resistência; e nas Etapas 4 e 8, também em decorrência da saída do alargador de uma formação de maior para uma de menor resistividade.

Tendo em vista que a duração da perfuração de cada etapa é diretamente proporcional ao *ROP* e inversamente proporcional à profundidade da camada, os comportamentos dos resultados obtidos dos tempos de duração se comportaram da maneira esperada.

4.2 Análise da confiabilidade do modelo matemático desenvolvido

Com o objetivo de analisar a eficácia da ferramenta desenvolvida, é realizada a comparação dos resultados obtidos por Servaes et al. (2016), com a resposta do cenário 1 do presente estudo. Por meio do Quadro 7 é possível visualizar os valores aproximados de *WOB*, *WOR*, *TOB* e *TOR* obtidos no trabalho supracitado, estes valores foram colhidos do estudo por meio da análise dos gráficos existentes no mesmo.

Quadro 7 - Resultados aproximados aos encontrados por Servaes et al. (2016).

Etapas	2	3	4	5	6	7	8
<i>WOB</i> (lb)	21704	19995,20	22405,5	23895,24	21295,2	20366,7	21790,5
<i>WOR</i> (lb)	4296	6004,76	3590,48	2104,76	4704,76	5633,33	4209,52
<i>TOB</i> (lb. in)	3540	3510	4020	3733,87	3741,94	3741,94	3530
<i>TOR</i> (lb. in)	1980	3690,48	2020	880,95	1919,35	2387,1	1980

Fonte: Autor (2021).

Desse modo, para fins de quantificação percentual de erro, foi utilizada a Equação 19:

$$\text{Erro}(\%) = \frac{\text{Resultado de Servaes et al (2016)} - \text{Resultado da simulação}}{\text{Resultado de Servaes et al (2016)}} \quad (19)$$

Sendo assim, por meio dos dados supracitados foram calculadas as taxas de erro inerentes aos resultados apresentados e estas são expressas por meio do Quadro 8.

Quadro 8 - Taxas de erro entre o Cenário 1 e os resultados de Servaes et al. (2016).

Taxa de erro							
<i>WOB</i> (lb)	-3%	2%	2%	-3%	-5%	-2%	-2%
<i>WOR</i> (lb)	14%	-6%	-12%	31%	25%	9%	13%
<i>TOB</i> (lb. in)	-4%	0%	2%	4%	12%	8%	-4%
<i>TOR</i> (lb. in)	14%	20%	9%	25%	21%	8%	14%

Fonte: Autor (2021).

Tendo em vista que os erros observados em algumas situações se apresentaram demasiados, nota-se certa divergência entre os resultados. Entretanto, estes valores são justificados mediante os seguintes fatores:

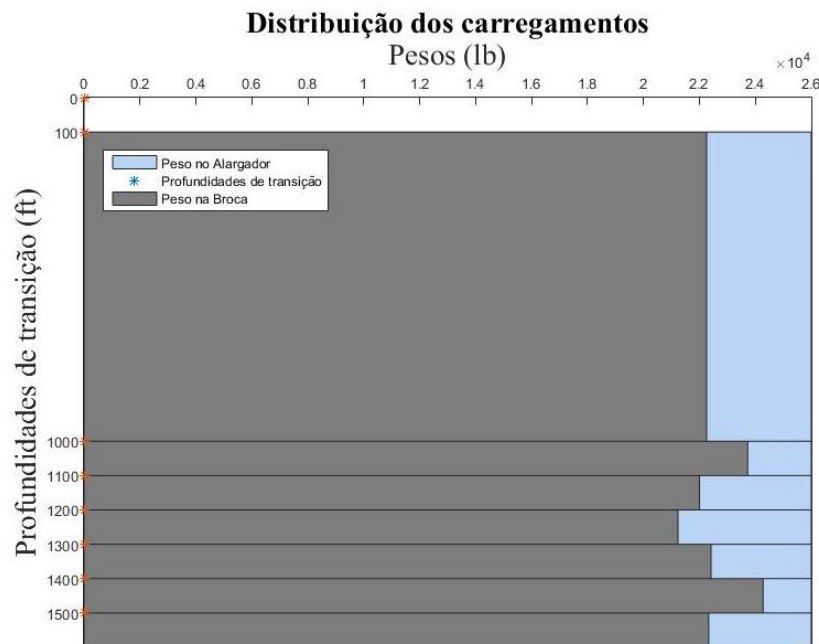
- Servaes et al. (2016) utiliza um banco de dados com histórico de campo que permite realizar a melhor aproximação possível para os valores dos coeficientes de atrito na broca e no alargador em cada etapa da perfuração;
- Servaes et al. (2016) dispõe de um banco de dados que possibilita a realização de correções dos resultados por meio de médias e desvios padrão, observados em situações práticas no campo, que ajustam o valor de *WOB*, *WOR* e *k* continuamente ao longo da simulação.

Desse modo, tornam-se explicáveis as altas taxas de erro apresentadas em determinadas etapas, visto que Servaes et al. (2016) dispôs de uma ampla base de dados de campo para alcançar seus resultados.

4.3 Cenário 2

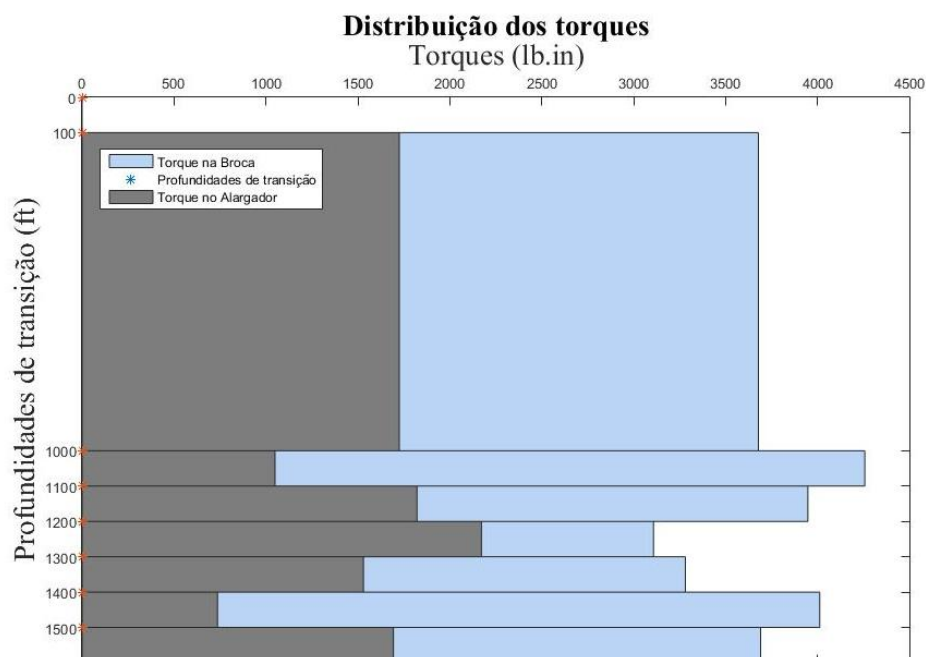
Realizando a simulação com os dados de entrada do Cenário 2, são obtidas as Figura 24 e Figura 25 que retornam os valores de *WOB* e *WOR*, *TOB* e *TOR*, respectivamente, para cada etapa de perfuração.

Figura 24 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 2.



Fonte: Autor (2021).

Figura 25 - Distribuição dos torques do Cenário 2.



Fonte: Autor (2021).

Ademais, os valores numericamente representados de cada etapa da ilustração acima são possíveis de serem visualizado por meio do Quadro 9.

Quadro 9 - Resultados da simulação do Cenário 2.

Etapas	2	3	4	5	6	7	8
σ_b (psi)	8000	15000	15000	10000	10000	25000	25000
σ_r (psi)	8000	8000	15000	15000	10000	10000	25000
WOB (lb)	22260	23726	22001	21231	22417	24275	22329
WOR (lb)	3740	2274	3999	4769	3583	1725	3671
TOB (lb. in)	3679	4257	3948	3108	3282	4012	3691
TOR (lb. in)	1725	1049	1822	2172	1530	737	1693
ROP (ft/h)	385,54	232,76	215,40	257,41	272,38	130,17	119,57
Duração (h)	2,34	0,43	0,47	0,39	0,37	0,77	3,35

Fonte: Autor (2021).

Em análise ao quadro acima, é possível inferir a tendência de comportamento dos valores de *WOB* e *WOR* de modo que tais resultados são claramente influenciados pelas alterações das propriedades das rochas as quais estão sendo perfuradas; desse modo, os seguintes fatos foram evidenciados:

- *WOB* recebe incremento de carregamento quando a broca passa a perfurar uma formação de maior resistência, enquanto o alargador está posicionado em uma de menor, fato evidenciado entre as Etapas 2 e 3 e as Etapas 6 e 7 (consequentemente *WOR* é reduzido);
- Entre as Etapas 3 e 4 a diminuição do peso da broca se dá pelo fato de que o alargador que anteriormente estava a perfurar uma formação mais frágil (Etapa 3) passa a perfurar uma formação mais complexa (Etapa 4); desse modo, o reajuste e a redistribuição do peso para auxiliar o alargador na perfuração é necessário;
- Durante a etapa 4 ambos os componentes de corte atuam em uma formação de maior resistividade, entretanto na etapa 5 a broca passa a perfurar uma formação de menor resistência; desse modo, é natural que o *WOB* seja reduzido e o *WOR* seja aumentado para que o carregamento extra destinado ao alargador auxilie na perfuração da região mais complexa;
- Entre as Etapas 5 e 6 ocorre um caso similar ao supracitado entre as Etapas 3 e 4, entretanto a mudança do alargador que outrora estava em uma região de resistência igual à 15000 psi (Etapa 5) para uma região de apenas 10000 psi (Etapa 6), formação a qual a broca também está posicionada, resulta na necessidade do aumento do *WOB* em decorrência do alargador não necessitar mais do incremento de carregamento evidenciado no item anterior, visto que ambos passam a atuar em uma formação de mesma complexidade;
- Entre as Etapas 7 e 8 é possível notar uma situação similar à do item anterior, mas os valores *WOB* e *WOR* não se comportam da mesma maneira. Tendo em vista que na Etapa 7 a broca está posicionada em uma formação mais complexa (25000 psi) e o alargador em uma região de mais fácil perfuração (10000 psi) e que o alargador na Etapa 8 passa a perfurar a mesma região de maior complexidade que a rocha está posicionada, é natural inferir a necessidade do aumento do carregamento no alargador para que o mesmo o auxilie na perfuração da região mais complexa em que está alocado.

Dessa forma, em análise aos comportamentos observados dos valores de *WOB* e *WOR* no cenário 2, é possível conferir a continuidade das tendências explicadas em ambos os casos.

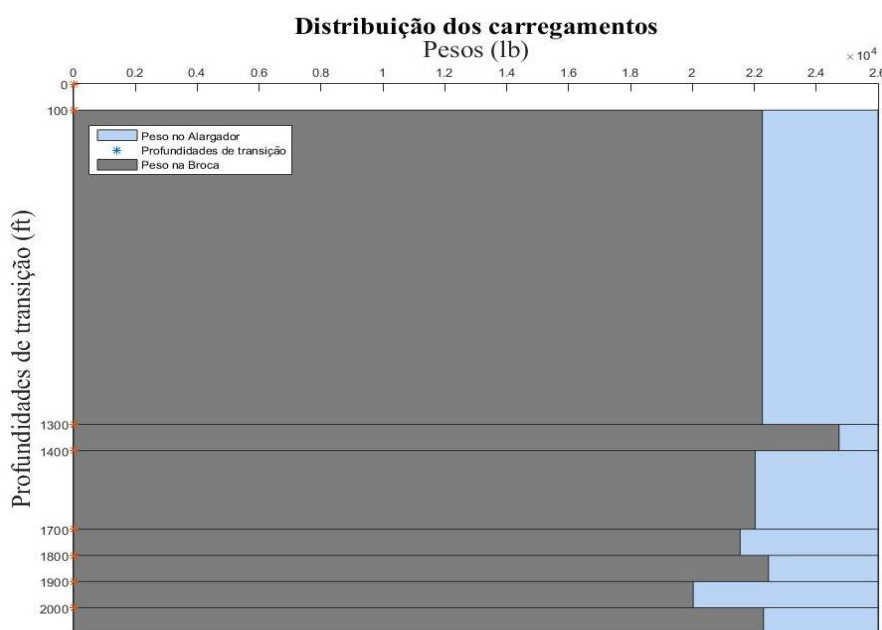
No que diz respeito aos valores de *TOB* e *TOR* é possível visualizar que tais valores se comportaram de forma diretamente proporcional com os seus respectivos valores de *WOB* e *WOR*, como já evidenciado no cenário 1.

Os valores de *ROP* e *Duração* obtidos também seguiram o mesmo padrão do cenário 1, tendo em vista que o *ROP* se comportou de maneira inversamente proporcional à resistência das rochas em contato com os equipamentos de corte e a *Duração* de forma diretamente proporcional ao *ROP*. Tais fatos podem ser observados em análise às situações em que a broca e o alargador estavam em formações de menor resistência, como na Etapa 2, em que ambos perfuravam uma rocha de 10000 psi, e o *ROP* sofre diminuição quando a broca passa a perfurar uma região de 15000 psi (Etapa 3) e novamente é reduzido quando o alargador também adentra esta região (Etapa 4). Por outro lado, o *ROP* aumenta entre as Etapas 4 e 5 pois a broca passa a perfurar uma região de menor resistência e sofre novo aumento na Etapa 6 quando o alargador também adentra a formação menos complexa.

4.4 Cenário 3

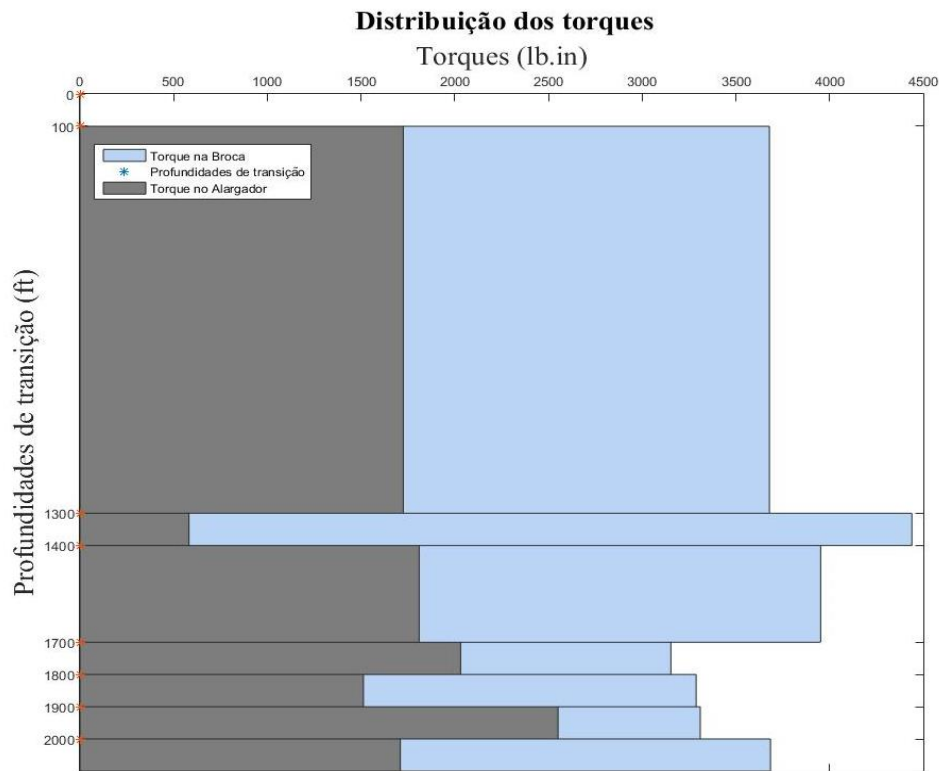
Por meio da simulação utilizando os dados de entrada do Cenário 3, são obtidas as Figura 26 e Figura 27 que retornam os valores de *WOB* e *WOR*, *TOB* e *TOR*, respectivamente, para cada etapa de perfuração.

Figura 26 - Distribuição dos carregamentos do Cenário 3.



Fonte: Autor (2021).

Figura 27 - Distribuição dos torques do Cenário 3.



Fonte: Autor (2021).

Ademais, os resultados numericamente representados de cada etapa de perfuração são visualizados por meio do Quadro 10.

Quadro 10 - Resultados da simulação do Cenário 3.

Etapas	2	3	4	5	6	7	8
σ_b (psi)	8000	28000	28000	20000	20000	12000	12000
σ_r (psi)	8000	8000	28000	28000	20000	20000	12000
WOB (lb)	22260	24739	22026	21541	22458	20026	22294
WOR (lb)	3740	1261	3974	4459	3542	5975	3706
TOB (lb. in)	3679	4439	3952	3153	3288	3310	3685
TOR (lb. in)	1725	582	1810	2031	1513	2551	1709
ROP (ft/h)	385,54	129,40	114,12	128,13	133,70	226,56	253,09
Duração (h)	3,11	0,79	2,63	0,78	0,75	0,44	1,19

Fonte: Autor (2021).

Em análise aos resultados supracitados, é possível observar tendências no comportamento dos valores de *WOB* e *WOR* conforme as mesmas características citadas nos cenários anteriores; os seguintes itens podem ser pontuados:

- O carregamento *WOB* é aumentado quando a broca passa a perfurar uma formação de maior resistência enquanto o alargador está posicionado em uma de menor, este momento é possível de ser evidenciado entre as Etapas 2 e 3 (consequentemente *WOR* é reduzido);
- Entre as Etapas 3 e 4 a diminuição do peso da broca se dá pelo mesmo fator dos cenários anteriores quando o alargador que anteriormente estava a perfurar uma formação mais frágil (Etapa 3) passa a perfurar uma formação mais complexa (Etapa 4);
- De forma similar ao cenário 2, na Etapa 4 ambos os componentes de corte atuam em uma formação de maior resistividade, entretanto na etapa 5 a broca passa a perfurar uma formação de menor resistência, fator que explica o motivo da diminuição do *WOB* e aumento do *WOR*. Esta também é a explicação para a diminuição do carregamento na broca observado entre as Etapas 6 e 7;
- Entre as Etapas 5 e 6 o padrão é similar ao do cenário 2, sendo alterados apenas os valores das resistências das rochas, mas não sua análise comparativa. Como já mencionado, a diminuição da complexidade da rocha em contato com o alargador explica a motivação da diminuição do *WOR* e aumento do *WOB*;
- Entre as Etapas 7 e 8 é possível notar uma situação similar à ultima transição entre etapas do cenário 1, a qual é notado o aumento do *WOB* em decorrência da passagem do alargador de uma região de maior resistência (Etapa 7), o qual gerou a necessidade de incremento no seu carregamento, para uma região de menor complexidade de perfuração (Etapa 8), que possui o conjunto broca-alargador posicionado na mesma formação rochosa, não havendo a necessidade de incremento ao peso do alargador.

Dessa forma, em análise aos comportamentos observado dos valores de *WOB* e *WOR* no cenário 3, é possível afirmar que estes valores se comportaram de maneira similar aos dois cenários anteriormente apresentados.

No que diz respeito aos valores de *TOB* e *TOR* é possível visualizar que tais valores se comportaram de forma diretamente proporcional com os seus respectivos valores de *WOB* e *WOR*, como já evidenciado nos cenários anteriores. Entretanto, neste cenário houve uma exceção entre as Etapas 6 e 7, em que o valor *WOB* diminuiu e *TOB* aumentou.

Os valores de *ROP* e *Duração* obtidos também foram condizentes com os comportamentos apresentados nos cenários anteriores tanto nos momentos de aumento quanto diminuição destes parâmetros.

4.5 Análise comparativa entre os Cenários 1, 2 e 3

Realizando uma análise técnica entre os resultados expostos por meio dos três cenários estabelecidos, é possível confirmar um comportamento condizente dos dados de saída de cada simulação.

Conforme mencionado nos itens anteriores, a análise do comportamento dos valores de *WOB* e *WOR* se demonstram fidedignos entre os três cenários estabelecidos e os resultados expostos por Servaes et al. (2016). Embora, em algumas situações, a taxa de erro do modelo matemático se apresente de forma acentuada, o comportamento esperado dos valores das variáveis citadas se manteve no padrão esperado; afinal, é trivial em alguns casos o entendimento de que os pesos inerentes à broca e ao alargador devem ser aplicados de forma proporcional aos esforços que os mesmos devem exercer para conseguir realizar as perfurações em suas respectivas formações rochosas.

Tal explicação também pode ser utilizada ao explicar o comportamento dos torques em relação aos pesos, na maioria dos casos os valores dos torques na broca e no alargador se apresentam de maneira proporcional aos pesos na broca e no alargador, respectivamente. Esta motivação também é explicada em decorrência da variação da dificuldade de perfuração de cada rocha que está em contato com os equipamentos de corte.

Entretanto, em três situações é possível observar que os torques na broca não se comportaram de maneira diretamente proporcional aos pesos na broca, são elas: no cenário 1, entre as Etapas 4 e 5 e as Etapas 6 e 7; no cenário 3, entre as Etapas 4 e 5. Como já mencionado anteriormente, tal comportamento pode ser fruto da taxa de erro encontrada, visto que no cenário 1 a maior incidência de erro foi observada entre as Etapas 4 e 7.

Em análise aos valores de *ROP* obtidos, é possível conferir a proporcionalidade destes com as resistências apresentadas em cada formação rochosa. Por meio dos cenários simulados é possível visualizar situações em que o aumento ou diminuição do peso na broca ou no alargador não apresentou influência direta nos resultados de *ROP*; de modo que em algumas situações o aumento do *WOB* gerou a diminuição do *ROP* e em outros a taxa de penetração

teve seu valor aumentado, o mesmo ocorreu ao analisar o comportamento desta variável em função do peso no alargador.

Por outro lado, quando se analisa diretamente a variação dos valores de *ROP* em função das resistências das rochas, a proporcionalidade bateu em 100% dos casos simulados. O aumento da complexidade das rochas perfuradas, seja pela broca ou pelo alargador, influi diretamente no valor do *ROP* obtido e consequentemente na duração da perfuração.

5 CONCLUSÕES

Para fins de melhor entendimento acerca do comportamento do conjunto broca-alargador durante a aplicação da técnica de perfuração de poços *Reaming While Drilling*, foi elaborado um modelo matemático por meio do programa MATLAB. Este código desenvolvido foi automatizado para que seus resultados sejam expressos da maneira mais simples e objetiva possível, visando à acessibilidade do uso da ferramenta.

Foram estabelecidos três diferentes cenários para explorar as divergências entre as situações de cada um e, posteriormente, são realizadas as suas simulações e, consequentemente, a geração de gráficos e organização dos resultados obtidos em cada um dos cenários.

Foi realizada a análise comparativa entre os dados do cenário 1 e dos resultados expostos por Servaes et al. (2016), com o objetivo de analisar o nível de confiabilidade dos resultados gerados por meio do modelo matemático desenvolvido. Em alguns casos da simulação a taxa de erro observada se apresenta expressiva, o que atribui risco à confiabilidade numérica dos resultados. A explicação em decorrência deste comportamento é fundamentada no fato de que o estudo utilizado como base dispõe de uma ampla base de dados histórica de atividades de campo que permite realizar aproximações concretas aos valores dos coeficientes de atrito da broca e do alargador e realizar correções mais precisas ao longo do processo de simulação nos valores de *WOB*, *WOR*, *k* e, consequentemente, *TOB* e *TOR*.

Mesmo assim, é de suma importância destacar que o comportamento dos resultados dos cenários simulados se apresenta da maneira esperada no que diz respeito à variação dos parâmetros de saída em decorrência da variação dos valores atribuídos aos parâmetros de entrada; de modo que é notável que as resistências das rochas se apresentaram como os principais componente a influenciar os valores obtidos de *WOB*, *WOR*, *TOB*, *TOR*, *ROP* e *Duração* durante a utilização dos parâmetros fixos e variáveis descritos no presente estudo.

Sendo assim, por meio dos resultados e das análises realizadas acerca dos cenários desenvolvidos, é possível inferir que durante a operação da técnica *Reaming While Drilling* é de suma importância à análise cautelosa das zonas de transições entre formações rochosas de diferentes resistências, pois a necessidade da realocação dos esforços entre broca e alargador para que as formações em contato com esses equipamentos submetam as rochas ao

carregamento e o torque necessário para que a perfuração ocorra de maneira efetiva é uma fática necessidade.

Por fim, sugere-se para pesquisas futuras a elaboração de um mecanismo que possibilite uma menor taxa de erro entre os modelos matemáticos a partir de uma aproximação mais precisa nos valores utilizados dos coeficientes de atrito e nas correções geradas pelo estudo de Servaes et al. (2016) em cada etapa iterativa, bem como realizar a análise da influência gerada pela variação do offset e dos diâmetros utilizados para a broca e o alargador nos resultados obtidos de simulação.

REFERÊNCIAS

- AL DUSHAISHI, M. F.; STUTTS, D. S. **Vibration analysis of simultaneous drilling and reaming BHA**. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, v. 10, n. 8, p. 3409-3417, 2020.
- ADELEYE, A. R.; VIRGINILLO, B. K.; IYOHO, A. W.; PARENTEAU, K.; LICIS, H. **Improving Drilling Performance Through Systematic Analysis of Historical Data: Case Study of a Canadian Field**. Apresentado em: IADC/SPE Drilling Conference. Dallas, 2004.
- ATRIBY, K. et al. **Drilling and Enlarging Surface Pilot Holes in Hard Formations Utilizing Drill Bits, Save Time, Enhance Performance and Reduce HSE Risks**. Apresentado em: SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- BOURGOYNE JR., A. T. et al. **Applied Drilling Engineering**, SPE, EUA, 1984.
- CARDOSO, L. C. **Petróleo: do poço ao posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005.
- Drilling Formulas. **Basic Knowledge of Casing While Drilling**. Disponível em: <<http://www.drillingformulas.com/basic-knowledge-of-casing-while-drilling-cwd>>. Acesso em: 20 de Abril de 2021.
- ECONOMIDES, M. J.; WATTERS, L. T.; DUNN-NORMAN, S. **Petroleum Well Construction**. Duncan: Wiley, 1998.
- HERBIG, C. et al. **Reaming and Drilling Practice Optimization using Modeling and Simulation Techniques**. Apresentado em: SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Society of Petroleum Engineers, 2016.
- IFEKAIBEYA, W. N. **Estudo da influência da taxa de penetração da broca nos custos da construção de poços**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- KAMYSHIN DRILLING. **Drilling pipes and their couplings**. Disponível em: <<http://kzbi.ru/en/products/DrillingTools/DrillPipes>>. Acesso em: 16 de Abril de 2021.
- LAKE PETRO. **Espiral Padrão Heavy Weight Drill Pipe**. Disponível em: <<https://portuguese.alibaba.com/product-detail/sale-api7-1-spiral-standard-heavy-weight-drill-pipe-60502034845.html>> Acesso em: 16 de Abril de 2021.
- MA, R. et al. **Dual-factor method for calculating weight distribution in reaming while drilling**. Apresentado em: IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2012.
- MALOUF, L. R. **Análise das operações de perfuração de poços terrestres e marítimos**. Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.
- MEDEIROS FILHO, R. H. N. **Caracterização microestrutural da camisa de um alargador de furo de poço de petróleo**, Monografia (Engenharia Mecânica) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2017.

MORAIS, D. F. P. **Estudo dos principais tipos de brocas de perfuração de petróleo existentes e suas demandas tribológicas**, Monografia (Iniciação Científica ANP PRH-14) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

Nacional Oilwell Varco. **Hydromechanical Anderreamer**. Disponível em: <http://publications.iodp.org/proceedings/338/102/102_f2.htm#top>. Acesso em 16 de Abril de 2021.

NOV Wellbore Technologies. **Anderreamer™Tool**. Disponível em: <<https://businessgateways.com/nov/services/anderreamer-tool-servcode-10036>>. Acesso em: 16 de Abril de 2021.

PARANHOS SOBRINHO, E. S. et al. **Consideration of Backreaming in Vertical Wells Closure Modeling in Salt Rock**. SPE Journal, 2020.

PARTIN, U. et al. **Advanced Modeling Technology: Optimizing Bit-Reamer Interaction Leads to Performance Step-Change in Hole Enlargement While Drilling**. Apresentado em: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition. OnePetro, 2010.

PESSIER, R. C. et al. **Quantifying common drilling problems with mechanical specific energy and a bit-specific coefficient of sliding friction**. Apresentado em: SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1992.

PLÁCIDO, J. C. R.; PINHO, R. **Brocas de perfuração de poços de petróleo**. Rio de Janeiro: Essentia Editora, v. 56, 2009.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.

RODRIGUES, V. G.; CALIXTO, F. S. **Geomecânica e perfuração em formações Salinas. Petróleo e outros combustíveis Volume 2**. p. 12.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatório de petróleo**, editora Interciência, 2006.

Schlumberger. **Dual-diameter near-bit reamer**. Disponível em: <<https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/reamers-and-stabilizers/geoream-dual-diameter-near-bit-reamer>>. Acesso em: 16 de Abril de 2021.

Schlumberger. **Dual-diameter near-bit reamer**. Disponível em: <<https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/reamers-and-stabilizers/underreamers/reamaster-xtu-forged-cutter-arm-underreamer>>. Acesso em: 16 de Abril de 2021.

SCOTT, G. et al. **Successful application of innovative reaming and completion technology in Williston Basin wells**. Apresentado em: SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2013.

SERVAES, L. et al. **Reamer and bit interaction model system and method**. U.S. Patent n. 9,518,450, 13 dez. 2016.

TEALE, R. **The concept of specific energy in rock drilling**. Apresentado em: International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. Pergamon, 1965.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

VILA, P. et al. **Successful Hole Enlargement While Drilling in Deepwater Offshore Brazil**. Paper OTC Brasil. Apresentado em Offshore Technology Conference, 2011.

ZAMPROGNO, L. S. **Estudo do Estado da Arte da Perfuração Direcional de Poços de Petróleo**, Monografia (Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011.