

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

TEÓFANES VITOR SILVA

**ANÁLISE DE DADOS DE TRAJETÓRIA PARA QUANTIFICAÇÃO DA FORÇA DE
CONTATO NO MODELO DE TORQUE & ARRASTE**

Maceió-AL

2021

TEÓFANES VITOR SILVA

**ANÁLISE DE DADOS DE TRAJETÓRIA PARA QUANTIFICAÇÃO DA FORÇA DE
CONTATO NO MODELO DE TORQUE & ARRASTE**

Texto de Defesa apresentado como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil do Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Alagoas.

Orientador: João Paulo Lima Santos
Coorientador: Aline da Silva Ramos Barboza

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

S586a Silva, Teófanés Vitor.
Análise de dados de trajetória para quantificação da força de contato no modelo de torque & arraste / Teófanés Vitor Silva. - 2021.
82 f. : il.

Orientador: João Paulo Lima Ramos.
Co-orientadora: Aline da Silva Ramos Barboza.
Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 80-82.

1. Torque. 2. Arrasto. 3. Força axial. 4. Perfuração de poços. I. Título.

CDU:622.24



**INFLUÊNCIA E ANÁLISE ESTATÍSTICA DE DESVIO DE TRAJETÓRIA NO MODELO
DE TORQUE & ARRASTO NA COLUNA DE PERFURAÇÃO**

TEÓFANES VITOR SILVA

Dissertação submetida à banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Alagoas e aprovada no dia 30 do mês de julho do ano de 2021.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. João Paulo Lima Santos
(Orientador – PPGEC/UFAL)

Profa. Dra. Aline da Silva Ramos Barboza
(Avaliadora Interna - PPGEC/UFAL)

Prof. Dr. Eduardo Toledo de Lima Junior
(Avaliador Interno – PPGEC/UFAL)

Prof. Dr. João Carlos Ribeiro Plácido
(Avaliador Externo- PUC-RJ)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, João e Antônia, pela dedicação em proporcionar um ensino de qualidade e orientação para me tornar uma pessoa melhor.

Agradeço aos meus orientadores, João Paulo Lima Santos e Aline da Silva Ramo Barboza, por todos os conselhos, pela paciência e ajuda nesse período.

Aos professores João Carlos Ribeiro Plácido e Eduardo Toledo pelas contribuições dadas na correção deste exemplar.

Aos colegas de pós-graduação Paulo Chagas e Gabriel Domingos, por todo apoio de estudo e amizade nesses anos.

Ao Laboratório de Computação Científica e Visualização LCCV, pela infraestrutura fornecida, pelo ótimo ambiente gerado de modo a facilitar a interação entre os alunos e professores. À PETROBRAS, pelo suporte financeiro, através do projeto de pesquisa, desenvolvimento e inovação identificado pelo número ANP 20401-6.

Aos colegas do LCCV Daniel Pimentel, Emerson Acácio, Felipe Pedrosa, Jéssica Vasconcelos Francisco Binas Junior e Josué Domingos, cada um possui uma contribuição nesses anos de pesquisa e desenvolvimento.

RESUMO

SILVA, TEÓFANES VITOR. **ANÁLISE DE DADOS DE TRAJETÓRIA PARA QUANTIFICAÇÃO DA FORÇA DE CONTATO NO MODELO DE TORQUE & ARRASTE**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2021.

Atualmente, as mais diversas jazidas de petróleo são descobertas em ambientes cada vez mais desafiadores para as tecnologias existentes. Desta maneira, faz-se importante o constante desenvolvimento de pesquisa e tecnologias para apoio às diversas áreas da engenharia de petróleo. Destaca-se neste trabalho a engenharia de poço, a qual se responsabiliza por projetar a sua estrutura e trajetória. Falha em colunas de perfuração é um evento muito oneroso à indústria de petróleo e gás, pois é necessária parada de toda a operação, o que resulta em tempo não produtivo de sonda (NPT). Desta maneira, diversos estudos são realizados de modo a prever os problemas durante a perfuração. Torque, tração, compressão e flexão podem ser corretamente previstos para geometrias de poços conhecidas, mas alterações indesejadas na geometria do poço durante o processo de perfuração podem resultar em erros e incertezas na previsão do estado de tensões atuante sobre a coluna. Propõe-se prever estas incertezas na trajetória pela análise estatística de poços previamente executados e categorizados de acordo com suas correlações entre si. A realização da análise de dados possibilita a construção da trajetória fictícia, a qual será utilizada para prever as forças adicionais aos carregamentos atuantes na coluna de perfuração induzidas pelo desvio de trajetória. Desenvolveu-se neste trabalho módulos que possibilitam o acompanhamento direcional, metodologia para análise dos dados de trajetória, construção de trajetórias fictícias e, por fim, utilizar todas essas funcionalidades para quantificar as forças de contato atuantes no poço utilizando as equações de torque e arrasto aprimorando o projeto de perfuração.

Palavras-chaves: Torque e arrasto. Força axial. Coluna de perfuração.

ABSTRACT

SILVA, TEÓFANES VITOR. **TRAJECTORY DATA ANALYSIS FOR CONTACT FORCE QUANTIFICATION IN THE TORQUE & DRAG MODEL**. 2021. Dissertation (Master of Civil Engineering) – Technology Center, Federal University of Alagoas, Maceió, 2021.

Currently, the most oil reserves are discovered in more challenging environments to actual technology. Thus, it has been important the constant development of research and technologies to support the diverse fields involved on oil and gas industry. The well engineering stands out on this paper, the one that is responsible to design his structure and trajectory. Mechanical failure in drillpipes is a costly event to oil and gas industry, because it causes the stop of all operation that result on non-productive time, in this way many studies are performed in a way to prevent those operational problems. Torque, tension, drag, compression and bending can be correctly predict for kwon well trajectory, but undesired alterations on well geometry during the perforation process leads to errors and uncertainties in stress state prediction. Proposes to predict these trajectory uncertainties by statistical analysis of previously drilled wells and categorized by theirs correlations. The data analysis enables a fictitious trajectory modeling which will use to prevent drag forces additional loads on drillpipes induced be trajectory deviation. Developed in this dissertation some modules which enables directional monitoring, trajectory data analysis methodology, fictional trajectory design and uses all of theses funcions to quantify contact forces acting on drillpipes by using torque and drag model equations making possible a better perforation design, duo to use of executed trajectory data.

Keywords: Torque and Drag. Axial load. Drillpipes.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Força de atrito.	14
Figura 3.1 – Esquematização dos elementos de um poço direcional	18
Figura 3.2 – Perfil direcional - <i>Continuous Hold</i>	20
Figura 3.3 – Perfil direcional - Tipo S	21
Figura 3.4 – Perfil direcional - Tipo J	22
Figura 3.5 – Esquematização do desvio de trajetória utilizando <i>Whipstock</i>	24
Figura 3.6 – Esquematização do desvio de trajetória utilizando Jateamento	25
Figura 3.7 – Motor de fundo	26
Figura 3.8 – Configurações de rotor/estator - 1:2 até 9:10	26
Figura 3.9 – Sistema steerable	27
Figura 3.10–Sistema steerable	28
Figura 3.11–Esquematização do desvio de trajetória utilizando Push-the-Bit	29
Figura 3.12–Esquematização do desvio de trajetória utilizando Point-the-Bit	29
Figura 3.13–Ângulo de desvio de trajetória	31
Figura 3.14–Método do Mínimo Raio de Curvatura	33
Figura 3.15–Método tangencial	35
Figura 3.16–Método Tangente Balanceada	36
Figura 3.17–Método Ângulo médio	37
Figura 3.18–Método Raio de curvatura	38
Figura 3.19–Função Cumulativa de probabilidade.	39
Figura 3.20–Representação Afastamento x TVD dos poços utilizados.	40
Figura 3.21–Representação Afastamento x TVD dos poços Verticais.	41
Figura 3.22–Representação Afastamento x TVD dos poços direcionais.	43
Figura 3.23–Representação Afastamento x TVD dos poços tipo J.	44
Figura 3.24–Representação Afastamento x TVD dos poços tipo S.	45
Figura 3.25–Representação Afastamento x TVD dos poços tipo S.	46
Figura 3.26–Esquematização modelo helicoidal.	48
Figura 4.1 – Esquematização do processo de perfuração.	50
Figura 4.2 – Componentes básicos em uma coluna de perfuração.	51
Figura 4.3 – Hastes de <i>Kelly</i>	52
Figura 4.4 – Esquematização da hastes do <i>Kelly</i>	52
Figura 4.5 – Configurações upset em colunas de perfuração	55
Figura 4.6 – Comandos lisos e espiralados	58
Figura 4.7 – <i>Válvula PBL</i>	59
Figura 4.8 – Sistema de coordenadas de <i>Serret-Frenet</i>	61
Figura 4.9 – Projeções no sistema cartesiano.	62

Figura 4.10–Elemento de coluna de perfuração com atuação das forças durante a retirada (pick-up).	64
Figura 4.11–Força de contato na coluna.	67
Figura 4.12–Momento perpendicular ao plano $\vec{t} - \vec{n}$	68
Figura 5.1 – Gráfico TVDxAfastamento.	71
Figura 5.2 – Gráfico MD x DLS.	72
Figura 5.3 – Gráfico de Força de contato.	73
Figura 5.4 – Gráfico MD x DLS.	76
Figura 5.5 – Gráfico MD x Força de contato.	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Métodos de previsão de trajetória	32
Tabela 3.2 – Relação lógica para categorização	39
Tabela 3.3 – Dados de poços verticais: 4 trechos	41
Tabela 3.4 – Dados de poços verticais: 7 trechos	41
Tabela 3.5 – Dados de poços verticais: 10 trechos	42
Tabela 3.6 – Dados de inclinação e azimute de poços: J-shaped	44
Tabela 3.7 – Dados de inclinação e azimute de poços: S-shaped	45
Tabela 3.8 – Dados de inclinação e azimute de poços Horizontais	46
Tabela 4.1 – Dados de tubo de perfuração	54
Tabela 4.2 – Grau do aço para colunas de perfuração	54
Tabela 4.3 – Comprimento nominal dos tubos de perfuração	55
Tabela 4.4 – Classificação dos tubos de perfuração de acordo com seu desgaste.	56
Tabela 5.1 – Projeto direcional de um poço tipo-J	69
Tabela 5.2 – Poços de correção	69
Tabela 5.3 – Dados por trecho de trajetória	70
Tabela 5.4 – Projeto de BHA para um poço tipo-J	70
Tabela 5.5 – Média de variação do <i>dogleg severity</i> entre o método senoidal e randômico por trecho.	72
Tabela 5.6 – Média de variação da força de contato entre o método senoidal e randômico por trecho.	74
Tabela 5.7 – Projeto direcional de um poço Vertical	74
Tabela 5.8 – Poços de correção	74
Tabela 5.9 – Dados de poços verticais: 7 trechos	75
Tabela 5.10–Projeto do BHA de um poço Vertical	75
Tabela 5.11–Média de variação do <i>dogleg severity</i> entre o método senoidal e randômico por trecho.	77
Tabela 5.12–Média de variação do força de contato entre o método senoidal e randômico por trecho.	79

SUMÁRIO

1	Introdução	11
1.1	Considerações iniciais	11
1.2	Objetivos	12
1.2.1	Objetivo Geral	12
1.2.2	Objetivos Específicos	12
1.3	Estrutura do trabalho	12
2	Revisão Bibliográfica	14
3	Acompanhamento Direcional	17
3.1	Razões para realizar perfuração direcional	17
3.2	Perfis de poços direcionais	18
3.3	Métodos de deflexão	23
3.3.1	<i>Whipstock</i>	24
3.3.2	Jateamento (<i>Jetting</i>)	24
3.3.3	Motor de Fundo	25
3.3.4	Steerable System	26
3.3.5	Rotary Steerable System (RSS)	28
3.4	Equipamentos de registro direcional	29
3.4.1	Equipamentos Magnéticos de Registro	30
3.4.2	Equipamentos Giroscópicos	30
3.5	Modelos de acompanhamento direcional	31
3.5.1	Mínimo raio de Curvatura	32
3.5.2	Tangencial	34
3.5.3	Tangente Balanceada	35
3.5.4	Ângulo médio	36
3.5.5	Raio de curvatura	37
3.6	Metodologia de análise dos dados de acompanhamento direcional	38
3.6.1	Análise de Poços Verticais	40
3.6.2	Análise de Poços Direcionais	42
3.6.2.1	Análise de Poços Direcionais: <i>Build and Hold</i>	43
3.6.2.2	Análise de Poços Direcionais: <i>Build-Hold-Drop-Hold</i>	44
3.6.3	Análise de Poços Horizontais	45
3.7	Métodos de Aplicação Contínua de Tortuosidade à Trajetória	46
3.7.1	Tortuosidade de poço	46
3.7.2	Sine Wave Method	47
3.7.3	Método helicoidal	48
3.7.4	Random Inclination and Azimuth Method	49
3.7.5	Random Inclination-Dependent Azimuth Method	49

4	Colunas de perfuração	50
4.1	Componentes da coluna de perfuração	52
4.1.1	<i>Kelly</i>	52
4.1.2	Tubos de perfuração	53
4.1.2.1	Diâmetro Nominal (OD)	53
4.1.2.2	Peso Nominal	53
4.1.2.3	Grau do Aço	54
4.1.2.4	Comprimento Nominal	54
4.1.2.5	Reforço (<i>Upset</i>)	55
4.1.2.6	Desgaste	55
4.1.3	Tubos Pesados	56
4.1.4	Comandos	56
4.1.5	Estabilizadores	57
4.1.6	<i>Drilling Jar</i>	57
4.1.7	Acessórios: Válvula - PBL	58
4.1.8	Acessórios: Sub ou substitutos	58
4.2	Torque e Arraste	59
4.3	Fatores que influenciam o Torque e Arraste	59
4.3.1	Sistema de coordenadas de <i>Frenet</i>	60
4.4	Modelo de Cálculo (JOHANCSIK et al., 1984)	63
4.5	Modelo de Cálculo (MITCHELL; SAMUEL, 2009)	65
5	Resultados e discussões	69
5.1	Força de contato em poços direcionais do tipo-J	69
5.2	Força de contato em poços verticais	74
6	Conclusão	80
	Referências	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Atualmente, as mais diversas jazidas de petróleo são descobertas em ambientes cada vez mais desafiadores para as tecnologias existentes. Desta maneira, faz-se importante o constante desenvolvimento de pesquisa e tecnologias nas diversas áreas da engenharia de petróleo. Destas áreas destaca-se neste trabalho a engenharia de poço, a qual se responsabiliza por projetar e construir uma ligação entre a superfície e o reservatório, onde os hidrocarbonetos serão extraídos.

Bourgoyne et al. (1991) descreve o processo de contratação das perfuradoras de poços. Dentre as etapas apresentadas estão a estruturação do projeto, escrita na licitação a qual apresenta as exigências necessárias pelos engenheiros e o regime de contrato da sonda. Em campos, onde a experiência de perfuração permite estimar os custos, o regime de sonda deve ser expresso na licitação como custo por comprimento perfurados. Em regiões onde os custos não possam ser estimados o regime de contrato é definido como custo por dia.

O custo da perfuração de poços está avaliado em dezenas de milhões de dólares. A incidência de falhas ao longo do poço podem aumentar drasticamente essa situação. O foco colocado na redução de custos operacionais no início dos anos 90 resultou em estudos minuciosos das operações de perfuração em detrimento a outras áreas, desta maneira estudam-se as falhas nas colunas de perfuração (MACDONALD; BJUNE, 2007).

Apesar de toda atenção dada previamente, as falhas em colunas de perfuração continuam, até hoje, sendo um evento indesejado durante o processo de perfuração dos poços de petróleo, pois os custos podem ser elevados devido ao tempo não produtivo de sonda (*Non-Productive Time* - NPT) e pelos danos às colunas e aos equipamentos (MACDONALD; BJUNE, 2007).

A maioria das operações de perfuração é demorada, complexas e difícil de serem concluídas. Combinado aos prazos e a demanda por maiores taxas de penetração (*Rate of Penetration* - ROP), todo o sistema é empurrado para seus limites mecânicos (Carregamentos, momento fletor, etc) e operacionais (Parâmetros de perfuração, trajetória do poço, entre outros). Exceder estes limites pode induzir carregamentos e vibrações excessivas, as quais podem ser prejudiciais para todo o sistema de perfuração, incluindo a broca, *Bottom-Hole-Assembly* - (BHA) e a coluna de perfuração. Negligenciar os problemas do processo de construção do poço podem induzir danos, desgaste e falha de equipamentos, os quais resultam em *Non-Productive Time* - NPT (HERBIG et al., 2015).

Durante este período, não é possível ocorrer perfuração devido a algum dos problemas operacionais. Desta maneira, é necessário iniciar o processo de intervenção para solução do problema, o qual pode ser devido à prisão por diferencial de pressão, falha mecânica da coluna, dentro outro fatores. Caso as intervenções realizadas não sejam bem sucedidas é possível até

mesmo a perda do poço.

Diversos estudos como Macdonald e Bjune (2007) continuam sendo realizados nesta área de modo a prever os problemas. Esforços como torque, tração, compressão e flexão podem ser corretamente previstos para geometrias de poços conhecidas, mas variações na trajetória do poço durante o processo de perfuração podem resultar em erros e incertezas na previsão do estado de tensão.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem por objetivo geral a avaliação da influência do desvio de trajetória nos modelos de torque & arraste na coluna de perfuração. Serão avaliados os dados de acompanhamento direcional de trajetória, para quantificação do desvio encontrado em relação ao seu respectivo projeto. Deseja-se assim, possibilitar a construção de novas trajetórias fictícias. Avaliar a influência em modelos de torque e arraste utilizando trajetórias fictícias. De modo a auxiliar o projeto de poços de petróleo, realiza-se estimativas dos esforços atuantes no processo de perfuração.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Desenvolvimento de um módulo para construção de trajetória.
- Desenvolvimento de metodologia para análise dos dados de desvio da trajetória dos poços, de maneira a melhorar a quantificação desses dados.
- Desenvolvimento de estudo e aplicação de tortuosidade às trajetórias planejadas de maneira a criar uma trajetória fictícia.
- Utilizar das metodologias de construção de trajetórias fictícias e dos modelos de torque e arraste para avaliar a força de contato nas colunas de perfuração.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 introduz as ideias principais do trabalho, apresenta um contexto e motivação econômica, descreve o processo, o problema, a motivação e os objetivos desse estudo.

No capítulo 2 será apresentada a importância da perfuração direcional, composição geométrica dos poços direcionais, um histórico dos equipamentos de deflexão, os métodos de acompanhamento direcional utilizados ao longo do desenvolvimento da indústria e metodologia utilizada para análise estatística dos dados de desvio das trajetórias. Por fim apresentam-se os métodos para aplicação de tortuosidade e criação de trajetória fictícia.

O capítulo 3 descreve a revisão sobre as colunas de perfuração, sua importância no processo de construção dos poços de petróleo, descrição da composição e equipamentos agregados à estrutura, por fim traz uma revisão sobre a metodologia de torque e arraste que será utilizada neste trabalho para quantificar a força de contato na coluna devido aos desvios de trajetória.

Apresentam-se no capítulo 4 os resultados e discussões obtidos no desenvolvimento deste trabalho. A construção de trajetória, análise de dados direcionais, modelagem de trajetória fictícia, quantificação da força de contato incidentes na coluna e avaliação da tortuosidade aplicada.

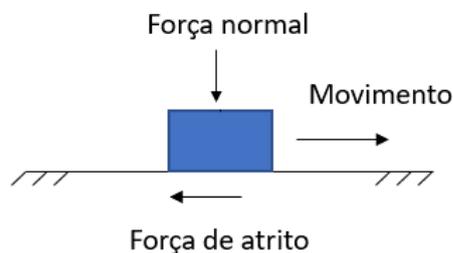
Por fim, no capítulo 5 apresenta-se as conclusões e contribuições obtidas devido ao desenvolvimento do trabalho baseado em entender a influência do desvio de trajetória nos modelos de torque & arraste na coluna de perfuração.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os primeiros estudos desenvolvidos com o intuito de quantificar a força de contato imposta por colunas de perfuração se iniciou com Johancsik et al. (1984). Para Johancsik et al. (1984), Mitchell e Samuel (2009) a capacidade de prever a força de atrito na coluna de perfuração tem dois benefícios principais.

Diversos fatores podem influenciar no torque e arraste, como a prisão diferencial (*differential sticking*), chavetas (*keyseats*), má limpeza do poço, atrito, entre outros. É acordado entre todos os autores que o atrito é a fonte principal de torque e arraste. Portanto, os autores consideram que o torque e arraste, de forma que estes são originados inteiramente pelas forças de atrito decorrentes do contato entre a coluna de perfuração e a parede do poço aberto ou revestido, conforme Figura 2.1. Deste modo, o torque é o momento necessário para rotacionar a coluna, e o arraste é o incremento de força necessário para mover a coluna axialmente (JOHANCSIK et al., 1984).

Figura 2.1 – Força de atrito.



Fonte: Autor

O artigo apresentado por Johancsik et al. (1984) utiliza o modelo de Coulomb e o coeficiente de atrito estático para quantificação da força de atrito. Apresenta-se também que este coeficiente depende dos materiais e do grau de lubrificação da região. Já para modelagem das forças de contato, os autores consideram que apenas os efeitos da gravidade sobre a coluna de perfuração e as tensões geradas pela curvatura do poço. Despreza-se os efeitos de flexão, pois os autores consideram que estas contribuem pouco no valor final destas forças.

Como apresentado, o modelo de Johancsik et al. (1984) parte da hipótese de que a rigidez à flexão da coluna de perfuração interfere pouco no cálculo, desta forma a coluna pode ser modelada como uma linha. Modelos que adotem esta mesma premissa são chamados pela indústria como modelos *soft-string*.

Em seu trabalho, Mitchell e Samuel (2009) retiraram as fraquezas do modelo de Johancsik et al. (1984) e com isto desenvolveu-se o *stiff-string*, onde a coluna de perfuração é tratada como a união de vários elementos de viga, sendo o momento resultado da ação das forças atuantes

sobre a coluna. No modelo *soft-string*, assume-se que a trajetória da coluna de perfuração é igual a trajetória do poço e que existe um contato contínuo ao longo do poço. No modelo *stiff-string*, a trajetória da coluna depende da rigidez e dos pontos de contato.

Em um trabalho realizado com modelos *soft-string*, Sheppard et al. (1987) realizam melhorias à metodologia proposta por Johancsik et al. (1984), pois este não leva em consideração a pressão da lama de perfuração. Desta maneira, adiciona-se à formulação o efeito da pressão do fluido sobre a coluna de perfuração, o efeito deste termo evita confusão em relação ao ponto neutro e a influencia da força de flutuação em trechos curvos.

Maidla, Wojtanowicz et al. (1987) questionam a análise do fator de atrito realizada no trabalho de Johancsik et al. (1984), pois não se realizou distinção entre poço revestido e aberto além dos efeitos hidrodinâmicos na coluna. O conceito do fator de atrito implica que seja constante ao longo do poço e independente da trajetória (inclinação e *dogleg*). Este fator representa a interação mecânica entre a superfície do tubo e a do poço e deve depender apenas da lubrificação do fluido de perfuração, propriedades lubrificantes da lama na parede do poço, configurações da coluna e litologia. Dentre as conclusões dos autores, tem-se que o fator de atrito para operações de descida da coluna é maior se comparado com o valor deste fator nas operações de subida.

A metodologia proposta por Johancsik et al. (1984) possui simplificações e limitações, assim muitos trabalhos foram desenvolvidos após o seu lançamento propondo melhorias pontuais. O trabalho lançado por Ho et al. (1988) propõe apresentar as deficiências do modelo *soft-string*, no que diz respeito à não consideração dos efeitos de rigidez, do posicionamento de estabilizadores e do espaço livre dentro do poço. Outro ponto importante levantado por Ho et al. é a não observância do equilíbrio de momentos, devido a não consideração das forças de cisalhamento

Ho et al. (1988) apresenta um programa que combina a análise *stiff-string* do BHA acoplada ao modelo *soft-string* melhorado. Por fim, conclui-se que o efeito da rigidez é dominante nos comandos, menos importante nos tubos pesados e negligenciável na coluna de perfuração. A modelo *soft-string* viola os fundamentos do equilíbrio da coluna, mas pode ser útil apenas em trajetórias suaves. O modelo proposto combinando o *soft-string* da coluna com *stiff-string* do BHA se mostrou mais eficiente para modelagem computacional.

Desde o começo, o modelo *soft-string* vem sendo estudado em buscas de fraquezas e potenciais melhorias. Desta maneira tem servido à indústria por décadas apresentando bons resultados. Entretanto, em casos que a coluna possui diâmetro externo próximo ao do poço, regiões de grandes curvaturas, ou poços altamente tortuosos, a influência da rigidez se faz necessária nas forças de contato, limitando a aplicabilidade destes modelos. Com o intuito de prover uma modelagem mais robusta, desenvolveu-se os modelos *stiff-string*, os quais incorporam a rigidez da coluna em sua formulação.

Alguns trabalhos como (GAYNOR et al., 2002), (MITCHELL; XIANG et al., 2012), (AMORIM; SANTOS; AZEVEDO, 2019) são exemplos que utilizam banco de dados para construção e melhoria nas análises trajetórias fictícias no intuito e utiliza-las para previsão de efeitos em trajetórias futuras aplicadas a um banco de dados para avaliar o comportamento das trajetórias reais, podendo assim realizar análises a partir das incertezas observadas.

(GAYNOR et al., 2002) propõe quantificar a tortuosidade utilizando o fator de atrito pelo modelo de torque e arraste, para quantificar esta tortuosidade analisou-se os relatórios de torque e arraste de mais de 100 poços no mar do norte, nesses dados analisou-se como difere a tortuosidade devidos aos diferentes métodos de perfuração. Observou-se que o sistema convencional apresenta maior tortuosidade que o método relacionado (*SlickBore*). Os dados apresentam que o fator de atrito varia de acordo com o tipo de lama, se o poço é aberto/revestido, além da diferença entre o fator de atrito planejado e atual. Observou-se então que a tortuosidade precisaria ser aumentada em 34% para igualar aos valores de toque e arraste calculados entre a trajetória planejada e atual.

(MITCHELL; XIANG et al., 2012) apresentou uma metodologia, a qual consiste em organizar um banco de dados com uma variedade de centenas de poços recentemente perfurados ao redor do mundo. Para melhor a correlação dos dados, os poços foram segregados em categorias, as quais são representadas pelo tipo de poço (horizontal, vertical e direcional), posteriormente, os pontos de medição dos poços foram agrupados pelos trechos onde pertenciam (vertical, *build* e tangente ou horizontal). Esta análise de dados é utilizada para aplicação de tortuosidade na construção de novas trajetórias por meio de funções de probabilidade. Por fim, foi possível desenvolver poços com tortuosidade devido a análise de dados, que neste caso, possuía o intuito de auxiliar a quantificação do desgaste nos revestimentos.

(AMORIM; SANTOS; AZEVEDO, 2019) também construiu um banco de dados para avaliar os custos de operação de novos poços, mostrando que a análise de dados é importante e utilizada de diferentes formas e áreas de atuação.

3 ACOMPANHAMENTO DIRECIONAL

Neste capítulo será introduzida a ideia de porque perfurar direcionalmente, as finalidades e motivos os quais fizeram esta técnica de perfuração ganhar espaço dentro da indústria ao longo dos anos, os equipamentos utilizados para direcionar a coluna e, para aquisição dos dados direcionais. As relações matemáticas utilizadas para realizar o projeto de um poço direcional, os métodos utilizados ao longo das últimas décadas para acompanhamento direcional também são discutidas no presente capítulo.

Perfuração direcional é a ciência e arte de desviar o poço ao longo de um caminho planejado até um alvo em subsuperfície, a qual localização é dada por uma distância lateral e direção a partir da vertical (SAMUEL, 2009). Poços direcionais são perfurados de maneira controlada na intenção de atingir um alvo pré-determinado com a ajuda do controle da inclinação e do azimute (AMORIN, 2009). Segundo, Ahmed (2000) a perfuração de poços direcionais e horizontais representa uma maneira eficiente de atingir alvos que podem ser ou são muito difíceis de alcançar usando poços verticais.

Perfuração direcional é comumente realizada para aumentar as taxas de produção, controle de cone de água e gás, controle da produção de areia e aumentar taxa de recuperação (BOURGOYNE et al., 1991). Existem muitos reservatórios, os quais não podem ser atingidos por poços verticais ou não são economicamente viáveis para explorar com poços verticais.

3.1 RAZÕES PARA REALIZAR PERFURAÇÃO DIRECIONAL

A perfuração direcional provou-se tecnicamente e economicamente fácil de ser realizada em uma ampla gama de configurações geológicas. Este método está comprovado para aumentar substancialmente as reservas produzíveis de petróleo e gás. Porque a produtividade aumentada da perfuração direcional compensa os custos adicionais, este método é mais rentável que poços verticais (MOLVAR, 2003). Algumas das razões para aplicação de perfuração direcional são apresentadas abaixo (AHMED, 2000)

- Para problemas econômicos ou ambientais.
- Perfuração de múltiplos poços a partir de um poço *offshore* prévio;
- Atingir reservatórios localizados abaixo de locações inacessíveis;
 - Rios, lagos, zonas habitadas e montanhas.
- Controlar um poço em *blowout* através de perfuração de poços de alívio;
- Perfuração de poços horizontais em reservatórios;
 - Aumentar a zona de contato com a jazida.

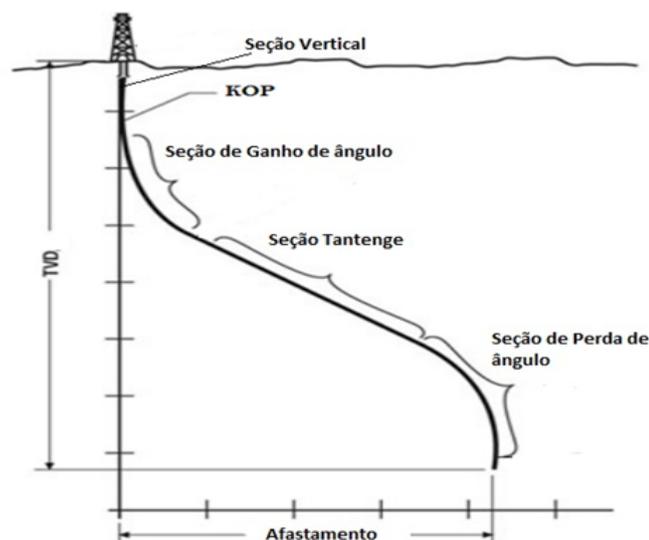
- Desviar poços que tiveram o trecho final perdido por problemas operacionais.
- Para perfurar Domo salino.

3.2 PERFIS DE POÇOS DIRECIONAIS

A trajetória de um poço direcional de petróleo é o caminho percorrido pela broca partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo. A representação da trajetória do poço é feita por uma curva contínua e suave no espaço (SAMUEL; LIU, 2009).

Existem diversos parâmetros que são necessários para conhecer o comportamento do poço e o desenvolvimento das equações matemáticas que irão definir a trajetória pela qual o poço vai ser perfurado. A figura 3.1 representa, esquematicamente, as principais denominações utilizadas na trajetória de um poço direcional.

Figura 3.1 – Esquemática dos elementos de um poço direcional



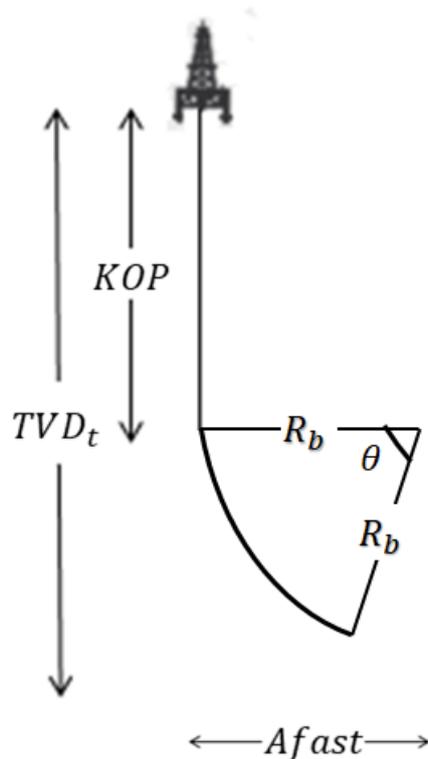
Fonte: (BOURGOYNE et al., 1991).

- Inclinação (θ).
Ângulo de inclinação, ou ângulo de desvio do poço, é definido como o ângulo entre o vetor tangente à trajetória do poço e uma reta paralela com a vertical.
- Azimute (ϕ).
O azimute, ou também chamado de direção, é definido pelo ângulo entre a direção norte e o vetor direção no plano da projeção horizontal da trajetória do poço.
- KOP - *Kick-off point*.
O *Kick-off point* representa a profundidade em que se inicia o ganho de inclinação pelo poço.

- *TVD - True Vertical Depth.*
O TVD representa a projeção de um ponto em sub-superfície com a vertical até a mesa rotativa.
- *MD - Measured depth.*
Entende-se como *Measured depth* toda a distância percorrida pela trajetória do poço.
- *Build Section.*
Seção de ganho de ângulo.
- *Drop Section.*
Seção de perda de ângulo.
- *Afastamento.*
Afastamento horizontal do alvo em relação a cabeça do poço.

Ao longo da trajetória direcional podem ocorrer diferentes trechos geometricamente distintos, tais como: verticais, curvos e tangentes. As classificações são baseadas em suas particularidades geométricas devido aos valores de inclinação e azimute os quais lhes são designados em projeto. O planejamento de trajetória é um fator importante de modo a minimizar gastos para poços direcionais. Azar e Samuel (2007) apresentam três perfis para trajetória de poços mais tradicionais classificados como: Tipo I - *Continuous build*, Tipo II - *S-shaped well* e Tipo III - *build-and-hold*, discutidos a seguir.

A trajetória do tipo I, é composta por uma seção vertical da superfície ao KOP e trecho contínuo com ganho de ângulo (*build-up*) até o objetivo, conforme a figura 3.2.

Figura 3.2 – Perfil direcional - *Continuous Hold*

Fonte: Autor.

A profundidade vertical é dada pela equação 3.1, o afastamento pela equação 3.2 e o comprimento do trecho arqueado pela equação 3.3

$$TVD_t = R_b \sin \theta + KOP \quad (3.1)$$

$$Afast = R_b(1 - \cos \theta) \quad (3.2)$$

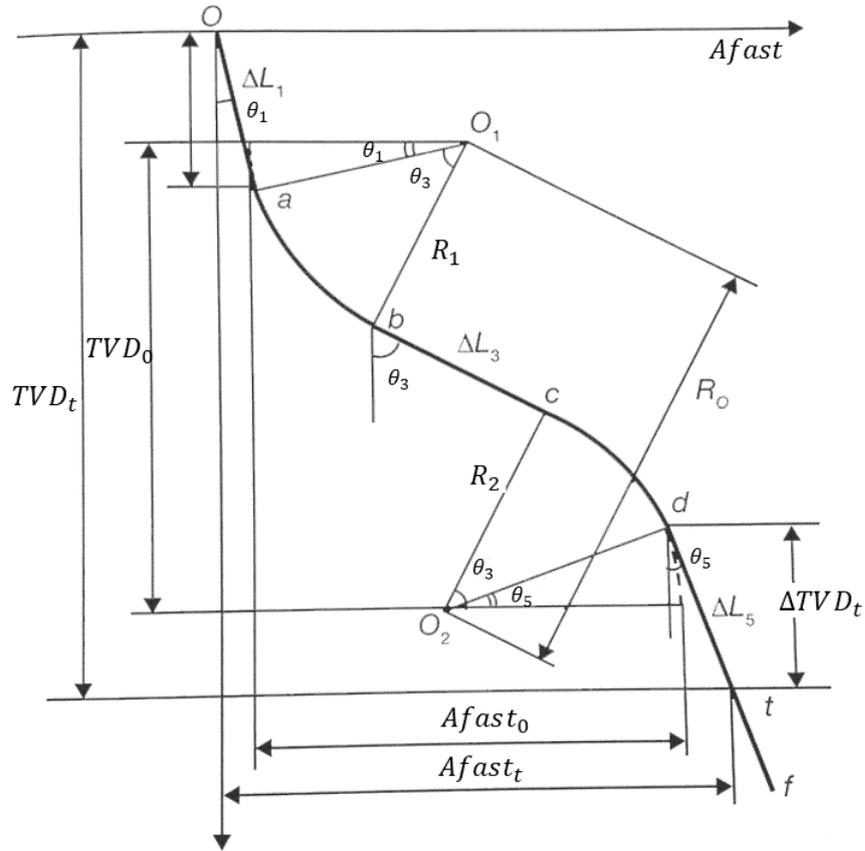
$$L_{arc} = \frac{\theta}{DLS} \quad (3.3)$$

e o comprimento total do poço será fornecido pela equação 3.4

$$L_{total} = KOP + L_{arc} \quad (3.4)$$

Perfil de trajetória do tipo II possui uma seção vertical finalizada pelo KOP raso, seção com ganho de ângulo (*buildup*), trecho tangente (*slant*), perda de ângulo (*drop off*) e por último seção tangente final, representado na figura 3.3.

Figura 3.3 – Perfil direcional - Tipo S



Fonte: (SAMUEL; LIU, 2009).

Segundo Samuel e Liu (2009), o projeto de um poço tipo S deve determinar os raios dos arcos de ganho e perda de ângulo, a profundidade vertical e afastamento conforme o conjunto de equações 3.5 a 3.7.

$$R_i = \frac{180}{\pi DLS_i} \quad (3.5)$$

$$TVD_0 = TVD_t - \Delta L_1 \cos \theta_1 - \Delta L_5 \cos \theta_5 + R_1 \sin \theta_1 + R_2 \sin \theta_5 \quad (3.6)$$

$$Afast_0 = Afast_t - \Delta L_1 \sin \alpha_1 - \Delta L_5 \sin \theta_5 + R_1 \cos \theta_1 + R_2 \cos \theta_5 \quad (3.7)$$

$$R_0 = R_1 + R_2 \quad (3.8)$$

onde $\Delta L_1 = KOP - LDA$, ΔL_5 é o comprimento do trecho após o *drop-off*, θ_1 e θ_5 são os ângulos dos trechos inicial e o final com a vertical, respectivamente.

Os dados de distanciamento e profundidade do objetivo possibilitam determinar o ângulo de entrada do trecho tangente, o qual será determinado pela equação 3.9.

$$\tan\left(\frac{\theta}{2}\right) = \frac{TVD_0 - \sqrt{TVD_0^2 + Afast_0^2 - R_0^2}}{R_0 - Afast} \quad (3.9)$$

O comprimento do trecho tangente é determinado pela equação 3.10

$$L_{tangente} = \sqrt{TVD_0^2 + Afast_0^2 - R_0^2} \quad (3.10)$$

O arco do ganho de ângulo pela equação 3.11

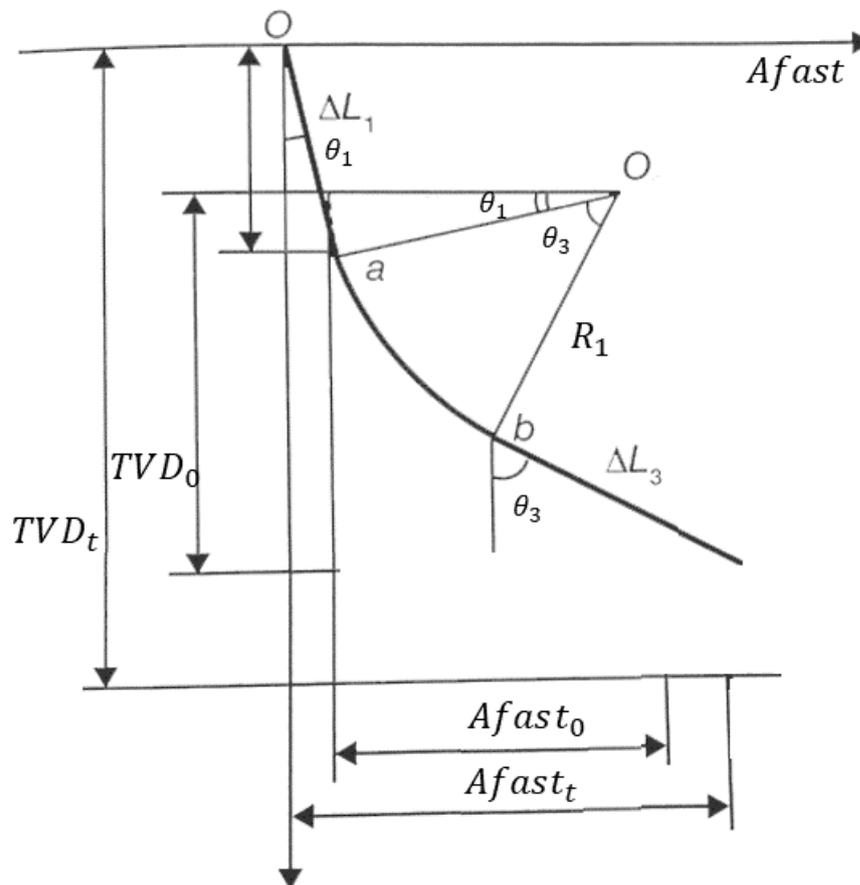
$$L_{arc,i} = \frac{\theta_i}{DLS_i} \quad (3.11)$$

O comprimento total do poço será 3.12

$$L_{total} = KOP + L_{arc,i} + L_{tangente} + L_{final} \quad (3.12)$$

A trajetória Tipo 3 pode também ser classificada como *J-shaped well*, onde inicialmente existe um trecho vertical, seguido de um com ganho de ângulo e, finalmente, o objetivo poderá ser atingido ao fim do longo trecho tangente, conforme representado na figura 3.4.

Figura 3.4 – Perfil direcional - Tipo J



Fonte: (SAMUEL; LIU, 2009).

Segundo Samuel e Liu (2009), o projeto de um poço tipo J é regido por determinar o raio do arco, a profundidade vertical e afastamento conforme o conjunto de equações 3.13, 3.14, 3.15.

$$R_i = \frac{180}{\pi DLS_i} \quad (3.13)$$

$$TVD_0 = TVD_{obj} - \Delta L_1 \cos \theta_1 + R \sin \theta_1 \quad (3.14)$$

$$Afast_0 = Afast_{obj} - \Delta L_1 \sin \theta_1 + R \cos \theta_1 \quad (3.15)$$

Onde $\Delta L_1 = KOP - LDA$ e θ_1 é o ângulo que do trecho inicial com a vertical.

Os dados de distanciamento e profundidade do objetivo possibilitam determinar o ângulo de entrada do trecho tangente, o qual será determinado pela equação 3.16.

$$\tan\left(\frac{\theta}{2}\right) = \frac{H_0 - \sqrt{H_0^2 + Afast_0^2 - R_0^2}}{R_0 - Afast} \quad (3.16)$$

O comprimento do trecho tangente pela equação 3.17.

$$L_{tangente} = \sqrt{H_0^2 + Afast_0^2 - R_0^2} \quad (3.17)$$

O arco do ganho de ângulo pela equação 3.18.

$$L_{arc} = \frac{\theta}{DLS} \quad (3.18)$$

O comprimento total do poço será dado pela equação 3.19.

$$L_{total} = KOP + L_{arc} + L_{tangente} \quad (3.19)$$

3.3 MÉTODOS DE DEFLEXÃO

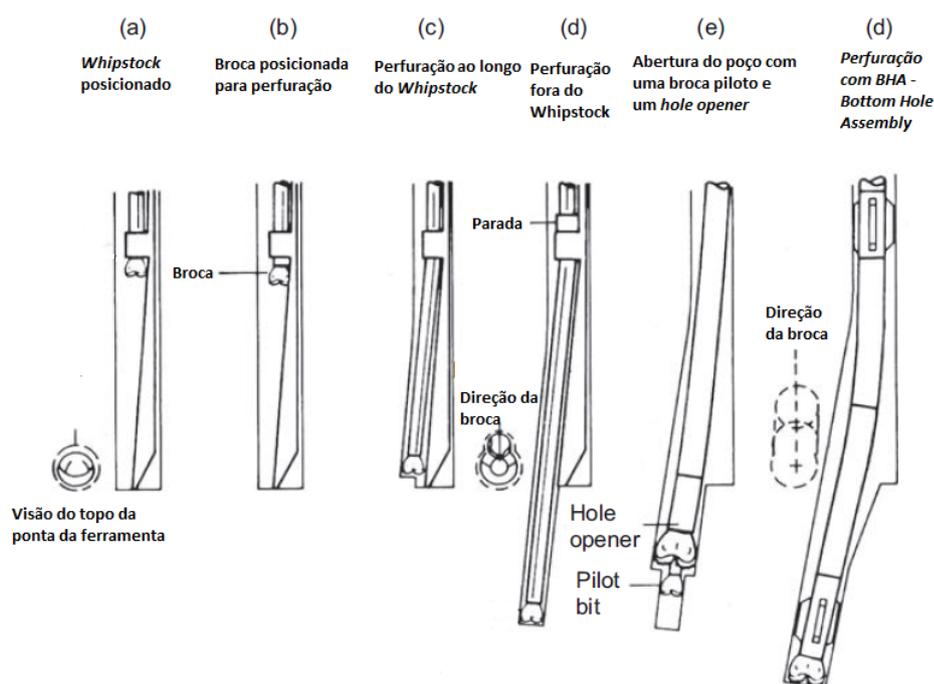
Esse item apresenta a discussão sobre os principais métodos de desvio direcional. Os métodos de deflexão utilizam alguns equipamentos capazes de desviar a direção da broca e desenvolver uma trajetória previamente determinada.

A deflexão de poços direcionais é uma etapa muito importante da perfuração. O sistema escolhido deverá direcionar o poço na inclinação necessária para atingir o objetivo. A precisão do sistema é importante para evitar correções futuras na trajetória do poço, que podem onerar o custo da perfuração (BANDEIRA; SILVA, 2010).

3.3.1 Whipstock

Conforme Rocha et al. (2006), o *Whipstock* foi a primeira ferramenta utilizada para aplicação do método de deflexão. Sendo essa na forma de uma calha de aço temperado, com uma extremidade em forma de ponta e uma ranhura côncava que guia a broca de encontro à parede do poço. Atualmente, tem seu uso restrito apenas para operações de *sidetrack*, ou seja, quando se deseja realizar uma extensão de um poço piloto. O ângulo limite do *Whipstock* é selecionado de acordo com a deflexão desejada. A figura 3.5 mostra o uso de um *Whipstock* removível.

Figura 3.5 – Esquematisação do desvio de trajetória utilizando *Whipstock*

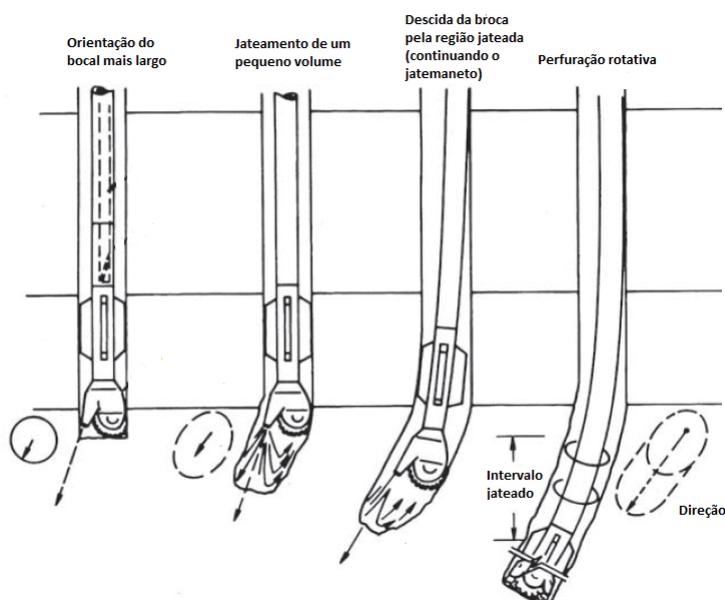


Fonte: (MITCHELL; MISKA, 2011) (Adaptado).

3.3.2 Jateamento (*Jetting*)

O jateamento é uma técnica indicada para realizar o desvio desejado dos poços em formações macias. Nestas operações são utilizadas brocas tricônicas configuradas para que um dos jatos tenha um diâmetro maior que os demais. A broca é descida até o fundo do poço, o jato é orientado à direção desejada, e o fluxo de fluido começa a erodir uma pequena região (AZAR; SAMUEL, 2007). Como mostrado na figura 3.6 a descida da coluna, pelo intervalo jateado, é realizada sem giro, então a perfuração rotativa é retomada quando a broca atinge o fundo.

Figura 3.6 – Esquemática do desvio de trajetória utilizando Jateamento



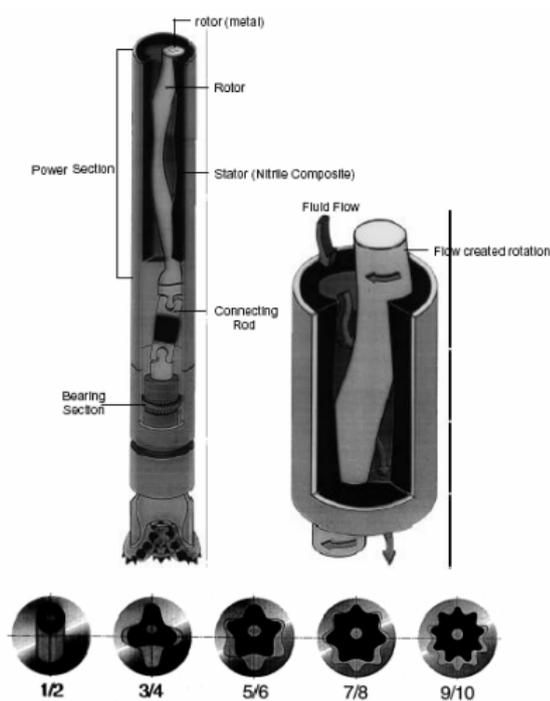
Fonte: (MITCHELL; MISKA, 2011)(Adaptado).

3.3.3 Motor de Fundo

O motor de lama ou motor de fundo apresentado na figura 3.7 utiliza o princípio da bomba de Moineau para converter energia hidráulica em energia mecânica: Um par rotor/estator convertem a energia hidráulica do fluido pressurizado circulando em energia mecânica para um eixo. O rotor e estator possuem formato de lóbulo. Ambos os perfis dos lóbulos do rotor e estator são idênticos, com o rotor possuindo um lóbulo a menos em relação ao estator (PETROWIKI - SPE, 2020), como pode ser visto na figura 3.8.

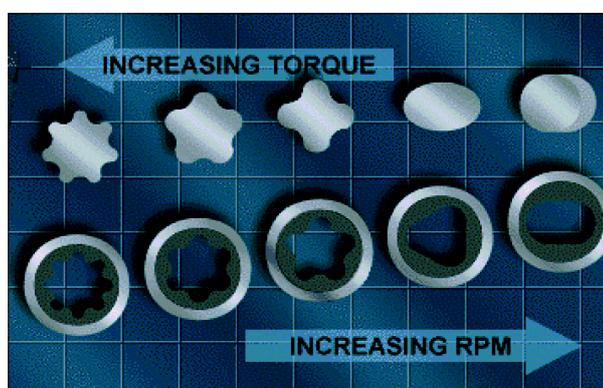
A velocidade e o torque da seção de potência estão ligados diretamente ao número de lóbulos no rotor/estator. Quanto maior o número de lóbulos, maior será o torque e quanto menor o torque, maior será a velocidade, conforme mostra a figura 3.8. O *bent sub* e o *bent housing* usam a inclinação da broca (desalinhamento da broca em relação ao eixo da coluna de perfuração) e a sua força lateral para mudar a direção do poço. *Bent housing* é mais efetivo que o *bent sub* devido a menor distância entre a broca e o *bent* possibilitando um menor braço de alavanca e reduzindo o momento fletor.

Figura 3.7 – Motor de fundo



Fonte: (BANDEIRA; SILVA, 2010).

Figura 3.8 – Configurações de rotor/estator - 1:2 até 9:10

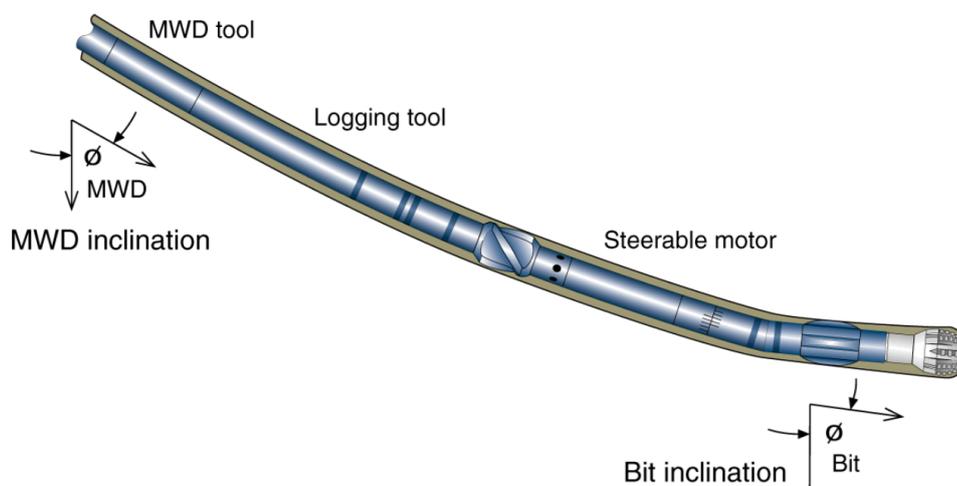


Fonte: (PETROWIKI - SPE, 2020).

3.3.4 Steerable System

Steerable System, é formado pelo motor de fundo com *bent housing* e um MWD como apresentado na figura 3.9.

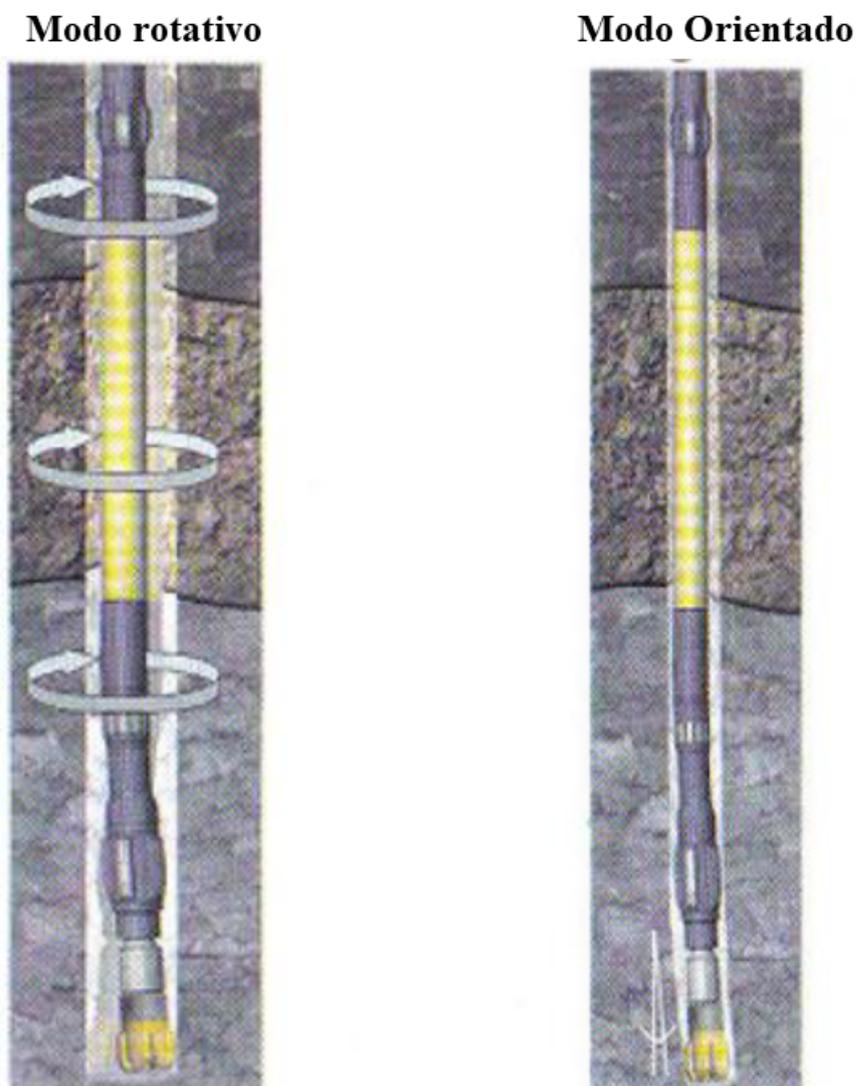
Figura 3.9 – Sistema steerable



Fonte: (PLÁCIDO, 2020).

A perfuração direcional realizada com sistema *steerable* se divide em dois modos, como apresentado na figura 3.10, modo rotativo e modo orientado, respectivamente. Apresenta-se este sistema para garantir algumas vantagens em relações aos modelos antigos como: Perfuração de longos intervalos sem manobras, redução do torque e arraste, menores riscos de prisão da coluna.

Figura 3.10 – Sistema steerable



Fonte: (PLÁCIDO, 2020).

A perfuração *steerable* no modo orientado ainda apresenta riscos devido à maior parte da coluna não estar girando, levando: À possibilidade de prisão diferencial, ao aumento da chance de prisão por desmoronamento do poço. à deficiência na limpeza do poço, uma vez que existe uma grande tendência de acumular cascalho na parte baixa do poço, à inviabilização da transmissão do peso sobre a broca, em poços com grande afastamento.

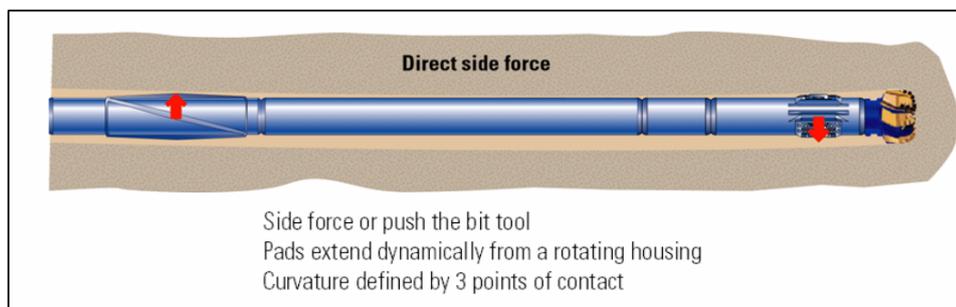
3.3.5 Rotary Steerable System (RSS)

O RSS é uma ferramenta direcional que é conectada imediatamente acima da broca, permitindo uma alteração controlada da trajetória do poço em qualquer direção e inclinação, sem que seja necessário parar a rotação da coluna. Esse sistema pode operar em modos diferentes (AZAR; SAMUEL, 2007).

Sistema *Push-the-Bit* - Operam através de pistões posicionados logo acima da broca, na

qual empurram a coluna no sentido desejado e com intensidade necessária para obter a alteração da trajetória. Esquemática representada na figura 3.11.

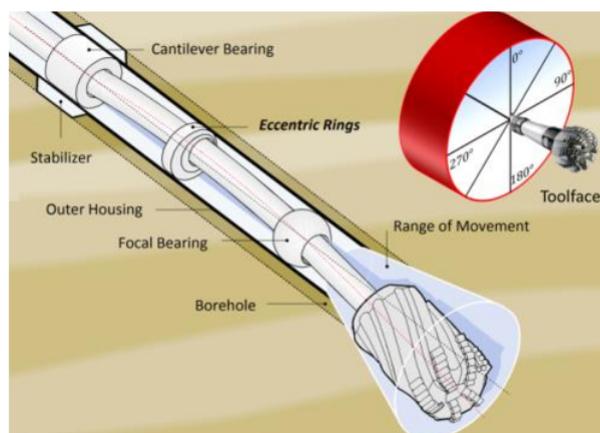
Figura 3.11 – Esquemática do desvio de trajetória utilizando Push-the-Bit



Fonte: (BRILLON et al., 2007).

Point-the-Bit - Consiste de um sistema de anéis excêntricos, no qual será criado uma flexão no eixo principal, o que resultará na orientação da broca ilustrado na figura 3.12.

Figura 3.12 – Esquemática do desvio de trajetória utilizando Point-the-Bit



Fonte: (BANDEIRA; SILVA, 2010).

3.4 EQUIPAMENTOS DE REGISTRO DIRECIONAL

Existem diversos tipos de equipamentos para efetuar registros direcionais, podendo ser classificados como equipamentos de registro simples, múltiplos e contínuos, podendo ser também giroscópico ou magnéticos. Cada registro direcional traz como informações principais a inclinação e a direção do poço na estação a qual foi tomado. Além dessas informações pode se obter registros também da orientação da face da ferramenta, temperatura no fundo do poço, existência de interferência magnética, etc.

Os equipamentos presentes no mercado permitem a aquisição dos registros direcionais com diferentes níveis de precisão e preço. A seleção precisará levar em consideração critérios técnicos e econômicos do projeto.

3.4.1 Equipamentos Magnéticos de Registro

Estes equipamentos não podem ser utilizados dentro ou próximos de poços revestidos. Devem ser colocados no interior de comando não magnéticos (monel). Estes equipamentos de medição são divididos em registro simples, múltiplos e contínuos.

Magnetic single shot - MSS é composto por uma bússola magnética, um inclinômetro e uma câmara fotográfica. Registra, simultaneamente, a direção magnética, inclinação e a orientação *tool face* do poço em um disco de filme individual.

Magnetic multiple shot - MMS possui a mesma configuração do MSS, só que registra simultaneamente, a direção magnética, a inclinação e a orientação *tool face* do poço em um filme fotográfico ou em um módulo de memória de estações múltiplas.

Measure While Drilling - MWD é o conjunto de ferramentas que visam adquirir dados do fundo do poço durante a execução. Para a perfuração direcional, são fundamentais a inclinação e azimute. MWD é o equipamento de medição de inclinação, direção e *tool face* mais usado atualmente.

A transmissão dos dados é feita por meio de pulsos de pressão do fluido de perfuração. Os pulsos de pressão são gerados por meio da ação de válvulas que modulam o fluxo do fluido de perfuração. Quando a válvula é fechada, o fluxo é interrompido, aumentando a pressão que é detectada na superfície. Quando a válvula permite o escoamento do fluxo, promove uma queda da pressão que é captada na superfície. Esses pulsos são captados por sensores de pressão, e interpretados por softwares (PORTO, 2009).

3.4.2 Equipamentos Giroscópicos

Neste tipo de equipamento, o registro direcional é realizado por meio de uma bússola giroscópica. Diferentemente dos equipamentos magnéticos convencionais, esses não sofrem influência magnética e por isso, podem ser utilizados, dentro de revestimentos e também em outras áreas com interferência magnética. Da mesma forma que nos magnéticos, também existem os giroscópios de registro simples, múltiplos e contínuos (ROCHA et al., 2006).

Gyroscopic single shot - GSS é composto por uma bússola giroscópica em vez de um equipamento magnético. Grava a direção magnética e a inclinação em um simples filme em forma de disco.

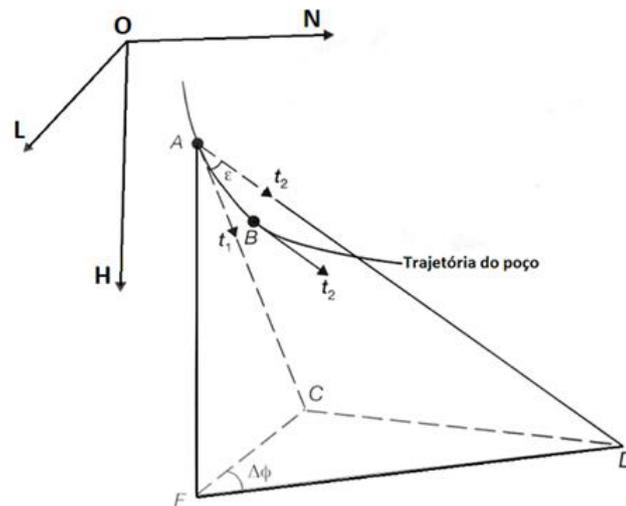
Gyroscopic multiple shot - GMS, ferramenta esta pode ser descida a cabo, sendo parada nas posições de interesse, onde os registros são então gravados.

Gyro while drilling - GWD, atualmente, para economizar tempo, a indústria de petróleo conta com o GWD. O giroscópio é descido em conjunto com o MWD e utiliza o transmissor de dados (*pulser*) do MWD para enviar o sinal em tempo real para a superfície.

3.5 MODELOS DE ACOMPANHAMENTO DIRECIONAL

Na trajetória do poço, o ângulo entre as duas retas tangentes à trajetória é chamado de *dogleg*, ou seja, será o desvio angular em relação ao caminho percorrido, como ilustrado na figura 3.13. Segundo Samuel e Liu (2009), um método para visualização de trajetória consiste de diferentes perspectivas do poço, vertical e horizontal. A projeção vertical consiste dos eixos cartesianas obtido pelo corte vertical através da origem e a direção do poço (essa característica é utilizada para calcular o afastamento do poço). Por outro lado, a projeção horizontal será a perspectiva do perfil do poço no plano horizontal, vista de cima, em que o gráfico obtido representa a direção do poço planejado.

Figura 3.13 – Ângulo de desvio de trajetória



Fonte: (SAMUEL; LIU, 2009).

A metodologia do cálculo de trajetória utilizado necessita de alguns parâmetros obtidos durante a perfuração. Entre eles, estão: Azimute (ϕ), inclinação (θ) e profundidade medida (MD), os quais influenciam na definição do *dogleg* (ε). Samuel e Liu (2009) apresenta duas formas de se calcular o *dogleg*: Para altos valores de desvio a equação 3.20 proposta por Taylor, Mason et al. (1972) se faz conveniente, mas para valores pequenos de *dogleg* a mesma pode não ser suficientemente precisa, pois para ε próximo a zero o cosseno tende a um. Usa-se, desta forma, a equação 3.21 que, por calcular $\frac{\varepsilon_i}{2}$, torna mais preciso o método de obtenção do ângulo de desvio (SAMUEL; LIU, 2009).

$$\cos \varepsilon_i = \cos \Delta\theta - \sin \theta_i \sin \theta_{i+1} (1 - \cos \Delta\phi) \quad (3.20)$$

$$\sin \frac{\varepsilon_i}{2} = \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\theta}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\phi}{2} \sin^2 \bar{\theta}} \quad (3.21)$$

Como será visto a posteriori, o método da tangente apresenta também uma aproximação para o cálculo de desvio 3.22.

$$\cos \varepsilon_i = (\sin \theta_i \sin \theta_{i+1})(\sin \phi_i \sin \phi_{i+1} + \cos \phi_i \cos \phi_{i+1}) + (\cos \theta_i \cos \theta_{i+1}) \quad (3.22)$$

Segundo Samuel e Liu (2009), um método de projeção da trajetória utiliza diferentes perspectivas do poço, vertical e horizontal. A projeção vertical consiste do plano cartesiano obtido pelo corte vertical através da origem e a direção do poço (essa característica é utilizada para calcular o afastamento do poço). Por outro lado, a projeção horizontal será a perspectiva do perfil do poço no plano horizontal, vista de cima, onde o gráfico obtido representa a direção do poço planejado. Diversos métodos foram desenvolvidos nas últimas décadas (SAWARYN; THOROGOOD et al., 2003), (CALLAS et al., 1976) de modo a auxiliar na representação da trajetória direcional. A tabela 3.1 mostra os métodos existentes, além de uma breve descrição. Taylor, Mason et al. (1972) apresentam uma análise de diversos destes métodos, explicitando os fundamentos matemáticos utilizados para o desenvolvimento de cada método de previsão de trajetória.

Tabela 3.1 – Métodos de previsão de trajetória

Método	Hipótese assumida
Integração numérica	Inclinação e azimute são multinomiais cúbicos, desta forma as coordenadas serão determinadas através de integração numérica
Curve structure	As coordenadas são funções da curvatura do trecho do poço e da torção para dois pontos de medição
Curva Natural	Uma curva 3D na qual as taxas de variação da inclinação e azimute variam individualmente
Toolface consante	Uma curva 3D na qual a curvatura do poço e o toolface permanecem individualmente constantes
Mínimo raio de curvatura	Uma arco em plano inclinado, a curvatura do poço permanece constante e a torção zero
Raio de curvatura	Uma curva hélice-cilíndrica, as curvaturas em plote vertical e horizontal são mantidas individualmente constantes
Ângulo médio modificado	Uma aproximação dos cálculos a partir do método raio de curvatura
Ângulo Médio	Uma seção linear
Tangente balanceada	Linha poligonal

Fonte:(SAMUEL; LIU, 2009)

3.5.1 Mínimo raio de Curvatura

Conforme Sawaryn, Thorogood et al. (2003), o mínimo raio de curvatura foi reconhecido pela indústria como um dos métodos mais eficientes. Pela facilidade de cálculo, o mínimo raio de curvatura tem vantagem em relação aos outros.

O método utiliza os ângulos medidos em dois pontos tangentes e consecutivos para descrever a curva de um arco liso a qual irá representar o percurso do poço. Utiliza-se o fator da razão do *dogleg* (ε) representado na equação 3.23.

$$\beta_i = \frac{\Delta MD}{\varepsilon_i} \tan \frac{\varepsilon_i}{2} \quad (3.23)$$

Desta forma as coordenadas são calculadas segundo as equações 3.24 e 3.25.

$$\Delta N/S_i = \beta_i (\sin \theta_i \cos \phi_i + \sin \theta_{i+1} \cos \phi_{i+1}) \quad (3.24)$$

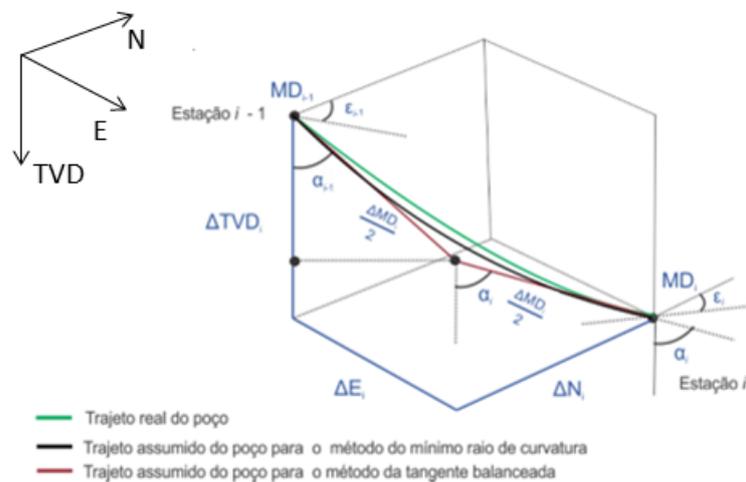
$$\Delta E/W_i = \beta_i (\sin \theta_i \sin \phi_i + \sin \theta_{i+1} \sin \phi_{i+1}) \quad (3.25)$$

O sistema de coordenadas utilizado para projeção de trajetória é representado pelas seguintes relações:

- $\Delta N/S_i > 0$ Direção ao Norte
- $\Delta N/S_i < 0$ Direção Sul
- $\Delta E/W_i > 0$ Direção Leste (*East*)
- $\Delta E/W_i < 0$ Direção Oeste (*West*)

Na figura 3.14 tem-se a representação geométrica do método do Mínimo Raio de Curvatura, sendo possível visualizar a precisão desse método quando comparado com a trajetória real do poço.

Figura 3.14 – Método do Mínimo Raio de Curvatura



Fonte: Autor.

As Equações 3.24 e 3.25 indicam a diferença entre a coordenada posterior e anterior. Como não é conhecido o próximo termo, mas apenas o anterior, então $N/S_{i+1} = \Delta N/S_i + N/S_i$. A profundidade vertical e o afastamento são calculados conforme as equações 3.26 e 3.27.

$$\Delta TVD_i = \beta_i (\cos \theta_i + \cos \theta_{i+1}) \quad (3.26)$$

$$Afastamento = \sqrt{\Delta E/W_i^2 + \Delta N/S_i^2} \quad (3.27)$$

3.5.2 Tangencial

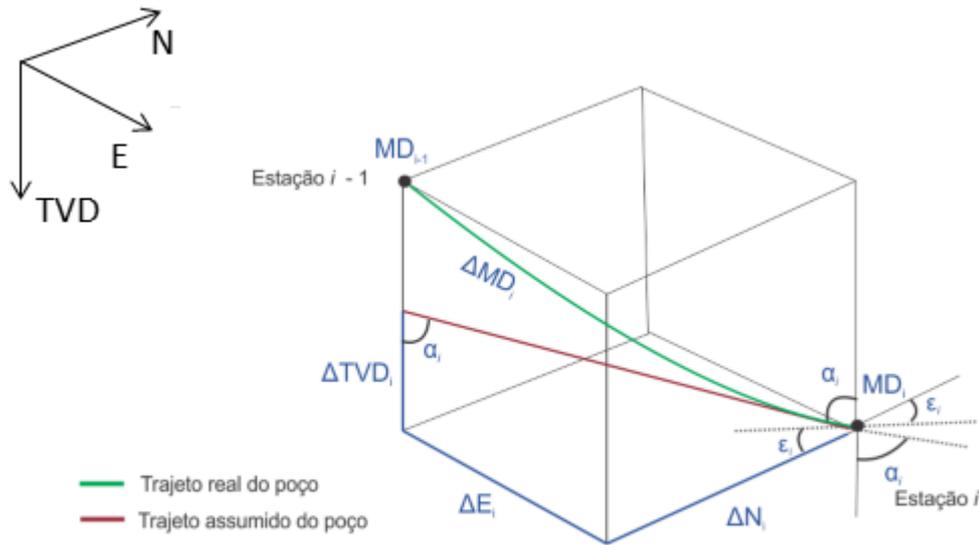
De acordo com Samuel e Liu (2009) este método é o menos preciso, por utilizar apenas a inclinação e os ângulos direcionais medidos no final do trecho (estação i), assumindo os ângulos como constantes durante o intervalo medido, ou seja, assumindo o trecho como um segmento de reta tangente em i . Mendonça (2014) adiciona que este método é pouco utilizado na indústria do petróleo, justamente pela grande possibilidade de produzir erros no planejamento direcional. O método tangencial pode ser ilustrado pela figura 3.15 e sua abordagem utiliza relações trigonométricas simples para derivar os deslocamentos. Conforme apresentado nas equações 3.28, 3.29 e 3.30.

$$\Delta N/S_i = \Delta MD_i \sin \theta_i \cos \phi \quad (3.28)$$

$$\Delta E/W_i = \Delta MD_i \sin \theta_i \sin \phi_i \quad (3.29)$$

$$\Delta TVD_i = \Delta MD_i \cos \theta_i \quad (3.30)$$

Figura 3.15 – Método tangencial



Fonte: Autor.

3.5.3 Tangente Balanceada

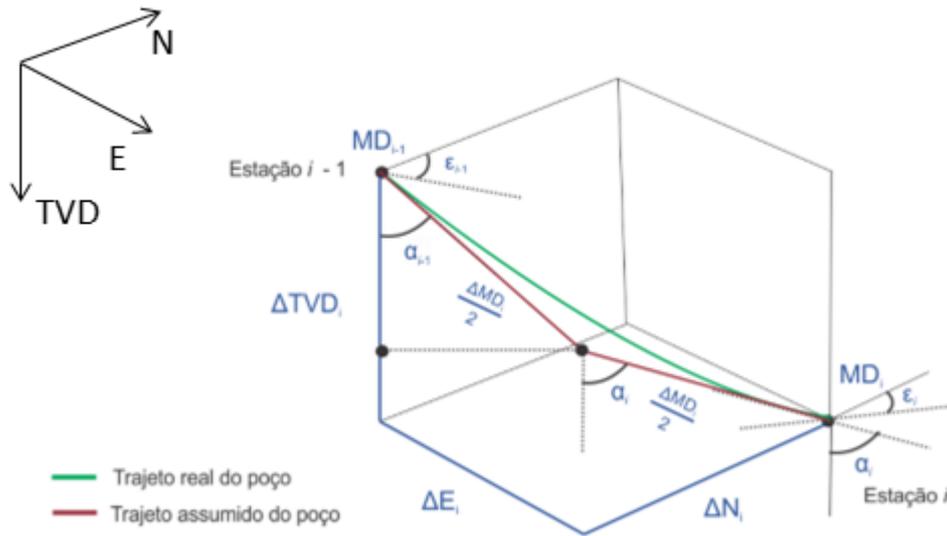
Diferentemente do método tangencial, este método de cálculo direcional utiliza a inclinação e a direção de dois segmentos subsequentes, ou seja, utiliza as medições da estação $i - 1$ e i , conforme ilustrado na figura 3.16. Divide-se o comprimento entre as duas estações em dois segmentos retos e iguais. O ponto em que os segmentos de retas se interceptam, é o ponto utilizado para o cálculo da trajetória, sendo considerado a metade do comprimento entre as estações $\frac{\Delta MD}{2}$ (MENDONÇA, 2014). Este método é representado pelas equações 3.31, 3.32 e 3.33. Apesar de ser mais preciso do que o método da tangente, é raramente utilizado.

$$\Delta N/S_i = \frac{\Delta MD_i}{2} (\sin \theta_i \cos \phi_i + \sin \theta_{i+1} \cos \phi_{i+1}) \quad (3.31)$$

$$\Delta E/W_i = \frac{\Delta MD_i}{2} (\sin \theta_i \sin \phi_i + \sin \theta_{i+1} \sin \phi_{i+1}) \quad (3.32)$$

$$\Delta TVD_i = \frac{\Delta MD_i}{2} (\cos \theta_i + \cos \theta_{i+1}) \quad (3.33)$$

Figura 3.16 – Método Tangente Balanceada



Fonte: Autor.

3.5.4 Ângulo médio

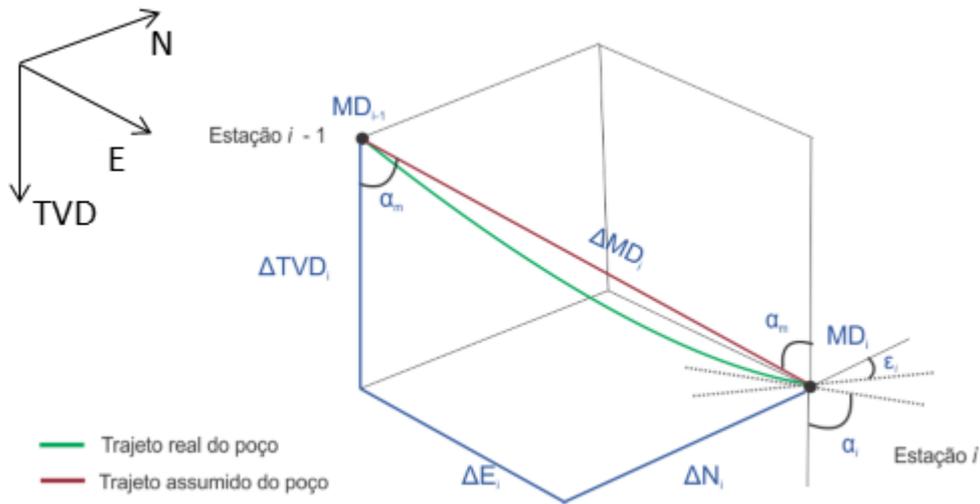
Este método se assemelha ao método da tangente, diferindo apenas no fato de considerar a variação angular entre duas estações subsequentes, como mostra a Figura 3.17. Este método considera a média dos valores de inclinação $\frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2}$ e azimute $\frac{\phi_i + \phi_{i+1}}{2}$ (MENDONÇA, 2014). Este método só será preciso desde que as inclinações consecutivas não sejam muito distantes entre si e que não haja grande mudança no azimute. As Equações 3.34, 3.35 e 3.36 são utilizadas no método do ângulo médio.

$$\Delta N/S_i = \Delta MD_i \sin \bar{\theta} \cos \bar{\phi} \quad (3.34)$$

$$\Delta E/W_i = \Delta MD \sin \bar{\theta} \sin \bar{\phi} \quad (3.35)$$

$$\Delta TVD_i = \Delta MD \cos \bar{\theta} \quad (3.36)$$

Figura 3.17 – Método Ângulo médio



Fonte: Autor.

3.5.5 Raio de curvatura

Neste método, trata-se o trecho perfurado entre duas estações subsequentes como uma curva inserida sobre uma superfície cilíndrica com mesmo eixo vertical do poço (direção TVD), conforme está representado na Figura 3.18.

$$r_i = \frac{180}{\pi} \frac{\Delta A_i}{\Delta \phi_i}$$

Pela seção vertical sabe-se que o raio será dado por $R_i = \frac{180}{\pi} \frac{\Delta MD_i}{\Delta \theta_i}$ desta maneira a profundidade vertical e o afastamento são determinados conforme as equações 3.37 e 3.38.

$$\Delta A_i = R_i (\cos \theta_{i-1} - \cos \theta_i) \quad (3.37)$$

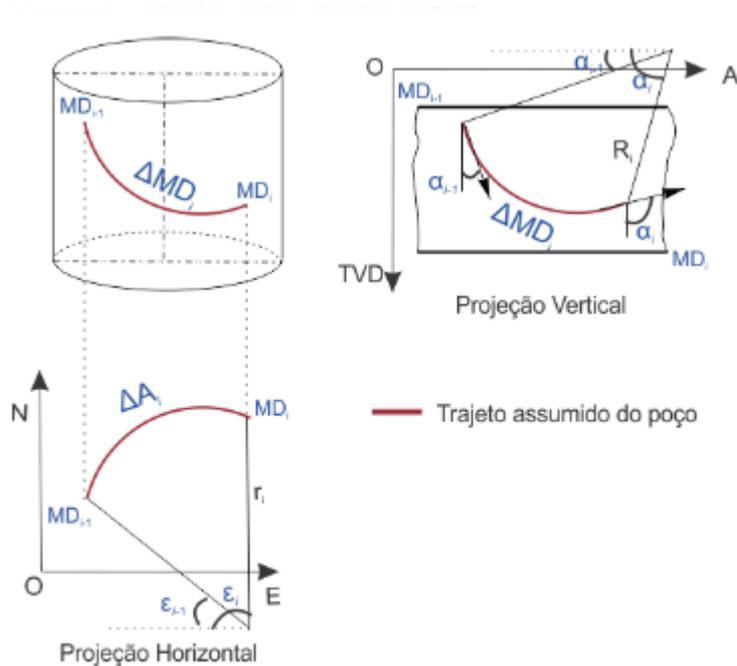
$$\Delta TVD_i = R_i (\sin \theta_{i-1} - \sin \theta_i) \quad (3.38)$$

Pela seção horizontal sabe-se que o raio será dado por $r_i = \frac{180}{\pi} \frac{\Delta A_i}{\Delta \phi_i}$ e assim os afastamentos norte e leste serão dados pelas equações 3.39 e 3.40.

$$\Delta N/S_i = r_i (\sin \phi_{i-1} - \sin \phi_i) \quad (3.39)$$

$$\Delta E/W_i = r_i (\cos \phi_{i-1} - \cos \phi_i) \quad (3.40)$$

Figura 3.18 – Método Raio de curvatura



Fonte: Autor.

3.6 METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS DADOS DE ACOMPANHAMENTO DIRECIONAL

Para fornecer um melhor entendimento estatístico dos desvios nos dados de acompanhamento direcional, alguns trabalhos, a exemplo de (MITCHELL; XIANG et al., 2012) tem realizado estudos baseados em dados estatísticos. A metodologia proposta no corrente trabalho se baseia nas variações de inclinação e azimute dos dados executados em relação ao projetado, isso permite identificar o quanto os dados de campo divergiram dos projetados. O banco de dados é composto por poços desenvolvidos nos Campo de Petróleo B e M, possui dados de projeto e construção dos poços.

Samuel e Liu (2009) propõem que os poços sejam categorizados de maneira a possuir correlação entre seus dados. Na metodologia proposta, os poços foram separados seguindo critérios para assegurar a maior correlação entre os dados fornecidos.

Os critérios de categorização adotados consistem em primeiramente identificar o campo do poço, o tipo de trajetória e, finalmente, os trechos presentes na trajetória, portanto, se os poços são do mesmo tipo possuirão trechos semelhantes. Utiliza-se os parâmetros de trajetória para identificar o tipo de trecho ao qual cada ponto pertence. As relações da tabela 3.2 possibilitam esta identificação.

Tabela 3.2 – Relação lógica para categorização

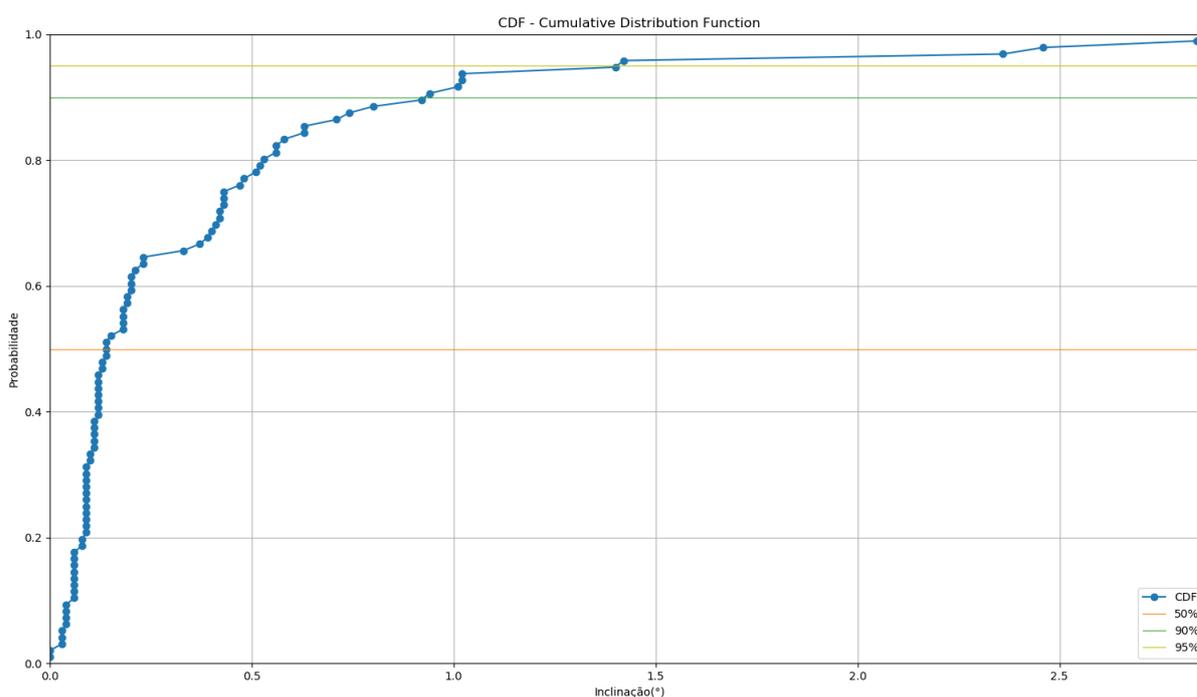
Trecho	Inclinação (°)	DLS (°/30m)
Vertical	=0.0	=0.0
Build	$\theta_i < \theta_{i+1}$	$\neq 0.0$
Slant	Constante	=0.0
Drop	$\theta_i > \theta_{i+1}$	$\neq 0.0$

Fonte: Autor.

O banco de dados é composto por poços de diferentes tipos, a seguir: 14 verticais, 24 direcionais (13 *J-shaped*, 11 *S-shaped*) e, por fim, 12 horizontais, representados graficamente na figura 3.20. Os dados de cada poço são separados de acordo com os critérios acima, onde esses conjuntos de dados podem demonstrar o que tende a acontecer na extensão da trajetória. No intuito de aumentar a quantidade de dados, uniu-se as componentes analisadas de cada poço, ou seja, juntar os n pontos de algum trecho do poço P_i aos m pontos do mesmo trecho do poço P_{i+1} e assim sucessivamente, formando um conjunto de dados ainda maior. Para avaliar os diversos grupos presentes neste banco de dados, utilizou-se métodos de estatística básica para determinar as funções cumulativas para adquirir os percentis 50%, 90% e 95% (P_{50} , P_{90} e P_{95}).

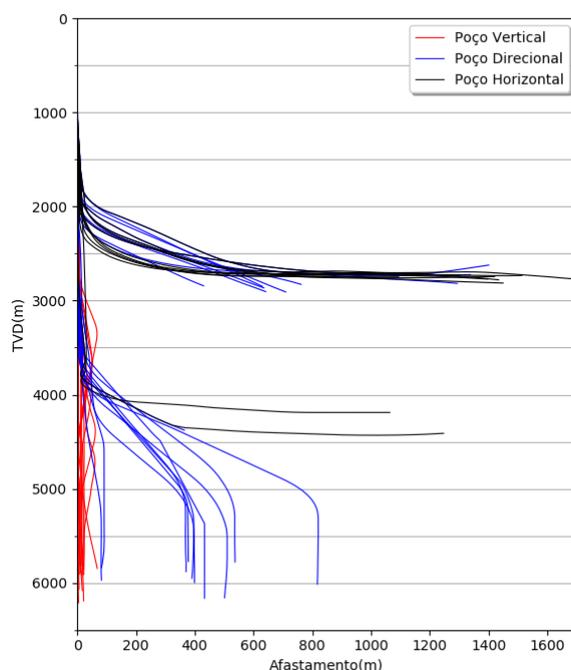
O percentil é definido em uma escala que varia de 0 a 100. Se um valor de inclinação possui um percentil 60, por exemplo, isso significa que 60% de todas as inclinações medidas naquele poço são menores, enquanto 40% são maiores. Vê-se na figura 3.19 o gráfico de distribuição dos dados de inclinação utilizadas para determinar os percentis adotados, claramente observa-se que o percentil P_{90} apresenta um valor, no qual apenas 10% dos dados de inclinação do poço são maiores que ele, ou seja, 90% desses valores estão menores (LAPIN, 1983).

Figura 3.19 – Função Cumulativa de probabilidade.



Fonte: Autor.

Figura 3.20 – Representação Afastamento x TVD dos poços utilizados.



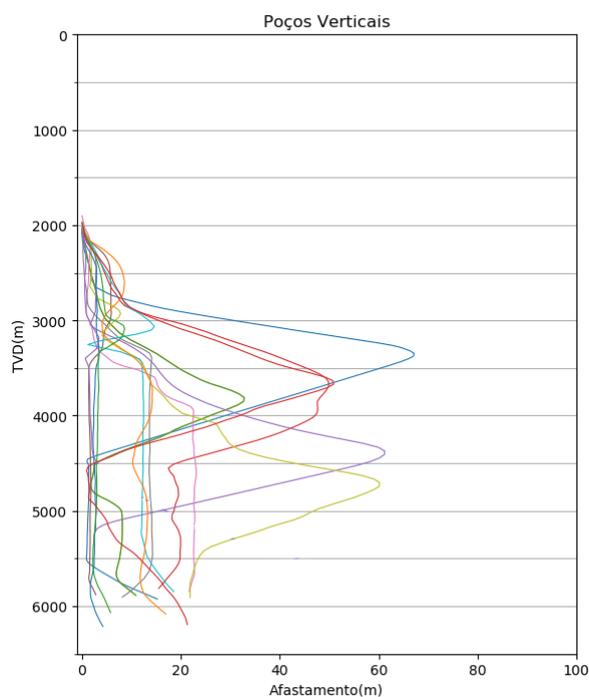
Fonte: Autor.

3.6.1 Análise de Poços Verticais

Para uma melhor análise dos dados de trajetória vertical representados na figura 3.21 estes poços foram divididos em 4, 7 e 10 partes iguais. Sabe-se que a perfuração de poços verticais é realizada por fases, utilizando diferentes equipamentos de acordo com a litologia encontrada. Deseja-se assim observar se os dados de trajetória dos poços verticais são diferentes de acordo com o comprimento ou se podem ser considerados semelhantes para o todo.

Nas tabelas 3.3, 3.4 e 3.5 apresentam-se os dados adquiridos, os quais foram obtidos pela discretização dos poços verticais em diferentes números de trechos. A análise estatística do P90 para cada intervalo de todos os poços mostra o quanto a trajetória pode mudar ao longo do poço, o que se deve à observação dos dados exibidos pela diferença de P90 ao longo da extensão.

Figura 3.21 – Representação Afastamento x TVD dos poços Verticais.



Fonte: Autor.

Tabela 3.3 – Dados de poços verticais: 4 trechos

Trecho do poço	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$
Trecho 1	1.6	109.30
Trecho 2	4.45	143.69
Trecho 3	4.14	140.58
Trecho 4	2.18	152.61

Fonte: Autor.

Tabela 3.4 – Dados de poços verticais: 7 trechos

Trecho do poço	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$
Trecho 1	0.98	100.06
Trecho 2	3.85	128.75
Trecho 3	4.8	147.29
Trecho 4	4.1	142.78
Trecho 5	3.97	134.48
Trecho 6	2.73	159.03
Trecho 7	2.18	140.4

Fonte: Autor.

Tabela 3.5 – Dados de poços verticais: 10 trechos

Trecho do poço	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$
Trecho 1	1.35	97.13
Trecho 2	0.81	109.53
Trecho 3	5.43	132.89
Trecho 4	4.46	151.4
Trecho 5	3.89	142.44
Trecho 6	4.23	151.95
Trecho 7	3.97	128.64
Trecho 8	3.35	151.85
Trecho 9	1.85	156.98
Trecho 10	2.18	140.23

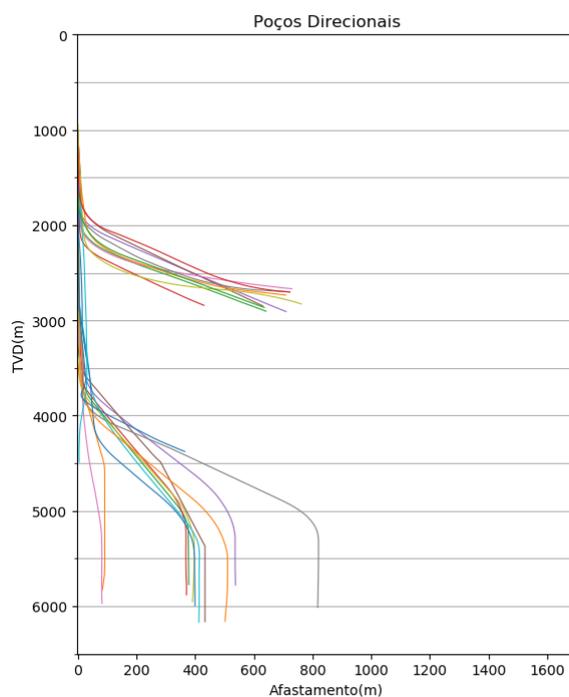
Fonte: Autor.

Observou-se por meio dessa avaliação a importância de se dividir e analisar um poço vertical em diferentes números de trechos, pois o mesmo não é perfurado por todo o comprimento utilizando as mesmas técnicas, isso pode ser observado pelos valores de inclinação e azimute obtidos. Este estudo mostra que um trecho não pode representar o outro.

3.6.2 Análise de Poços Direcionais

Os poços direcionais pertencentes ao banco de dados são do tipo J (*Build and Hold*) e S (*Build Hold-Drop-Hold*), e estão representados na figura 3.22. Sendo assim, suas análises foram realizadas de forma separada. A análise do parâmetro de azimute nos poços direcionais será equivalente ao seu desvio em relação ao planejado, não sendo apresentado em valores absolutos.

Figura 3.22 – Representação Afastamento x TVD dos poços direcionais.

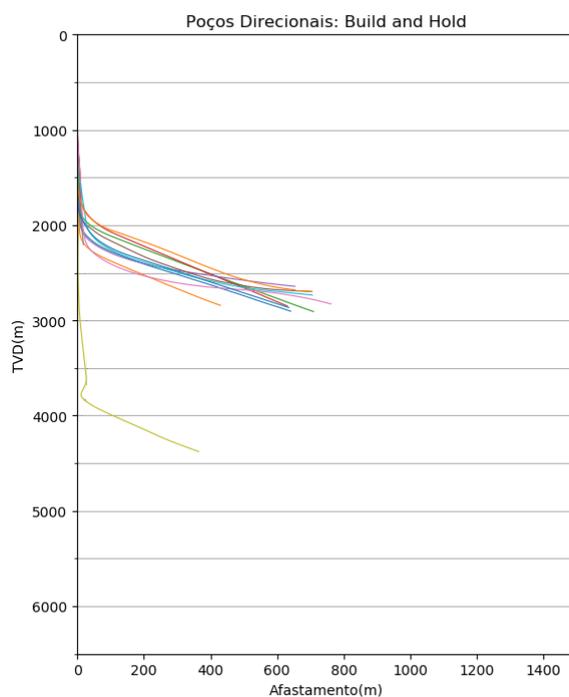


Fonte: Autor.

3.6.2.1 Análise de Poços Direcionais: *Build and Hold*

As projeções verticais (*TVD X Afastamento*) dos poços do tipo J utilizados estão dispostos na figura 3.23. Apresenta-se na tabela 3.6 os valores dos percentis de P50, P90 e P95 dos parâmetros de inclinação e azimute para os dados do conjunto de poços.

Figura 3.23 – Representação Afastamento x TVD dos poços tipo J.



Fonte: Autor.

Tabela 3.6 – Dados de inclinação e azimute de poços: J-shaped

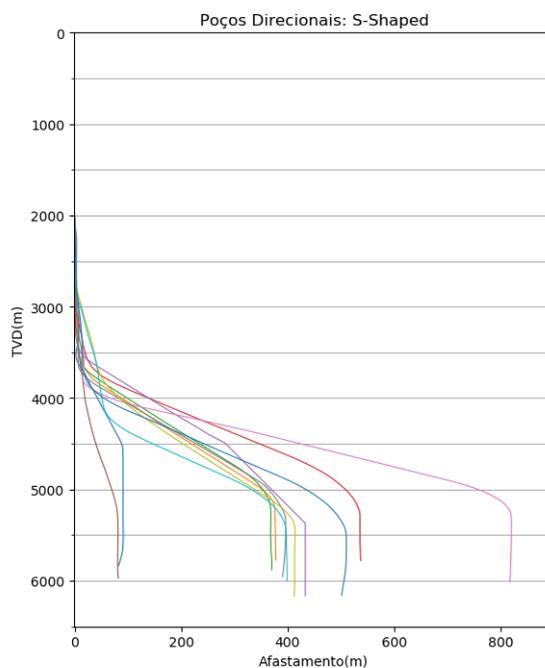
POÇOS DIRECIONAIS: J-shaped						
	Vertical		Build		Slant	
	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$
P50	0.68	-11.80	0.0	-1.31	0.0	0.73
P90	1.85	63.09	2.61	7.57	2.74	3.87
P95	2.41	103.51	3.47	23.55	3.09	4.55

Fonte: Autor.

3.6.2.2 Análise de Poços Direcionais: *Build-Hold-Drop-Hold*

As projeções verticais (TVD X Afastamento) dos poços do tipo S estão dispostas na figura 3.24. Apresenta-se nas tabelas 3.7 os valores dos percentis de P50, P90 e P95 dos parâmetros de inclinação e azimute para os dados do conjunto de poços.

Figura 3.24 – Representação Afastamento x TVD dos poços tipo S.



Fonte: Autor.

Tabela 3.7 – Dados de inclinação e azimute de poços: S-shaped

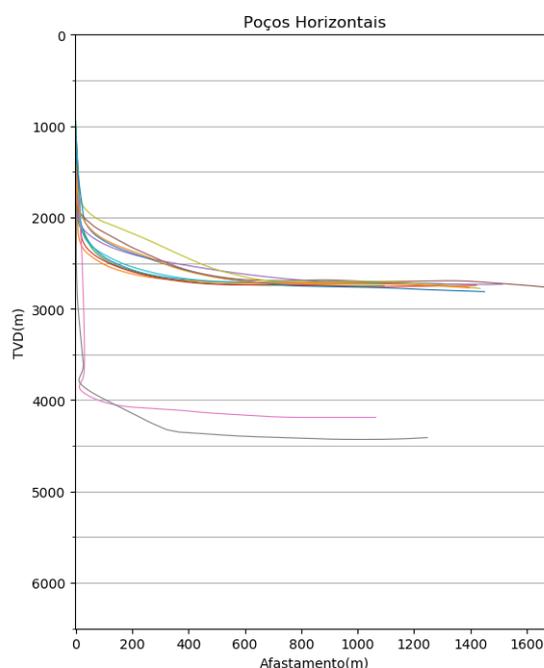
POÇOS DIRECIONAIS: S-shaped										
	Vertical		<i>Build</i>		<i>Slant</i>		<i>Drop</i>		Vertical Final	
	$\Delta\theta(^{\circ})$	$\Delta\phi(^{\circ})$								
P50	0.44	-30.09	1.56	1.59	0.0	-2.72	-0.05	-41.69	0.36	59.28
P90	2.02	141.72	5.16	3.29	2.89	2.82	0.64	0.84	1.25	141.29
P95	2.25	161.39	8.07	5.21	3.36	9.06	1.12	3.77	1.56	161.38

Fonte: Autor.

3.6.3 Análise de Poços Horizontais

Os poços Horizontais estão dispostos na figura 3.25. Apresenta-se na tabela 3.8 os valores dos percentis de P50, P90 e P95 dos parâmetros de inclinação e azimute para os dados do conjunto de poços.

Figura 3.25 – Representação Afastamento x TVD dos poços tipo S.



Fonte: Autor.

Tabela 3.8 – Dados de inclinação e azimute de poços Horizontais

POÇOS HORIZONTAIS						
	Vertical		<i>Build</i>		<i>Slant</i>	
	$\Delta\theta(^{\circ})$	$\Delta\phi(^{\circ})$	$\Delta\theta(^{\circ})$	$\Delta\phi(^{\circ})$	$\Delta\theta(^{\circ})$	$\Delta\phi(^{\circ})$
P50	0.77	-15.96	-0.14	-1.85	0.11	0.05
P90	1.73	83.28	11.05	20.53	7.71	3.21
P95	1.99	114.71	17.17	49.06	22.71	4.23

Fonte: Autor.

A análise dos dados de trajetória permite observar que todos os tipos de poços possuem desvios indesejados durante o processo de perfuração. Percebe-se assim que os projeto do poço direcional podem ser melhorado caso utilize-se da análise dos bancos de dados existentes e aplique esta tortuosidade à trajetória planejada possibilitando a construção de uma trajetória fictícia.

3.7 MÉTODOS DE APLICAÇÃO CONTÍNUA DE TORTUOSIDADE À TRAJETÓRIA

3.7.1 Tortuosidade de poço

Tortuosidade é expressa como a diferença entre a curvatura criada e a planeja, dividido pela respectiva distância entre as estações de medição (MITCHELL; XIANG et al., 2012). A tortuosidade do poço permite que o projetista possua uma opção de ver a tortuosidade natural,

a qual é como a trajetória do poço está ondulando, considerando que a opção da tortuosidade artificial no projeto da trajetória no poço permite ao usuário processar a trajetória lisa planejada de maneira que permita resultados de carregamentos que sejam mais indicativos dos valores presenciados em poços reais (SAMUEL; LIU, 2009). Expressa-se a tortuosidade segundo equação 3.41

$$T = \frac{\sum_{i=1}^m \theta_{n-1} + \Delta MD \varepsilon_i}{MD_i - MD_{i-1}} \quad (3.41)$$

onde ε é o *dogleg*.

Quando se modela um poço utilizando uma trajetória planejada, um montante de “tortuosidade”, ou curvatura artificial, é adicionado ao caminho perfeitamente suave do poço planejado para algo que mais represente a quantidade e a magnitude de curvatura que será inerente ao poço real. A tortuosidade pode ser aplicada de diversas formas, tais como senoidal, helicoidal ou desvios gerados randomicamente (SAMUEL; LIU, 2009).

De maneira a se aplicar artificialmente tortuosidade ao projeto de trajetória são apresentados 4 métodos:

- Sine wave method
- Helical method
- Random inclination-dependent azimuth method
- Random inclination and azimuth method

3.7.2 Sine Wave Method

Este método modifica a inclinação e o azimute dos *Survey Points* baseado no conceito da complexidade de uma onda seno percorrendo a trajetória do poço usando uma magnitude (amplitude) e período (comprimento de onda) especificados (SAMUEL; LIU, 2009). As mudanças no ângulo de inclinação e azimute são modificadas utilizando a relação descrita na Eq. 3.42.

$$\Delta\alpha = \sin\left(\frac{\Delta MD}{P} 2\pi\right) M \quad (3.42)$$

Onde, MD é a profundidade medida, P é o período e M a magnitude. A magnitude M representa a máxima variação que será aplicada à inclinação e ao azimute para a região da trajetória. Adicionalmente, a inclinação será modificada de tal modo que não se torne menor que zero, não sendo, portanto, permitido valores de inclinação negativos. O novo ângulo de inclinação e azimute são dados conforme as Eq 3.43, 3.44.

$$\theta_i = \theta_{i-1} + \Delta\alpha \quad (3.43)$$

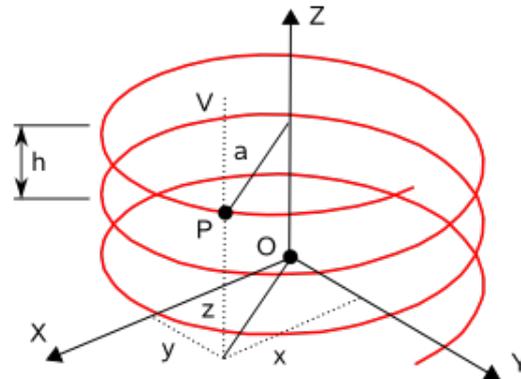
$$\phi_i = \phi_{i-1} + \Delta\alpha + \psi_{ca} \quad (3.44)$$

Com θ representando a inclinação, ϕ o azimute e o ψ_{cvc} denominado como termo de correção de ângulo, tal que se $\theta_i < 0$ então $\psi_{cvc} = 180^\circ$, $\theta_i = |\theta_i|$ e $\theta_n > 0$ então $\psi_{cvc} = 0^\circ$.

3.7.3 Método helicoidal

Este método modifica a inclinação e azimute dos *Survey Points* sobrepondo uma hélice-circular ao longo da trajetória do poço, usando uma magnitude (raio do cilindro na equação paramétrica) e o período (*pitch*) (SAMUEL; LIU, 2009). Este método usa um hélice-circular definida pela equação 3.45.

Figura 3.26 – Esquematização modelo helicoidal.



Fonte: MSPC Engenharia (MSPC, 2020).

$$f(t) = a \cos(t) + a \sin(t) + bt \quad (3.45)$$

A cada rotação completa, o ponto P se desloca verticalmente de uma distância h , denominada passo da hélice. Os parâmetros são: a - raio da hélice, $b = \frac{h}{2\pi}$ e h - passo da hélice. O conjunto de equações paramétricas generalizadas para a sobreposição da hélice-circular na trajetória do poço é dado pelas equações 3.46, 3.47 e 3.48.

$$x(t) = a \cos(t) \quad (3.46)$$

$$y(t) = a \sin(t) \quad (3.47)$$

$$z(t) = \frac{h}{2\pi}t \quad (3.48)$$

3.7.4 Random Inclination and Azimuth Method

Este método aplica um fator de variação randômica (ξ) à inclinação e ao azimute dos *Survey Points* entre magnitudes especificadas. Os números randômicos usados podem ser entre -1 e $+1$. A mudança de ângulo se dá pela equação 3.49.

$$\Delta\alpha = \xi \frac{\Delta MD}{P} M \quad (3.49)$$

O novo ângulo de inclinação pela equação 3.50

$$\alpha_i = \alpha_{i-1} + \Delta\alpha \quad (3.50)$$

O novo azimute pela equação 3.51

$$\phi_i = \phi_{i-1} + \Delta\phi + \psi_{cvc} \quad (3.51)$$

3.7.5 Random Inclination-Dependent Azimuth Method

Neste método, a variação do azimute é inversamente proporcional a inclinação (SAMUEL; LIU, 2009). A diferença entre estes métodos se dá pela equação 3.52 onde a variação do azimute é dividida pelo termo $2 \sin \theta$.

$$\phi_i = \phi_{i-1} + \frac{\Delta\phi}{2 \sin(\alpha_i)} + \psi_{cvc} \quad (3.52)$$

4 COLUNAS DE PERFURAÇÃO

Poços de petróleo são construídos utilizando uma ferramenta para corte de rocha nomeada broca (*Drill Bit*). Nesse processo, o fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração (*Drillstring*) e passa por bocais acoplados à broca preenchendo o espaço anular entre a parede e o fundo do poço aberto onde proporciona jateamento, remoção de cascalho até a superfície pelo anular do poço, conforme mostra a 4.1.

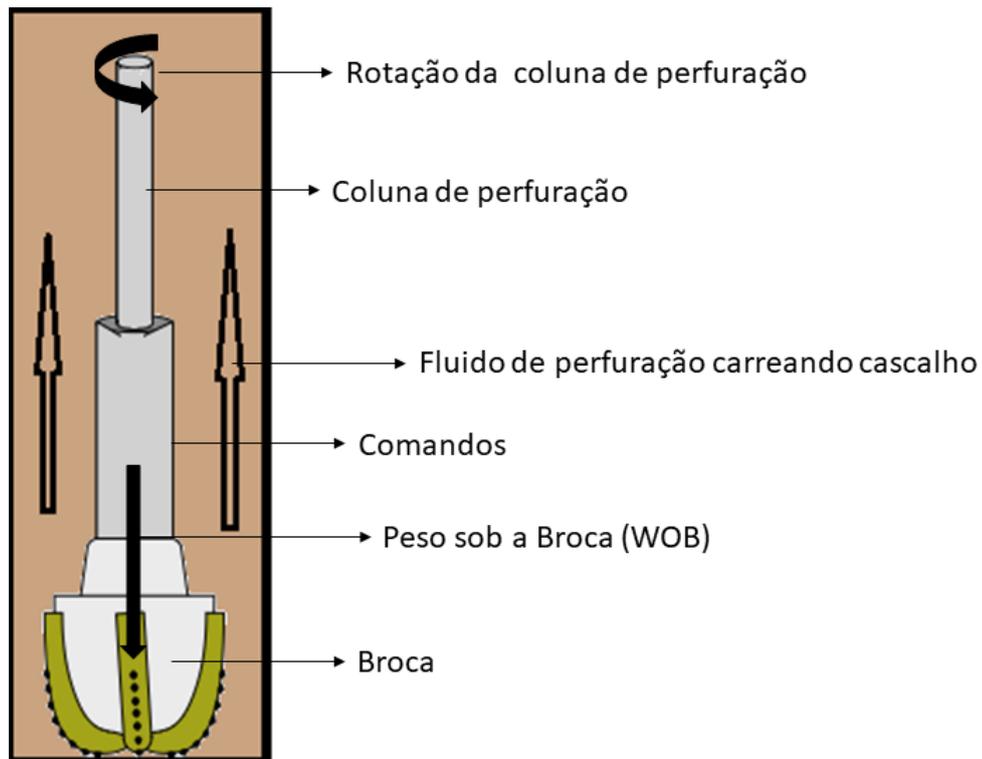


Figura 4.1 – Esquemática do processo de perfuração.

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Conforme Bourgoyne et al. (1991), Azar e Samuel (2007), Mitchell e Miska (2011) as colunas de perfuração possuem uma estrutura complexa composta por diversos componentes principais ou auxiliares a depender do cenário enfrentado. São compostos principalmente pelos tubos de perfuração, os quais compõem o seu comprimento majoritário. Uma coluna de perfuração convencional consiste de um *Kelly*, tubos de perfuração (*Drillpipes*) com caixa e pino de conexão (*Tool Joints*), comandos (*Drillcollars*) e estabilizadores. Os componentes entre a Broca e os tubos de perfuração compõem o *bottomhole assembly* (BHA). A broca é ligada ao comando pelo intermédio do sub, equipamento utilizado para ligação entre componentes principais, da broca. A Figura 4.2 ilustra o arranjo dos componentes ao longo da coluna.

Na perfuração rotativa convencional, o movimento de rotação produzido por uma mesa rotativa é transmitido para a coluna por uma haste quadrada ou hexagonal denominada *kelly*. Para um desgaste efetivo das rochas na formação, o comando está acoplado à broca para fornecer peso

sob a broca (*Weight on bit*, WOB). Mitchell e Miska (2011) apresentam que os estabilizadores são posicionados acima da broca para controlar a direção de penetração da broca na formação.

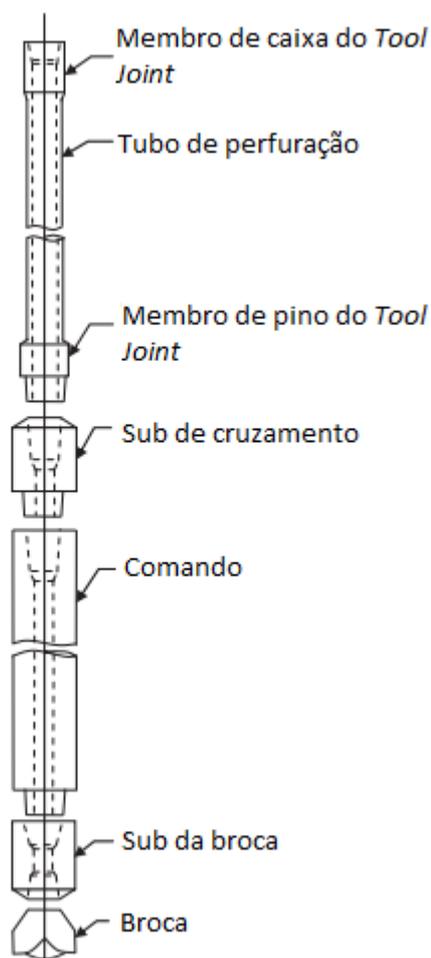


Figura 4.2 – Componentes básicos em uma coluna de perfuração.
Fonte: (MITCHELL; MISKA, 2011)(ADAPTADO).

Segundo Mitchell e Miska (2011) as principais funções da coluna de perfuração são:

- Transmitir rotação da mesa rotativa para a broca;
- Transportar fluido de perfuração para a face de contato da broca com a formação;
- Produz peso sob a broca para processo de perfuração;
- Proporcionar controle da direção do poço.

Para melhor entendimento, é necessário conhecer os principais componentes das colunas de perfuração, suas funções e importância para o conjunto.

4.1 COMPONENTES DA COLUNA DE PERFURAÇÃO

4.1.1 Kelly

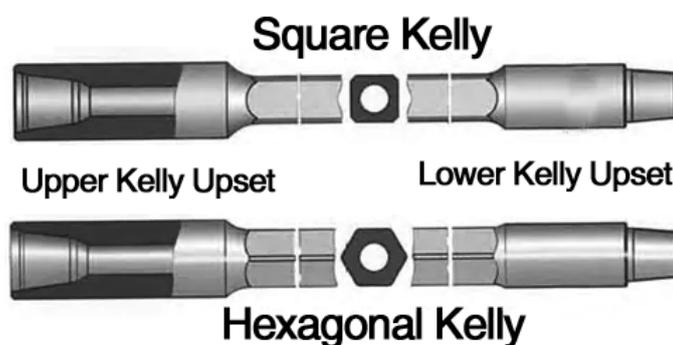
O *Kelly*, mostrado nas figuras 4.3 e 4.4, é um elemento que transmite a rotação originada na mesa rotativa para a coluna de perfuração. Sua seção é hexagonal quando utilizado em sondas de terra. O torque é transmitido para o *Kelly* através da bucha do *Kelly*, equipamento composto por rolos que permitem movimentação vertical e equipado com duas válvulas (*Kelly cocks*) em cada extremidade possibilitando o isolamento de altas pressões que evita influxo do poço em casos de ocorrência de kick.

Figura 4.3 – Hastes de *Kelly*.



Fonte: Alibaba, 2020.

Figura 4.4 – Esquematização da hastes do *Kelly*.



Fonte: Alibaba, 2020.

4.1.2 Tubos de perfuração

Os tubos de perfuração consistem na maior parte da coluna de perfuração. Este tubo é feita por extrusão, protegido internamente com aplicações de resinas para diminuição do desgaste interno e corrosão e tem como material o aço. Em algumas aplicações, como perfuração com grandes alcances, pode ser melhor usar alumínio ou, possivelmente, titânio para produzir os tubos de perfuração. Alguns fatores são muito importantes para a decisão do material para a fabricação desses tubos, como por exemplo, a configuração do poço, as temperaturas do fundo do poço, o ambiente de trabalho (presença de H_2S e CO_2), além do arraste e o torque (MITCHELL; MISKA, 2011). A conexão de um tubo de perfuração para outro se dá pelos *Tools Joints*, que são uniões cônicas soldadas nas extremidades dos tubos de perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011). A nomenclatura de um tubo de perfuração é dada utilizando as especificações de alguns parâmetros geométricos e do material sendo elas: diâmetro nominal, peso nominal, grau do aço, tipo de *upset*, comprimento nominal, e grau de desgaste.

O exemplo a seguir mostra como a especificação de um tubo de perfuração é fornecida. O primeiro item é referente ao diâmetro nominal, o segundo ao peso nominal, o terceiro ao grau do aço, o quarto ao reforço (*upset*), o quinto ao comprimento nominal e o sexto ao desgaste.

4 1/2 " - 16.60 lb/pé - Grau X-IU - Range 2 - Classe 1

4.1.2.1 Diâmetro Nominal (OD)

Diâmetro nominal é o diâmetro externo do corpo do tubo sem levar em conta o diâmetro dos Tool Joints, sendo que os padrão API estão compreendidos entre 2 3/8" e 6 5/8".

4.1.2.2 Peso Nominal

O peso nominal é o valor médio do peso do tubo junto com os *Tool Joints*. Com peso e diâmetro nominais é possível especificar o diâmetro interno, espessura de parede e *drift* (diâmetro máximo que uma ferramenta necessita ter para passar no interior do tubo de perfuração, sem que fique presa) (MATHIAS, 2016). A espessura de parede está relacionada ao peso específico das colunas, desta forma a tabela 4.1 mostra espessuras e os pesos nominais para os diâmetros externos padronizados.

Tabela 4.1 – Dados de tubo de perfuração

OD, in.	Nominal Weight of Thread Couplings, [lb/ft]	Plain-End Weight, lb/ft	Wall Thickness, in.	ID, in.	Cross-Sectional Area, Body of Pipe, in. ²	Polar Sectional Modulus Z, in. ³
2½	4.85	4.43	0.190	1.995	1.3042	1.320
	6.65	6.26	0.280	1.815	1.8429	1.734
2¾	6.85	6.16	0.217	2.441	1.8120	2.242
	10.40	9.72	0.362	2.151	2.8579	3.204
3½	9.50	8.81	0.254	2.992	2.5902	3.922
	13.30	12.31	0.368	2.764	3.6209	5.144
	15.50	14.63	0.449	2.602	4.3037	5.846
4	11.85	10.46	0.262	3.476	3.0767	5.400
	14.00	12.93	0.330	3.340	3.8048	6.458
	15.70	14.69	0.380	3.240	4.3216	7.156
4½	13.75	12.24	0.271	3.958	3.6004	7.184
	16.60	14.98	0.337	3.826	4.4074	8.542
	20.00	18.69	0.430	3.640	5.4981	10.232
	22.82	21.36	0.500	3.500	6.2832	11.345
	24.66	23.20	0.550	3.400	6.8251	12.062
5	16.25	14.87	0.296	4.408	4.3743	9.718
	19.50	17.93	0.362	4.276	5.2746	11.416
	25.60	24.03	0.500	4.000	7.0686	14.490
5½	19.20	16.87	0.304	4.892	4.9624	12.222
	21.90	19.81	0.361	4.778	5.8282	14.062
	24.70	22.54	0.415	4.670	6.6296	15.688
6¾	25.20	22.19	0.330	5.965	6.5262	19.572
	27.70	24.22	0.362	5.901	7.1227	21.156

Fonte: (API, 1998).

4.1.2.3 Grau do Aço

Grau do aço é uma nomenclatura utilizada para indicar a mínima tensão de escoamento de determinado aço. Tensão de escoamento é a tensão mínima suportada pelo material no regime elástico de deformação. Os tubos mais comuns são apresentados na tabela 4.2 Caso haja acréscimo de tensão a partir desse limite o material começa a sofrer deformação plástica caracterizada por ser uma deformação permanente na estrutura.

Tabela 4.2 – Grau do aço para colunas de perfuração

Grau do aço	Limite de escoamento (psi)
55 - D	55000
E - 75	75000
X - 95	95000
G - 105	105000
S - 135	135000
V - 150	150000

Fonte: (PLÁCIDO, 2009)

4.1.2.4 Comprimento Nominal

Existem três categorias de comprimento de tubos denominados de range. O tubo de perfuração é utilizado em três ranges de comprimento apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Comprimento nominal dos tubos de perfuração

Range	Comprimento do tubo	
	pés	metros (m)
Range 1	16 - 25	4,87 - 7,62
Range 2	27 - 30	8,22 - 9,14
Range 3	38 - 45	11,58 - 13,72

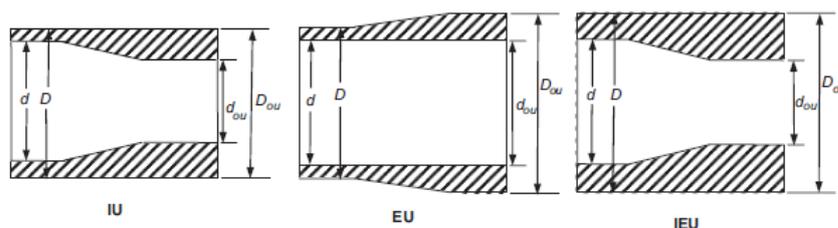
Fonte: (PLÁCIDO, 2009).

Nas operações de perfuração em terra, geralmente o comprimento do drillpipe é o range 2 de até 30 pés (MITCHELL; MISKA, 2011). Já no mar, encontram-se muitas plataformas que trabalham com tubos range 3.

4.1.2.5 Reforço (*Upset*)

Os tubos de perfuração possuem em sua extremidade uma região reforçada, chamado de *upset*. Segundo Plácido (2009) o reforço é utilizado para criar uma região com maior resistência. A sua função é de aumentar a área de aço dos tubos, permitindo que quando haja a soldagem das conexões por fricção, mantendo sua resistência (MATHIAS, 2016). Como mostrado na Figura 4.5 são utilizados três tipos de reforço nos tubos. Eles são classificados devido a sua localização, assim podemos classificar como reforço interno (*Internal Upset* - IU), a qual o reforço é dado no interior da coluna, reforço externo (*External Upset* - EU), onde o reforço se encontra na parte externa, e o reforço misto (*Internal-External Upset* - IEU).

Figura 4.5 – Configurações upset em colunas de perfuração



Fonte: (MITCHELL; MISKA, 2011).

4.1.2.6 Desgaste

O desgaste está relacionado com a espessura da parede do tubo de perfuração. Conforme os tubos vão sendo utilizados, eles vão tendo sua espessura da parede diminuída. Portanto, periodicamente os tubos são inspecionados e classificados de acordo com a norma API. O desgaste está diretamente relacionado com a resistência dos tubos de perfuração. Um tubo de perfuração pode ser classificado como novo só quando comprado, assim que é descido no poço passa a ser classificado como *Premium* (PLÁCIDO, 2009). A medida que o desgaste devido às operações ocorrem a coluna vai mudando de classificação. Os tubos de perfuração sofrem desgastes durante toda sua vida útil, dessa forma, com uma frequência determinada pelas normas

e pelo contrato de operação o tubo deve ser inspecionado, reclassificado segundo a norma API e remarcado com sua respectiva faixa pelo grau de desgaste apresentado, conforme a tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Classificação dos tubos de perfuração de acordo com seu desgaste.

Classe	Redução de espessura (%)	Faixa/	Cor
Novo	0	1	Branca
Premium	0 - 20	2	Branca
Classe 2	20 - 30	1	Amarela
Classe 3	30 - 40	1	Laranja
Rejeitado	Maior que 40	1	Vermelha

Fonte: (PLÁCIDO, 2009).

Na perfuração no mar, é comum utilizar apenas tubos de perfuração classe *Premium*. Em sondas de terra, principalmente as de menores capacidades, pode-se utilizar classe 2 ou mesmo classe 3 (PLÁCIDO, 2009).

4.1.3 Tubos Pesados

Tubos Pesados, chamado de *Heavy Weight Drill Pipe* - (HWDP), têm geralmente o mesmo diâmetro externo dos tubos de perfuração normais, porém com maior espessura de parede. Os tubos pesados localizados entre os comandos e os tubos de perfuração permitem uma mudança gradual da rigidez da coluna, o que é importante, pois uma mudança brusca de rigidez na coluna se torna um ponto de concentração de tensões (ROCHA et al., 2011). Eles geralmente são utilizados em zonas de transição com diâmetro igual ao do tubo de perfuração. Além de possuírem as mesmas funções dos tubos de perfuração, os tubos pesados servem para fazer uma transição mais gradual de rigidez entre os comandos e os tubos de perfuração. As vantagens do uso de tubos pesados são diminuir a ruptura de tubos nas zonas de transição, aumentar a eficiência e a capacidade de sondas de pequeno porte, pela sua maior facilidade de manuseio do que os comandos. Nos poços direcionais diminui o torque e o arraste em vista de sua menor peso e área de contato com as paredes do poço, quando comparado ao comandos de perfuração (*drill collars*) (PLÁCIDO, 2009).

4.1.4 Comandos

O comando é o principal componente da composição de fundo (*bottom-hole-assembly* - BHA), quando bem projetado pode ser utilizado para diversos propósitos, dentre eles, fornecer peso sobre a broca. As propriedades mecânicas e geométricas do BHA afetam o desempenho da broca e podem causar problemas no poço como *doglegs* (poços com desvios indesejados), *key seats* (chavetas), vibrações na coluna de perfuração e diminuição no tempo de vida de uma coluna (MITCHELL; MISKA, 2011). Comandos podem ser fabricados com variados formatos, mas, convencionalmente, os comandos possuem seção transversal circular, mas os elementos com seções quadradas e espiraladas também podem ser usados na indústria de perfuração. Seções

transversais quadradas são utilizadas quando se precisa de maior rigidez no BHA, por outro lado os comandos em espiral são recomendados para perfuração em áreas com altos diferenciais de pressão. As espirais na superfície externa desses comandos reduzem o contato entre a parede do poço e os comandos, que, por vez, diminui a força por diferencial de pressão (MITCHELL; MISKA, 2011).

Os comandos podem ser lisos ou espiralados. Os espiralados têm uma redução de cerca de 4% no seu peso. Graças a sua redução na área de contato lateral, os comandos espiralados têm menos propensão à prisão por diferencial (PLÁCIDO, 2009).

As especificações de um comando são: Diâmetro externo, diâmetro interno, características especiais e tipo de conexão. Sendo o diâmetro externo referente ao diâmetro de abertura máxima do poço levando em consideração uma manobra de pescaria (resgate da coluna); o diâmetro interno está diretamente relacionado com o peso do comando, sendo muito comum se especificar o peso em lb/pé no lugar do diâmetro interno; as características especiais podem ser: se o comando é espiralado, se tem rebaixamento para a cunha, se tem pescoço para o elevador, se tem algum tratamento especial.

A quebra de coluna é muito mais frequente nos comandos do que nos tubos de perfuração, pois os esforços nos comandos são mais severos. No entanto, estas falhas ocorrem normalmente nas roscas, onde existe uma alta concentração de tensões. Sendo assim, durante as manobras os comandos devem ser desconectados sempre nas juntas que não foram desfeitas durante a última manobra, fazendo com que todas as conexões trabalhem igualmente, e permitindo uma inspeção visual com igual frequência em todas as conexões (PLÁCIDO, 2009). Diferente dos tubos de perfuração, não há para os comandos uma classificação para o desgaste.

A flambagem das colunas de perfuração é um problema recorrente durante o processo de desenvolvimento do poço. Dessa forma a aplicação dos comandos, como mostrado acima, pois são tubos mais resistentes em especial a essa solicitação, é preciso dimensionar o comprimento nominal para que a linha neutra da coluna esteja nos comandos evitando a compressão dos tubos de perfuração (*drill pipes*) as quais não são dimensionados para suportar o esforço de compressão.

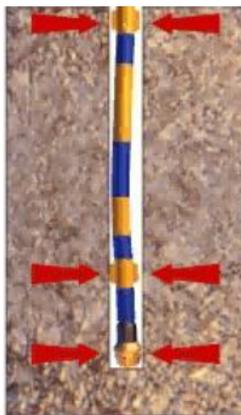
4.1.5 Estabilizadores

Possuem função de centralizar a coluna de perfuração, afastar os comandos das paredes do poço, mantêm o calibre do poço e na perfuração direcional a sua posição controla a variação da inclinação, segundo (PLÁCIDO, 2009). Podem ser rotativos com lâminas intercambiáveis, integrais e soldadas ou não rotativos.

4.1.6 *Drilling Jar*

O *Drilling Jar* é um equipamento montado na coluna de perfuração para dar golpes em situações de prisão da coluna, sendo esses golpes para cima ou para baixo (PLÁCIDO, 2009).

Figura 4.6 – Comandos lisos e espiralados



Fonte: (PLÁCIDO, 2009).

O *Jar* pode ser classificado como:

- Mecânico
Os DJs mecânicos possuem uma configuração pré-definida para operar com uma determinada carga (trava interna).
- Hidráulico
O DJ hidráulico é a melhor opção em poços direcionais, quando o arraste dificulta a aplicação de carga axial.
- Hidro - Mecânico

O alongamento da coluna devido ao comprimento de tubo gera energia potencial elástica. O acionamento do *Jar* permite a liberação desta energia gerando os golpes, a força gerada no golpe será de aproximadamente 4 vezes a carga aplicada. No entanto, o arraste pode anular parte deste alongamento resultando na perda efetiva de energia potencial, desta forma, em poços com alto grau de desvio, os golpes do *Jar* perdem eficiência. Portanto, em poços direcionais a melhor opção é utilizar drilling jar hidráulico.

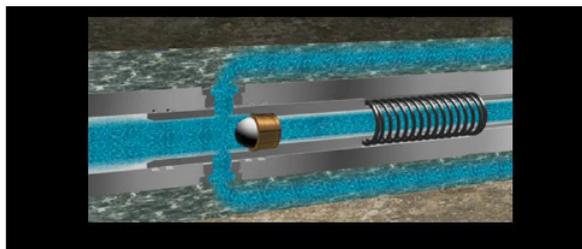
4.1.7 Acessórios: Válvula - PBL

É uma válvula (Figura 4.7) usada no BHA acima do MWD e LWD para combater perda de circulação e para melhorar limpeza do anular. É ativada hidraulicamente através do lançamento de uma esfera e quando as bombas são desligadas uma camisa deslizante fecha e isola a passagem que foi aberta ao fluxo (PLÁCIDO, 2009).

4.1.8 Acessórios: Sub ou substitutos

De acordo com (PLÁCIDO, 2009), os subs são pequenos tubos que desempenham várias funções e devem ser fabricados segundo as recomendações do API e ter propriedades compatíveis

Figura 4.7 – Válvula PBL



Fonte:(PLÁCIDO, 2009).

com os outros elementos da coluna.

- Sub de içamento ou de elevação *Lift Sub*
 - Serve para promover um batente para o elevador poder içar comandos que não possuem pescoço para este fim.
- O sub de cruzamento (*Cross Over* ou XO)
 - São pequenos tubos que permitem a conexão de tubos com diferentes tipos de roscas.

4.2 TORQUE E ARRASTE

Primeiro, poços profundos com alto *dogleg* podem ser planejados minimizando este efeito. O estudo do torque e arraste pode ser utilizado como critério para selecionar a trajetória mais apropriada, ajudando a garantir o sucesso do processo de perfuração. Em segundo lugar, melhor conhecimento do carregamento na coluna de perfuração permite aprimorar o projeto das colunas de perfuração. Os componentes da coluna de perfuração podem ser projetados usando uma abordagem sistemática que considera as forças extras envolvidas.

4.3 FATORES QUE INFLUENCIAM O TORQUE E ARRASTE

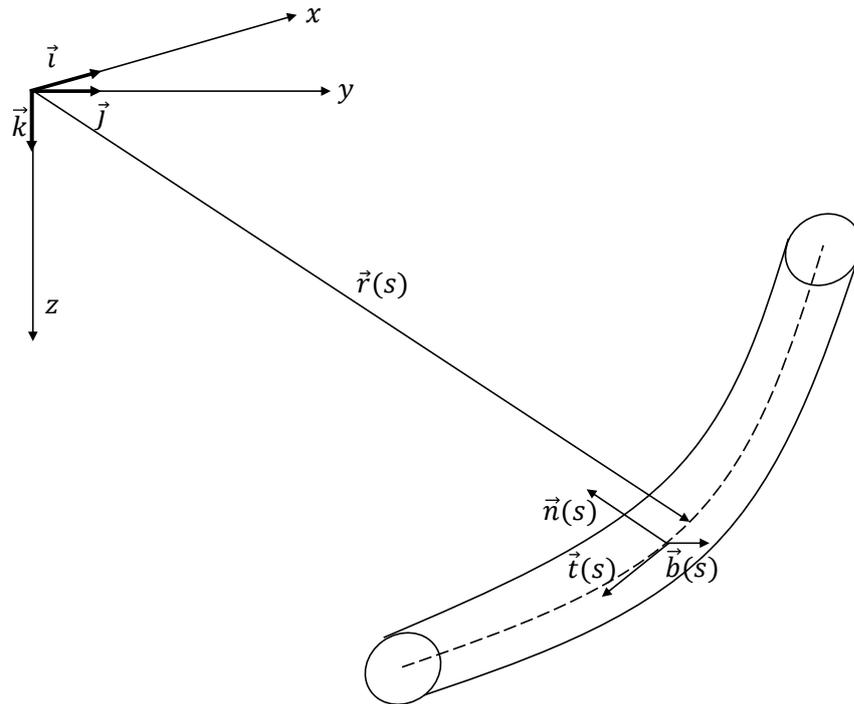
Os valores medidos em campo de torque e arraste são influenciados por parâmetros associados as condições do poço. Alguns destes parâmetros podem ser modelados e consequentemente permitem o cálculo de sua contribuição no torque e arraste, enquanto outros parâmetros são agrupados em um chamado fator de atrito, que não é o mesmo que o coeficiente de atrito como no atrito de deslizamento cinético puro. O efeito combinado de todos esses parâmetros é o que fornece o torque total e forças de arraste. Em linhas gerais, podemos separar forças de arraste que são causadas pela limpeza do poço e pela influência do fluido, das forças de arraste associadas ao caminho do poço.

- Limpeza do poço e Influência do fluido

- Fluido à base de água possuem um efeito lubrificante menor do que a fluido à base de óleo, a adição de lubrificantes pode reduzir o torque e o arraste, embora alguns lubrificantes podem chegar a causar danos na formação e desta forma reduzir desempenho de produção de poços.
 - As propriedades da formação geológica pode causar alteração da lubrificação por meio da química e tamanho dos grãos.
 - Variações de densidade do fluido ocorrem durante a perfuração.
 - Interação fluido-estrutura.
 - Forças viscosas hidrodinâmicas
- Arraste associado a com a trajetória do poço
 - Quanto menor o peso da coluna de perfuração menor o arraste produzido.
 - Inclinação entre as profundidades do poço, chamados de *Doglegs*.
 - Rigidez dos elementos tubulares. O *BHA* é rígido e os estabilizadores podem interagir com a parede ou formação, o que resulta em maior atrito do poço, especialmente quando o *BHA* está em localidades de alto *dogleg*.
 - Tortuosidade. Associado a quantidade de curvas ou espirais do poço.

4.3.1 Sistema de coordenadas de *Frenet*

O sistema de coordenadas de *Frenet* apresentado em (ZWILLINGER, 2012) é utilizado por (MITCHELL; SAMUEL, 2009) e diversos outros autores para o desenvolvimento das formulações de cálculo do torque e arraste. Este sistema aplica-se a curvas não degeneradas, o que significa que necessitam ter curvatura diferente de zero, para isso atribui-se a cada ponto da curva uma base ortonormal positiva no espaço \mathbb{R}^3 , esta base fornece propriedades geométricas da curva. A base composta por três vetores ortonormais é constituída por um vetor tangente à trajetória do poço (\vec{t}), um vetor normal à trajetória (\vec{n}), este aponta em direção ao centro de curvatura do poço, sendo assim normal ao vetor tangente, e um vetor binormal (\vec{b}), que por sua vez é normal aos vetores (\vec{t}) e (\vec{n}). O vetor binormal pode ser calculado por meio do produto vetorial de (\vec{t}) por (\vec{n}). A Figura 4.8 ilustra o referido sistema de coordenadas.

Figura 4.8 – Sistema de coordenadas de *Serret-Frenet*.

Fonte: (SAMUEL; LIU, 2009)

Sendo a posição na coluna de perfuração dada por $\vec{r}(s)$, sendo s o comprimento de arco da curva, de modo que o vetor tangente unitário $\vec{t}(s)$ a curva $\vec{r}(s)$ é dado pela Equação 4.1.

$$\vec{t}(s) = \frac{d\vec{r}(s)}{ds} = \vec{r}'(s) \quad (4.1)$$

A derivada do vetor tangente é apresentada na Equação 4.2.

$$\frac{d\vec{t}}{ds} = \vec{t}'(s) = \kappa(s)\vec{n}(s) \quad (4.2)$$

sendo $\kappa(s)$ a magnitude da variação do vetor $\vec{t}(s)$ ao longo da curva em um dado ponto s . E $\vec{n}(s)$ o vetor normal unitário à curva neste ponto.

Tendo em vista que o vetor binormal é obtido pelo produto vetorial de (\vec{t}) por (\vec{n}) , então as derivadas dos vetores normal e binormal podem ser calculados pelas Equações 4.3 e 4.4.

$$\frac{d\vec{n}}{ds} = \vec{n}'(s) = -\kappa(s)\vec{t}(s) + \tau(s)\vec{b}(s) \quad (4.3)$$

$$\frac{d\vec{b}}{ds} = \vec{b}'(s) = -\tau(s)\vec{n}(s) \quad (4.4)$$

sendo τ a torção geométrica, que permite quantificar a capacidade de uma curva se torcer.

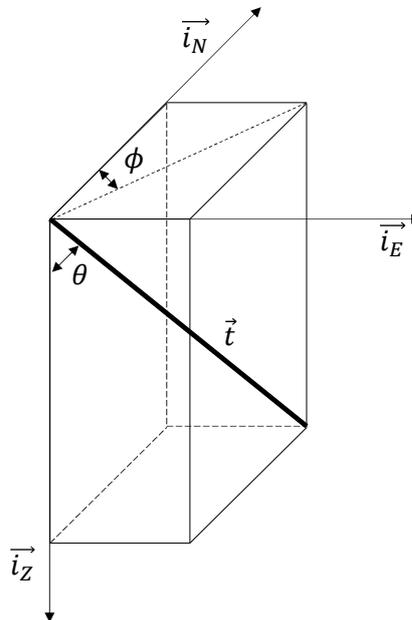
Estas equações são conhecidas por fórmulas de *Frenet-Serret* e podem ser reescritas em forma matricial da seguinte maneira.

$$\begin{bmatrix} \vec{t}' \\ \vec{n}' \\ \vec{b}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \kappa & 0 \\ -\kappa & 0 & \tau \\ 0 & -\tau & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{t} \\ \vec{n} \\ \vec{b} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

O uso da curvatura é mais simples para se trabalhar matematicamente, pois a curvatura é o inverso do raio de curvatura, de modo que para poços verticais enquanto que o raio de curvatura é infinito a curvatura é zero, a curvatura possui relação com a variação dos vetores (\vec{t}) e (\vec{n}). A torção geométrica está associada com a capacidade de uma curva se torcer, de modo que para curvas contidas no plano a torção vale zero, enquanto que para curvas não-planares a torção é diferente de zero.

O modelo de (MITCHELL; SAMUEL, 2009) faz-se uso ainda das projeções dos vetores do sistema de *Serret-Frenet* nos vetores do sistema cartesiano (\vec{i}_N vetor que aponta em sentido ao norte, \vec{i}_E vetor que aponta em sentido ao leste, \vec{i}_Z vetor que aponta em sentido ao centro terrestre) como representado na Figura 4.9.

Figura 4.9 – Projeções no sistema cartesiano.



Fonte: Autor

Para cada ponto de medição têm-se o ângulo de inclinação (θ) e o ângulo de azimute (ϕ), com os ângulos de medição define-se o vetor tangente à trajetória, tal vetor pode ser definido em termos de (θ) e (ϕ) de acordo com Equação 4.6

$$\vec{t} = \{ \cos(\phi)\text{sen}(\theta), \text{sen}(\phi)\text{sen}(\theta), \cos(\theta) \} \quad (4.6)$$

Fazendo-se uso dos vetores unitários que definem o sistema de coordenadas cartesiano apresentado na Figura 4.9 desenvolve-se os componentes dos vetores tangente, normal e binormal como apresentado pela equação 4.7.

$$\begin{bmatrix} t_N & t_E & t_Z \\ n_N & n_E & n_Z \\ b_N & b_E & b_Z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \vec{t} \\ \vec{n} \\ \vec{b} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{i}_N & \vec{i}_E & \vec{i}_Z \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

4.4 MODELO DE CÁLCULO (JOHANCSIK et al., 1984)

Durante as manobras realizadas na subida e descida da coluna de perfuração no poço, o esforço axial denominado força de arraste é gerado devido o contato entre a coluna e o revestimento. De outra parte, o torque é o momento requerido para manter a rotação da coluna durante as operações (JOHANCSIK et al., 1984).

Existem diversos casos relacionados ao excesso de torque e arraste, os quais podem ser exemplificados, em geral, por problemas de operação como o de poços com pequeno espaço anular, trechos de formação argilosa (lamacenta), prisão por diferencial de pressão, aumento de cascalhos devido à má limpeza de fundo, além do atrito de deslizamento da coluna. Dessa forma, considerando boas práticas de operação para o poço, a maior fonte de torque e arraste será o atrito (JOHANCSIK et al., 1984). O modelo mais utilizado para previsão de torque e arraste é baseado no modelo de tubo flexível desenvolvido por Johancsik et al. (1984). Johancsik et al. (1984) assumiram que o torque e o arraste são causados inteiramente pelo atrito de deslizamento. Eles usaram o modelo padrão de fricção Coulomb e estabeleceu um equilíbrio de força para um elemento de tubo a fim de encontrar a força normal entre o segmento de tubo e a parede do poço. Eles assumiram que a força normal era causada inteiramente pela tensão contra a curvatura e o peso do segmento. Em seguida se decompõe a força normal e assume-se que a força normal total de um segmento é a soma vetorial dos componentes horizontal e vertical. Sendo assim a coluna é modelada como um tubo que pode sofrer carregamentos axiais, mas não momento fletores (AZAR; SAMUEL, 2007). A equação de atrito é aplicada a cada segmento da coluna, com os cálculos iniciando na parte inferior da coluna de perfuração e seguindo para cima até a superfície. Essas forças e torques são somados para produzir as cargas totais na coluna.

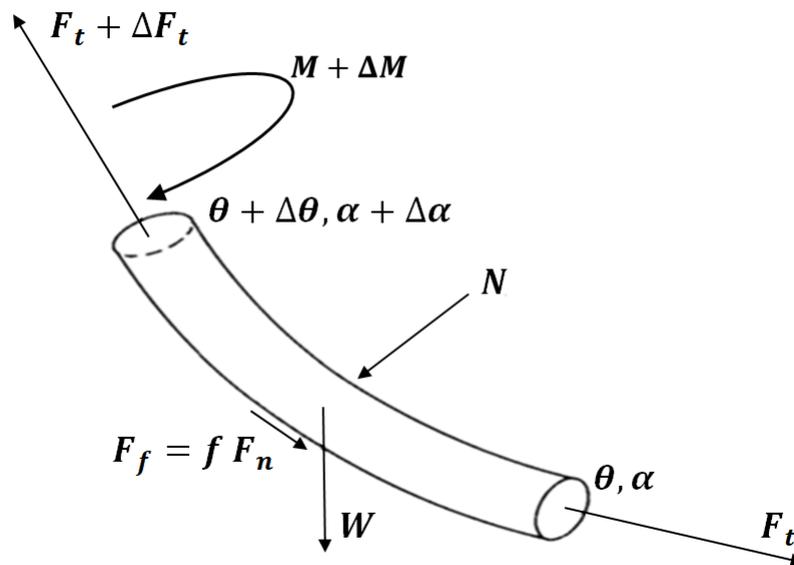
Como exemplo, o aumento da área de contato com a parede do poço aumenta o arraste, necessitando de uma maior força axial para manter o peso sob a broca. O carregamento adicional resulta em uma maior força de contato, a qual aumenta o arraste (AZAR; SAMUEL, 2007). Por outro lado, o aumento da carga axial na coluna de perfuração devido ao arraste pode induzi-la à flambagem, podendo levar a quebra da coluna, ocasionando uma operação de pescaria para retirar parte dos tubos deixados no poço, resultando em tempo perdido de perfuração. Segundo Samuel e Liu (2009), as variações de ângulo na trajetória do poço, afetam todas as etapas de construção e manutenção do poço (perfuração, revestimento, completação, produção e *workover*). Para

poços direcionais, em especial, é importante investigar sua trajetória, pois possibilita analisar, nas regiões com maiores *doglegs*, se é econômico e tecnicamente viável conduzir a perfuração.

A possibilidade de prever carregamentos nos tubos de perfuração devido ao atrito permite que poços cada vez mais complexos possam ser projetados de forma a minimizar os efeitos de torque e arraste. Usá-los como critério de projeto para selecionar o trajeto mais apropriado deve assegurar um plano de perfuração bem-sucedido (JOHANCSEK et al., 1984).

O cálculo da força normal é o primeiro passo para quantificar o incremento do carregamento em cada elemento de coluna. A Figura 4.10 mostra as forças atuando em um elemento curvado. A força de contato N , é o vetor negativo da soma das componentes de força normal oriundas do peso da coluna w , e das componentes de tensão na ponta inferior do elemento F_t , e a força axial no topo $F_t + \Delta F$. Mesmo que o eixo axial do elemento seja o arco de um círculo, este não será vertical.

Figura 4.10 – Elemento de coluna de perfuração com atuação das forças durante a retirada (pick-up).



Fonte: Adaptado de Johancsik et al. (1984)

A força normal de contato é quantificada segundo a equação 4.8. Os erros inerentes às aproximações por estas equação podem ser minimizados utilizando menores valores de curvatura para cada elemento da coluna.

$$N = \sqrt{(F_t \Delta\theta + w_{imerso} \sin(\bar{\theta}))^2 + (F_t \Delta\alpha \sin(\bar{\theta}))^2} \quad (4.8)$$

Onde $\bar{\theta} = \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2}$, tal que $i = 1, \dots, n - 1$

O princípio do modelo proposto por Johancsik et al. (1984) consiste em os fatores que influenciem na força de contato em poços direcionais terem relação com o atrito provocado pelo movimento da coluna. Sendo assim a força de arraste é calculada pelo produto entre o coeficiente de atrito e a força de contato com a parede do poço como apresentado na Equação 4.9.

$$\text{Arraste} = f N \quad (4.9)$$

Sendo, f o fator de atrito e N a força de contato entre a coluna de perfuração e o revestimento.

Por meio da combinação entre a Equação 4.8 e a Equação 4.9 é possível calcular a variação na força axial com a Equação 4.10, na qual ΔF_t representa a variação da força axial, w_{imerso} o peso de flutuação e $\bar{\theta}$ o ângulo médio.

$$\Delta F_t = w_{imerso} \cos(\bar{\theta}) \mp f N \quad (4.10)$$

Os sinais de positivo ou de negativo estão associados à movimentação da coluna para cima ou para baixo, respectivamente. O sinal positivo indica o movimento de subida da coluna, onde o fator de atrito adiciona ao carregamento axial, enquanto o sinal negativo é utilizado devido a descida da coluna .

Para o cálculo do torque ao longo de um elemento têm-se a necessidade de se calcular o raio efetivo da coluna, este é calculável por meio da Equação 4.11.

$$R_{med} = \frac{OD + \frac{2}{3}(OD_{tj} - OD)}{2} \quad (4.11)$$

na qual R_{med} representa o raio efetivo da coluna, OD o diâmetro externo da coluna de perfuração e OD_{tj} o diâmetro externo da *tool joint*. A variação do torque é calculada por meio da equação 4.12.

$$\Delta M = R_{med} f N \quad (4.12)$$

na qual ΔM representa a variação do torque ao longo de um elemento.

4.5 MODELO DE CÁLCULO (MITCHELL; SAMUEL, 2009)

Este modelo parte da hipótese que a rigidez da coluna possui baixa interferência no cálculo, permitindo modelar uma coluna flexível. Modelos com essa característica são denominados como *soft-string*. Em diversos arranjos os modelos *soft-string* apresentam bons resultados, entretanto em casos que a coluna possui diâmetro máximo próximo do diâmetro do poço, ou em poços com curvatura acentuada, a rigidez influencia significativamente na modelagem de torque e arraste sendo assim os modelos *soft-string* não são aconselháveis. Com o intuito de

prover um modelo com a adoção de hipóteses reduzida desenvolveu-se os modelos *stiff-string*, diferenciando-se por incorporem a rigidez da coluna em sua formulação.

Mitchell e Samuel (2009) explicaram que na realidade o modelo de (JOHANCSIK et al., 1984) trata-se de um modelo *siff-string* simplificado, pois fizeram uso do método do mínimo raio de curvatura para cálculo da trajetória. Como este método assume que a curvatura entre dois pontos de análise é constante, os autores causaram a eliminação dos termos que utilizam a rigidez da coluna ao se utilizarem deste método de predição da trajetória. Portanto Mitchell e Samuel (2009) retiraram as simplificações impostas no modelo de Johancsik et al. (1984) e com isto desenvolveram um modelo *stiff-string* completo baseado em um modelo já adotado pela indústria, com isto facilita-se a adoção desse como um novo modelo padrão para a indústria.

A aplicação do método mínimo raio de curvatura implica que o momento fletor é constante entre os pontos de medição, gerando descontinuidades nos pontos de medição, portanto como alternativa a tal modelo de trajetória sugere-se o uso de modelos que possuam curvatura variável afim de permitir o cálculo do torque e arraste mais precisamente.

Segundo, (MITCHELL; SAMUEL, 2009), para o desenvolvimento da formulação foram adotadas as equações básicas da mecânica dos materiais que são as equações de equilíbrio, compatibilidade e as relações constitutivas do material, sendo o foco principal as equações de equilíbrio, tendo em vista que a coluna é modelada como sendo um material elástico linear. Com base na Figura 4.11 tem-se que, ao assumir que o tubo não se move ou muito lentamente, o somatório de forças deve ser zero como apresentado pela equação 4.13.

$$\vec{F} + \Delta\vec{F} + \vec{\omega}\Delta s - \vec{F} = 0 \quad (4.13)$$

sendo \vec{F} a força interna do tubo, $\vec{\omega}$ a força total, e Δs o comprimento do elemento.

Tornando o segmento de tubo pequeno o suficiente, ou seja, $\Delta s \rightarrow 0$, escreve-se a equação de variação da força interna \vec{F} em função do vetor de carregamento $\vec{\omega}$ conforme a equação 4.14:

$$\frac{d\vec{F}}{ds} + \vec{\omega} = 0 \quad (4.14)$$

sendo esta força interna composta por uma parcela axial F_a e duas parcelas de cisalhamento, uma atuando na direção normal F_n e a outra na binormal F_b , como representado na Equação 4.15

$$\vec{F} = \vec{F}_a\vec{t} + \vec{F}_n\vec{n} + \vec{F}_b\vec{b} \quad (4.15)$$

O carregamento total sob a coluna é definido na equação 4.16

$$\vec{\omega} = \vec{\omega}_{bp} + \vec{\omega}_{st} + \vec{\omega}_c + \vec{\omega}_d + \Delta\vec{\omega}_ef \quad (4.16)$$

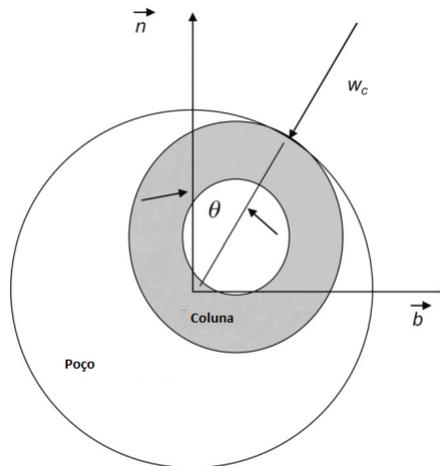
Segundo Samuel e Liu (2009) o termo $\Delta\vec{\omega}_e f$ representa padrões de fluxos complexos no anular da coluna, mas é considerado nulo para avaliações estáticas. O peso fluído é definido pela equação 4.17

$$\vec{\omega}_{bp} = [\vec{\omega}_p + (\rho_i A_i + \rho_o A_o)g]\vec{i}_z \quad (4.17)$$

O termo $\vec{\omega}_{st}$ é a força gerada pelo gradiente da pressão pela área. Se a coluna de perfuração toca a parede do poço, existe uma força de contato \vec{w}_c perpendicular a parede do poço.

Nota-se na figura 4.11 que \vec{w}_c encontra-se no plano $\vec{n} - \vec{b}$ pelo ângulo θ em relação ao vetor normal. Não existe força de contato na direção do vetor tangente, pois a força de contato é perpendicular à parede do poço, sendo representada pela equação 4.18

Figura 4.11 – Força de contato na coluna.

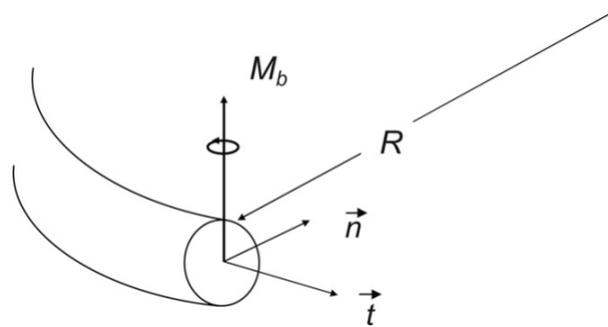


Fonte: Adaptado de Samuel e Liu (2009)

$$\vec{\omega}_c = \omega(\cos \theta \vec{n} + \sin \theta \vec{b}) \quad (4.18)$$

A força de atrito é associada com a força de contato. Se a coluna de perfuração está deslizando, haverá uma força de arraste ω_d tangente ao poço e na direção oposta ao movimento da coluna. Para um tubo, a momento fletor aponta na direção perpendicular ao plano $\vec{t} - \vec{n}$ e é proporcional a curvatura do tubo. Na figura 4.12 pode-se observar que o tubo se curva no plano $\vec{t} - \vec{n}$, em que o aço dentro do tubo está comprimido, enquanto o lado externo está estendido. As forças associadas com esse deslocamento gera um momento proporcional à curvatura ($1/R$) do tubo e pontos perpendiculares ao plano. A equação de equilíbrio da-se por 4.19.

Figura 4.12 – Momento perpendicular ao plano $\vec{t} - \vec{n}$.



Fonte: Adaptado de Samuel e Liu (2009)

$$EI\left(\frac{dk}{ds}\vec{b} - k\tau\vec{b}\right) + \frac{dM}{ds}\vec{t} + (Mk - F_b)\vec{n} + F_n\vec{b} + \vec{m} = 0 \quad (4.19)$$

Para trajetórias com curvaturas constantes, o momento fletor dado por $EIk\vec{b}$ também será constante. Pela equação de equilíbrio depender da mudança no momento fletor, isso significa que o termo do momento some dado pela equação 4.20

$$\frac{dM}{ds}\vec{t} + (Mk - F_b)\vec{n} + F_n\vec{b} + \vec{m} = 0 \quad (4.20)$$

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Realizou-se estudos de caso onde se desenvolveu uma trajetória do tipo-J e outra vertical para demonstrar o processo de modelagem da trajetória fictícia e a distribuição da força de contato ao longo da coluna de perfuração. Para o desenvolvimento da trajetória modelada selecionou-se poços de correlação considerados relevantes, os quais possuem o mesmo formato, desenvolvidos na mesma região (Campo B), portanto, possuem litologias similares, garantindo a correlação entre os dados para auxiliar a construção das trajetórias fictícias, utilizando de dois escolhidos pela (Senoidal e Randômico). Finalmente projetou-se os componentes de fundo(BHA) para se desenvolver o processo de perfuração destes poços e estimar a força de contato pela relação entre a trajetória fictícia e os equipamentos de perfuração.

5.1 FORÇA DE CONTATO EM POÇOS DIRECIONAIS DO TIPO-J

Fez-se um poço dado direcional J cujos dados de trajetória planejada são representado na tabela 5.1. Com lâmina d'água de 1955m e profundidade 5897m, será utilizado para modelagem de uma trajetória direcional fictícia. Apresenta-se na tabela 5.2 os poços selecionados, os valores obtidos pela análise dos dados das trajetórias dos poços selecionados do campo B são apresentados ta tabela 5.3. Os valores de Período são iguais ao comprimento dos seus respectivos trechos de trajetória.

Tabela 5.1 – Projeto direcional de um poço tipo-J

MD(m)	Inclinação(°)	Azimute(°)
1955	0	0
3345	0	0
3731.86	19.34	253.64
5897	19.34	253.64

Fonte: Autor.

Tabela 5.2 – Poços de correção

Código
9-BB-27D-XXS
9-BB-33D-XXS
9-BB-39D-XXS
9-BB-43D-XXS
9-BB-29D-XXS
9-BB-31D-XXS

Fonte: Autor.

Tabela 5.3 – Dados por trecho de trajetória

Trecho	P90 - Inclinação(°)	P90 - Azimute(°)	Período (m)
Vertical	2.07	59.11	1390
Build-up	0.86	4.33	386.86
Slant	3.07	4.11	2165.14

Fonte: Autor.

Após a conclusão das etapas iniciais do projeto de modelagem da trajetória, fez-se a escolha da coluna de perfuração, a qual é descrita na Tabela 5.4 em termos de seu peso linear, diâmetros, grau do aço e comprimento. Devido ao grande número de equipamentos presentes no BHA fez-se uma simplificação de seus parâmetros nesta tabela, mas não no cálculo. Os *drillpipes* possuem comprimento variável de acordo com o quanto de poço foi perfurado, o BHA possui diversos componentes comentados acima neste trabalho, além de fornecer peso sob a broca para auxiliar na perfuração e o *Heavy weight* ajuda na transição da alta rigidez do BHA para os *drillpipes*.

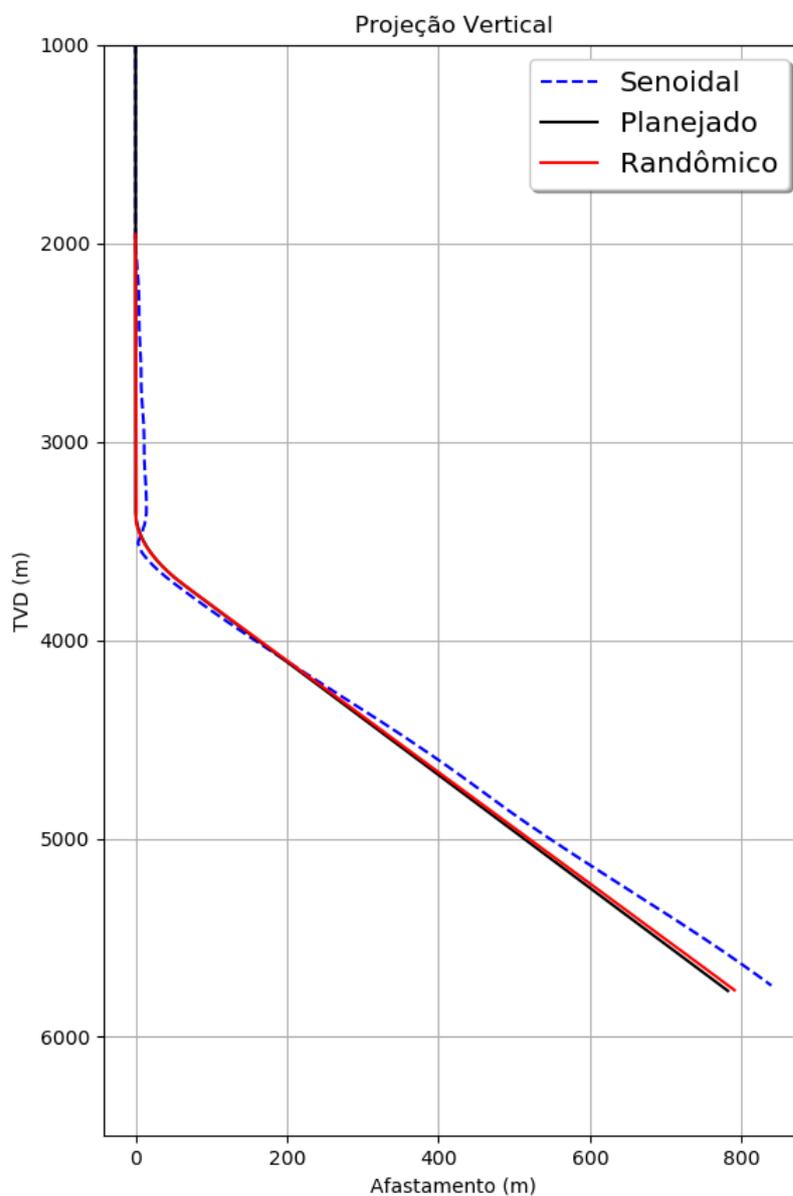
Tabela 5.4 – Projeto de BHA para um poço tipo-J

Componente	OD (pol)	ID (pol)	Grau (psi)	Peso (lb/pé)	Extensão(m)
Drillpipes	5.88	5.14	P110	48	5661
BHA	5.25	2.81	-	250	235
Broca Tricônica	12.25	3.5	-	200	0.33

Fonte: Autor.

Inicialmente, apresenta-se o gráfico da trajetória em questão na figura 5.1 representando o seu formato e as alterações em seu comportamento devido as aplicações da tortuosidade.

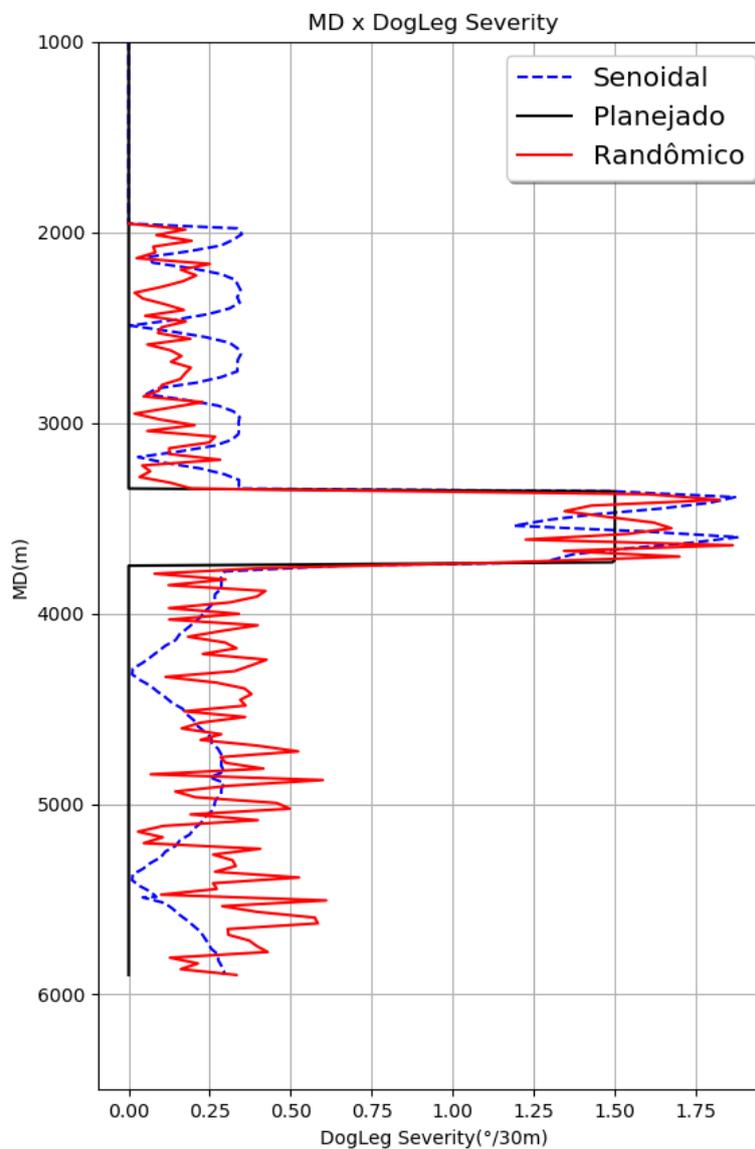
Figura 5.1 – Gráfico TVDxAfastamento.



Fonte: Autor.

Pode-se observar no gráfico da figura 5.2 o comportamento do *dogleg severity* para ambos os modelos de tortuosidade em relação ao planejado. Realizou-se assim uma comparação entre os modelos para averiguar o quanto eles se diferem entre si. Na tabela 5.5 apresenta-se a média do *dogleg severity* em cada trecho e método no intuito de demonstrar a diferença entre as metodologias senoidais com o randômico, pode-se observar então que o método senoidal apresenta maiores valores de *dogleg severity* na maior parte do seu comprimento, principalmente no trecho de ganho de ângulo, apenas no vertical estes valores estão levemente abaixo.

Figura 5.2 – Gráfico MD x DLS.



Fonte: Autor.

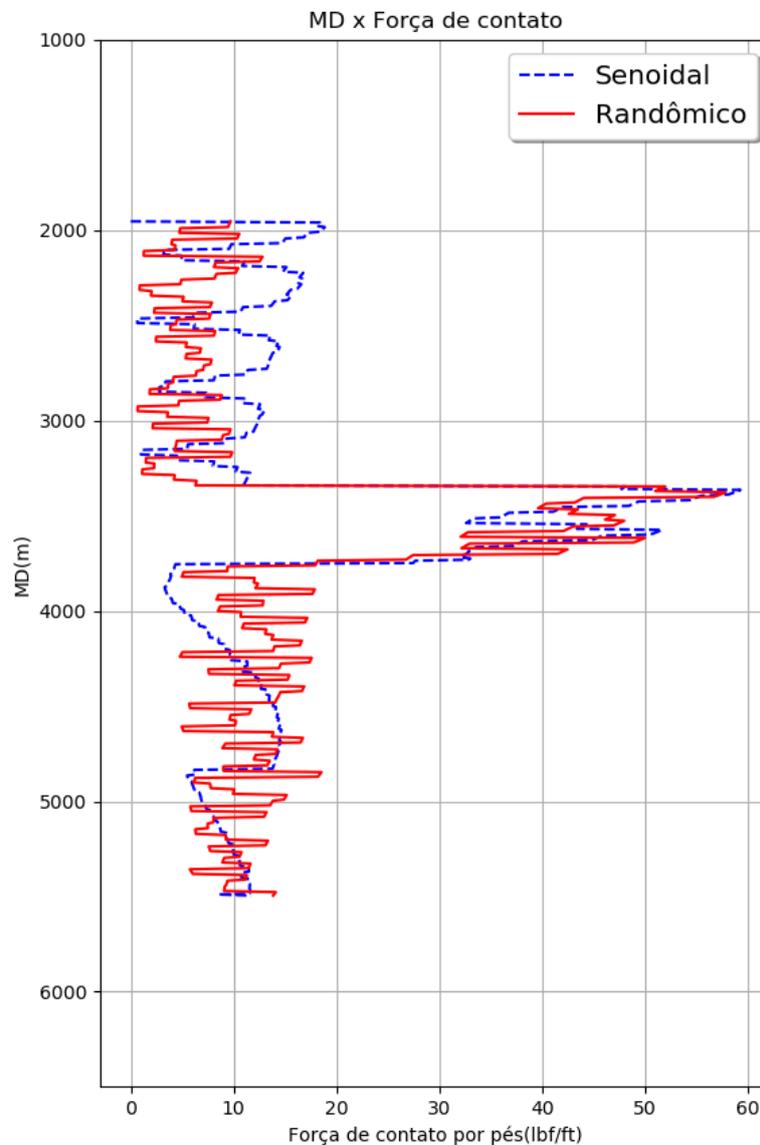
Tabela 5.5 – Média de variação do *dogleg severity* entre o método senoidal e randômico por trecho.

Trecho	Média senoidal (°/30m)	Média randômica (°/30m)	Diferença (%)
Vertical	0.126641761	0.127474626	-0.66
<i>Build up</i>	1.572561512	1.235155828	21.46
Tangente	0.200781676	0.183056677	8.83

Fonte: Autor.

O comportamento da força de contato obtida nesse estudo esta representado na figura 5.3, onde é possível comparar os resultados do comportamento senoidal com o randômico. Observa-se no gráfico uma predominância da força, pelo método senoidal, no trecho vertical e nos demais trechos uma similaridade. A tabela 5.6 apresenta as médias das forças de contato por trecho em cada método, o que possibilita comparar suas intensidades, assim vê-se que o trecho vertical possui uma quantificação de força maior, pouca variação no trecho de ganho de ângulo e menor intensidade no tangente.

Figura 5.3 – Gráfico de Força de contato.



Fonte: Autor.

Tabela 5.6 – Média de variação da força de contato entre o método senoidal e randômico por trecho.

Trecho	Média senoidal (lbf/ft)	Média randômica (lbf/ft)	Diferença (%)
Vertical	10.88258594	5.466954107	49.76
<i>Build up</i>	42.97721356	42.71676186	0.61
Tangente	9.712070204	11.32854897	-16.64

Fonte: Autor.

Os gráficos de *dogleg severity* mostram que as duas metodologias conseguem construir trajetórias fictícias. O gráfico de força de contato consegue mostrar que esta tortuosidade aplicada à trajetória permite quantificar forças atuantes ao longo do poço diferentes das dos poços planejados, as quais são nulas em trechos verticais e tangentes.

5.2 FORÇA DE CONTATO EM POÇOS VERTICAIS

Fez-se um poço dado vertical com lâmina d'água de 1987m e profundidade 6112m o qual será utilizado para modelagem de uma trajetória vertical fictícia, apresenta-se na tabela 5.9 os valores obtidos pela análise dos dados de acompanhamento direcional das trajetórias de alguns poços do campo B, estes valores de desvio da inclinação e azimute serão utilizados como amplitude nas complexidades matemáticas das metodologias de tortuosidade apresentadas neste trabalho.

Tabela 5.7 – Projeto direcional de um poço Vertical

MD(m)	Inclinação(°)	Azimute(°)
1987	0.0	0.0
6112	0.0	0.0

Fonte: Autor.

Tabela 5.8 – Poços de correção

Código
7-BB-12-XXS
7-BB-17-XXS
7-BB-18-XXS
7-BB-23-XXS
7-BB-25-XXS
7-BB-30-XXS

Fonte: Autor.

Tabela 5.9 – Dados de poços verticais: 7 trechos

Trecho do poço	P90 $\Delta\theta(^{\circ})$	P90 $\Delta\phi(^{\circ})$
Trecho 1	0.88	146.83
Trecho 2	2.88	65.10
Trecho 3	4.10	142.19
Trecho 4	4.61	156.13
Trecho 5	4.82	127.52
Trecho 6	2.73	156.98
Trecho 7	1.69	161.82

Fonte: Autor.

Após a conclusão das etapas iniciais do projeto de modelagem da trajetória, fez-se a escolha da coluna de perfuração os quais peso linear, diâmetros internos, externos e grau do aço estão disposta na tabela 5.10. Devido ao grande número de equipamentos presentes no BHA fez-se uma simplificação de seus parâmetros nesta tabela, mas não no cálculo. Os *drillpipes* possuem comprimento variável de acordo com o quanto de poço foi perfurada, o BHA possui diversos componentes comentados acima neste trabalho, além de fornecer peso sob a broca para auxiliar na perfuração e o *Heavy weight* ajuda na transição da alta rigidez do BHA para os *drillpipes*.

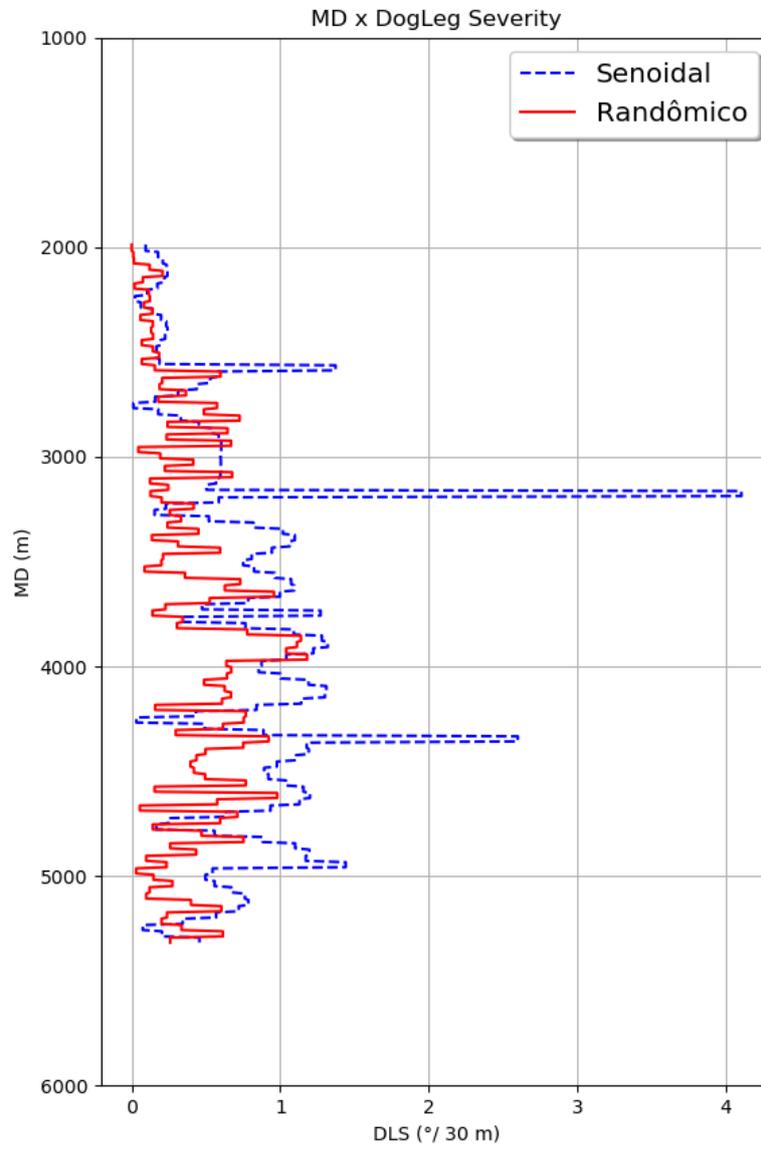
Tabela 5.10 – Projeto do BHA de um poço Vertical

Componente	OD (pol)	ID (pol)	Grau (psi)	Peso (lb/pé)	Extensão(m)
Drillpipes	5.50	3.25	P110	48	
Heavy Weight	5.50	4.67	S135	91	73
BHA	8.0	2.81	-	200	273
Broca Tricônica	12.25	3.5	-	200	0.33

Fonte: Autor.

Na figura 5.4 pode-se observar o comportamento do *dogleg severity* na construção de um poço vertical, utilizando modelos de tortuosidade. Observa-se picos de valores no método senoidal, isto se dá pela diferença brusca de amplitude nas divisões dos trechos selecionados, então como o *dogleg severity* é função da variação angular, esses valores desproporcionais podem ocorrer nessas regiões. No comportamento geral deste parâmetro observa-se que a metodologia senoidal apresenta maiores valores, o que pode ser observado na tabela 5.11, onde em todo o comprimento a metodologia senoidal está cerca de 50% maior que a randômica.

Figura 5.4 – Gráfico MD x DLS.



Fonte: Autor.

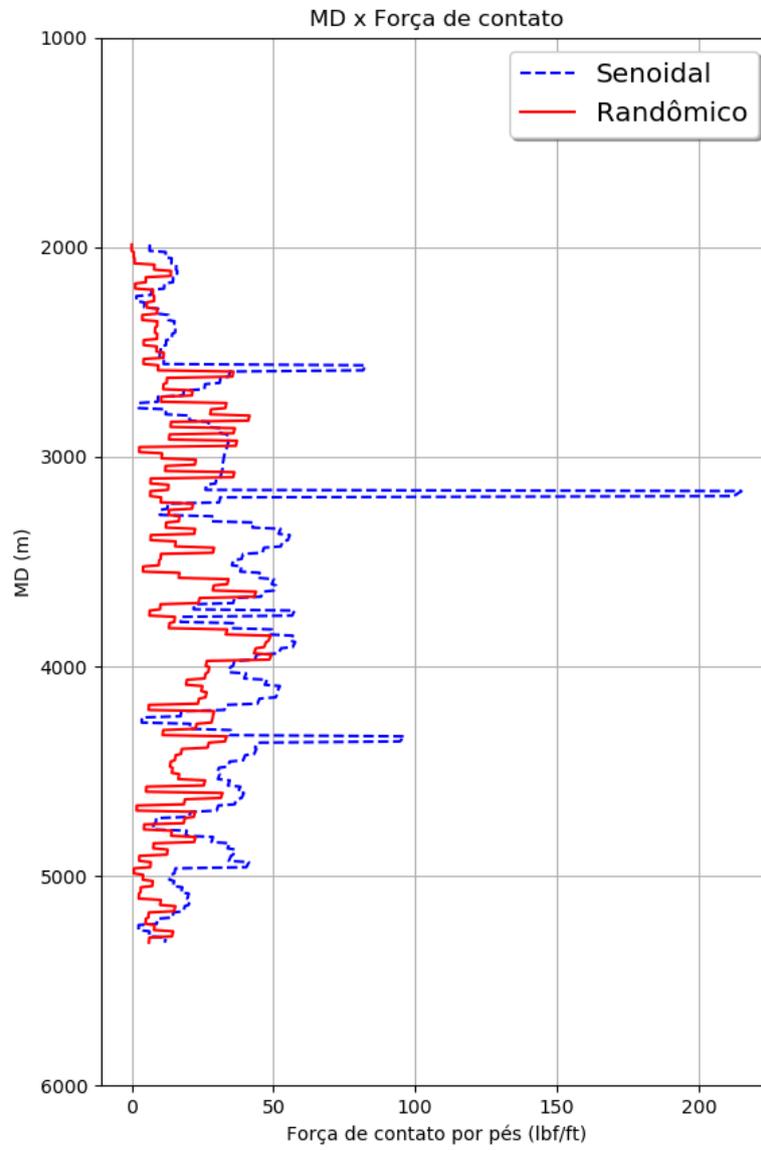
Tabela 5.11 – Média de variação do *dogleg severity* entre o método senoidal e randômico por trecho.

Trecho do poço	Média senoidal (°/30m)	Média randômica (°/30m)	Diferença (%)
Trecho 1	0.208646931	0.098192988	52.93
Trecho 2	0.518519853	0.363622175	29.87
Trecho 3	0.944370473	0.361365904	61.73
Trecho 4	0.954980464	0.675134932	29.30
Trecho 5	0.981535116	0.487164273	50.36
Trecho 6	0.586761611	0.273632455	53.36

Fonte: Autor.

A força de contato ao longo desse poço vertical esta disposta na figura 5.5. O desenvolvimento da tortuosidade desta trajetória foi fundamental para a possibilidade de quantificar a força de contato ao longo dela, pois um poço vertical em projeto não possuiria nenhuma força atuante. Na tabela 5.12 vê-se a média das forças de contato em cada trecho no intuito de observar a variação do comportamento em cada trecho e em cada uma das metodologias. Assim como na tabela de comparação do *dogleg severity* os valores da diferença na tabela da força de contato estão muito próximos, mostrando a proporcionalidade entre estas duas componentes, pois a força de contato depende da curvatura do poço.

Figura 5.5 – Gráfico MD x Força de contato.



Fonte: Autor.

Tabela 5.12 – Média de variação do força de contato entre o método senoidal e randômico por trecho.

Trecho do poço	Média senoidal (lbf/ft)	Média randômica (lbf/ft)	Diferença (%)
Trecho 1	13.35419595	6.239905389	53.27
Trecho 2	29.25932484	20.51765553	29.87
Trecho 3	46.46283328	17.25011424	62.87
Trecho 4	39.60156013	27.29853452	31.06
Trecho 5	33.03510817	15.90164838	51.86
Trecho 6	15.75464511	6.873264467	56.37

Fonte: Autor.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho possibilitou o desenvolvimento de uma pesquisa a cerca do processo de perfuração de poços com ênfase nos seus problemas operacionais, equipamentos e as dificuldades em prever esforços ainda em projeto. Desenvolveram-se estudos de acompanhamento direcional, possibilitando estudar diversas técnicas para construção de trajetória, além da apresentação dos diferentes métodos desenvolvidos ao longo do último século para representação e entendimento destas trajetórias. Com este estudo inicial, possibilitou-se a construção de um módulo computacional para acompanhamento direcional onde possibilita-se a criação gráfica de todos os componentes de uma trajetória.

Desenvolveu-se uma metodologia para análise dos dados por trechos de trajetória, possibilitando apresentar uma avaliação dos poços de uma região, mostrando que os poços reais diferem do seu projeto. Fez-se um estudo das metodologias de tortuosidade, as quais visam induzir perturbações na trajetória de um poço. Outra metodologia desenvolvida neste trabalho busca unir a análise de dados apresentada com as metodologias de tortuosidade, produzindo assim, trajetórias fictícias, as quais tem como objetivo permitir a avaliação, mais realística, de um poço planejado antes de ser executado.

Apresentou-se um estudo referente ao tema de torque e arraste, visando apresentar as metodologias existentes e utilizadas, assim, notou-se que a metodologia *stiff-string* apresenta maior representabilidade no cenário atual. Após o estudo e desenvolvimento de uma aplicação para quantificar torque e o arraste por meio desta metodologia, realizou-se estudos de caso buscando consolidar as metodologias desenvolvidas e apresentadas no escopo deste trabalho.

Primeiramente, construiu-se uma trajetória em J, buscando avaliar o processo em um poço direcional. Visava utilizar a metodologia de categorização por trecho e obtenção de dados dos desvios de trajetória, posteriormente aplicar tortuosidade nesta trajetória apresentada inicialmente e, finalmente, quantificar a força de contato. O mesmo processo foi realizado em poços verticais em buscar de impor um tipo de trajetória diferente.

Observou-se então que a união das metodologias apresentadas proporcionam ao usuário a construção de novas trajetórias e quantificação da força de contato em poços, os quais não foram perfurados ainda, baseados em poços de correlação do campo desejado. Além desta construção realizou-se uma comparação entre dois métodos de tortuosidade e pelos resultados obtidos, pode-se concluir que a metodologia é mais conservadora, pois apresenta valores mais altos e rigorosos de força, desta maneira sumulam maiores dados as colunas de perfuração.

REFERÊNCIAS

- AHMED, T. Reservoir engineering handbook, gulf pub. Co.: *Houston, TX*, p. 863, 2000. Citado na página 17.
- AMORIM, D. S.; SANTOS, O. L. A.; AZEVEDO, R. C. d. A statistical solution for cost estimation in oil well drilling. *REM-International Engineering Journal*, SciELO Brasil, v. 72, p. 675–683, 2019. Citado na página 16.
- AMORIN, R. *Application of Minimum Curvature method to Well-path Calculations*. Tese (Doutorado), 2009. Citado na página 17.
- API. *Standard API RP 7G: Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits*. [S.l.]: American Petroleum Institute, 1998. Citado na página 54.
- AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. *Drilling engineering*. [S.l.]: PennWell books, 2007. Citado 5 vezes nas páginas 19, 24, 28, 50 e 63.
- BANDEIRA, F. B. B.; SILVA, G. V. d. M. Perfuração direcional de poços de petróleo – métodos de deflexão e acompanhamento direcional. *CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS*, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 23, 26 e 29.
- BOURGOYNE, A. et al. Applied drilling engineering, vol. 2 (spe textbook series). *Society of Petroleum engineers, Richardson*, 1991. Citado 4 vezes nas páginas 11, 17, 18 e 50.
- BRILLON, C. et al. Pushing the envelope with coil tubing drilling. In: PAPER AADE-07-NTCE-31 PRESENTED AT THE AADE NATIONAL TECHNICAL CONFERENCE [S.l.], 2007. Citado na página 29.
- CALLAS, N. et al. Computing directional surveys with a helical method (includes associated papers 6409 and 6410). *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 16, n. 06, p. 327–336, 1976. Citado na página 32.
- GAYNOR, T. et al. Quantifying tortuosities by friction factors in torque and drag model. In: ONEPETRO. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 2002. Citado na página 16.
- HERBIG, C. et al. Drillpipe influence on drilling performance. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition*. [S.l.], 2015. Citado na página 11.
- HO, H. et al. An improved modeling program for computing the torque and drag in directional and deep wells. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 1988. Citado na página 15.
- JOHANCSIK, C. et al. Torque and drag in directional wells-prediction and measurement. *Journal of Petroleum Technology*, Society of Petroleum Engineers, v. 36, n. 06, p. 987–992, 1984. Citado 7 vezes nas páginas 10, 14, 15, 63, 64, 65 e 66.
- LAPIN, L. L. *Probability and statistics for modern engineering*. [S.l.]: Thomson Brooks/Cole, 1983. Citado na página 39.

- MACDONALD, K.; BJUNE, J. Failure analysis of drillstrings. *Engineering Failure Analysis*, Elsevier, v. 14, n. 8, p. 1641–1666, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 12.
- MAIDLA, E.; WOJTANOWICZ, A. et al. Field comparison of 2-d and 3-d methods for the borehole friction evaluation in directional wells. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. [S.l.], 1987. Citado na página 15.
- MATHIAS, V. M. *Coluna de Perfuração em Poços de Petróleo*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 55.
- MENDONÇA, R. A. *Desenvolvimento de Ferramenta Computacional para Análise em Poços Direcionais equipados com BCS*. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 34, 35 e 36.
- MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. *Fundamentals of drilling engineering*. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2011. Citado 8 vezes nas páginas 24, 25, 50, 51, 53, 55, 56 e 57.
- MITCHELL, R. F.; SAMUEL, R. How good is the torque/drag model? *SPE Drilling & Completion*, Society of Petroleum Engineers, v. 24, n. 01, p. 62–71, 2009. Citado 6 vezes nas páginas 10, 14, 60, 62, 65 e 66.
- MITCHELL, S. B.; XIANG, Y. L. et al. Improving casing wear prediction and mitigation using a statistically based model. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. [S.l.], 2012. Citado 3 vezes nas páginas 16, 38 e 46.
- MOLVAR, E. M. Drilling smarter: using directional drilling to reduce oil and gas impacts in the intermountain west. *Prepared by Biodiversity Conservation Alliance, Report issued Feb*, v. 18, p. 34, 2003. Citado na página 17.
- MSPC. *MSPC Engenharia*. 2020. Disponível em: <https://www.mspc.eng.br/dir10/helx_helc_transp.php>. Acesso em: 25 set. 2020. Citado na página 48.
- PETROWIKI - SPE. *PetroWiki - SPE*. 2020. Disponível em: <https://petrowiki.org/Directional_deviation_tools>. Acesso em: 15 out. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.
- PLÁCIDO, J. C. R. *Coluna de Perfuração Principais Funções*. 2009. Citado 6 vezes nas páginas 54, 55, 56, 57, 58 e 59.
- PLÁCIDO, J. C. R. *Notas de Aula - Perfuração Direcional*. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- PORTO, R. A. *INTERFERÊNCIA MAGNÉTICA EM EQUIPAMENTOS DE REGISTRO DIRECIONAL*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2009. Citado na página 30.
- ROCHA, L. A. S. et al. Perfuração direcional. *Rio de Janeiro: Interciência*, v. 271, p. 276, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 30.
- ROCHA, L. A. S. et al. *Perfuração direcional*. 3ª edição. ed. [S.l.]: Editora Interciência, RJ, 2011. Citado na página 56.
- SAMUEL, G. R.; LIU, X. *Advanced drilling engineering: Principles and designs*. [S.l.]: Gulf Pub., 2009. Citado 15 vezes nas páginas 18, 21, 22, 23, 31, 32, 34, 38, 47, 48, 49, 61, 63, 67 e 68.

SAMUEL, O. O. Advanced drilling engineering lecture material. *African University of Science and Technology, Abuja-Nigeria, Spring, 2009*. Citado na página 17.

SAWARYN, S. J.; THOROGOOD, J. L. et al. A compendium of directional calculations based on the minimum curvature method. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *SPE annual technical conference and exhibition*. [S.l.], 2003. Citado na página 32.

SHEPPARD, M. et al. Designing well paths to reduce drag and torque. *SPE Drilling Engineering*, Society of Petroleum Engineers, v. 2, n. 04, p. 344–350, 1987. Citado na página 15.

TAYLOR, H. L.; MASON, M. C. et al. A systematic approach to well surveying calculations. *Society of Petroleum Engineers Journal*, Society of Petroleum Engineers, v. 12, n. 06, p. 474–488, 1972. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

ZWILLINGER, D. *CRC standard mathematical tables and formulae*. [S.l.]: Chapman and Hall/CRC, 2012. Citado na página 60.