

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

LORENZO ZAMPROGNO DE SOUZA

**ESTUDO DO ESTADO DA ARTE DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL
DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**VITÓRIA
2011**

LORENZO ZAMPROGNO DE SOUZA

**ESTUDO DO ESTADO DA ARTE DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL
DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Departamento de
Engenharia Mecânica do Centro
Tecnológico da Universidade Federal do
Espírito Santo, como requisito parcial para
obtenção do grau de Engenheiro
Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Friedrich
Loeffler Neto

VITÓRIA
2011

ZAMPROGNO, Lorenzo de Souza.

Estudo do Estado da Arte da Perfuração Direcional de Poços de Petróleo / Lorenzo Zamprogno de Souza– 2011.

135fls.

Orientador: Carlos Friedrich Loeffler Neto

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Mecânica.

1. Perfuração.
 2. Perfuração Direcional de Poços de Petróleo.
 3. Perfuração Direcional no Pré- Sal.
 4. Equipamentos e Componentes.
- I. ZAMPROGNO, Lorenzo de Souza. II. Universidade Federal Do Espírito Santo, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Mecânica. III. Estudo do Estado da Arte da Perfuração Direcional de Poços de Petróleo.

LORENZO ZAMPROGNO DE SOUZA

**ESTUDO DO ESTADO DA ARTE DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL
DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

Aprovada em 24 de novembro de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Carlos Friedrich Loeffler Neto
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Prof. Dr. Antônio Bento Filho
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

Prof. Dr. Fernando César Meira Menandro
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

A Lucinea e Hélio, que me deram a vida.

RESUMO

A exploração de petróleo se torna cada vez mais desafiadora, à medida que novas reservas são encontradas, o que exige um investimento crescente em novas tecnologias de perfuração. A perfuração direcional, em contraste com as técnicas tradicionais de perfuração vertical, possibilitou o aumento da produtividade dos poços perfurados, maximizou a recuperação dos reservatórios existentes e viabilizou a exploração de campos petrolíferos em localização de difícil acesso, tal como zonas urbanas e de proteção ambiental, bem como em lâminas d'água cada vez mais profundas. Quanto a esta última, merece destaque o pré-sal brasileiro, que constitui o grande desafio nacional na atualidade. Ademais, as técnicas de perfuração direcional permitiram a implementação de poços horizontais, multilaterais, com grande afastamento em águas profundas e com trajetórias complexas.

Por outro ângulo, essa modalidade de perfuração engloba técnicas, ferramentas e equipamentos diferenciados, que requerem estudos especializados. Por exemplo, equipamentos especiais de registro direcional; equipamentos associados à composição de coluna fundo (BHA) como o motor de fundo, sistema de perfuração orientável (*steerable systems*), sistema rotativo de perfuração orientável (*rotary steerable systems - RSS*), equipamentos de medição contínua sem cabo (*measurement while drilling - MWD*), entre outros, são alguns dos muitos dispositivos que contemplam essa nova tecnologia e garantem sua eficiência.

Deseja-se, nesse projeto, não só retratar o estado da arte da perfuração direcional, através da disseminação das tecnologias recentemente empregadas a essa modalidade de perfuração, como também fornecer uma visão geral da perfuração direcional, com uma breve explicação sobre as aplicações dos poços direcionais, as definições básicas, os sistemas de referência mais comuns e o planejamento direcional. Por fim, busca-se expor resumidamente os desafios da perfuração direcional no pré-sal, as tecnologias de fluidos e de equipamentos utilizados na perfuração dos poços.

Palavras-chave: Perfuração. Perfuração Direcional de Poços de Petróleo. Perfuração Direcional no Pré- Sal. Equipamentos e Componentes.

ABSTRACT

The oil exploration becomes more challenging as new oil reserves are found which require increased investment in new drilling technologies. Directional drilling, in contrast with vertical drilling traditional techniques, has enabled the increases in well productivity and the exploration of oil fields located in inaccessible areas such as urban areas, protected environments and deep waters, and has optimized the recovery factor of the reservoirs. With respect to deep waters areas it is worth mentioning the brazilian pre-salt which is the greatest national challenge today – the brazilian pre-salt. In addition, directional drilling techniques have allowed the implementation of: horizontal wells, multilateral wells, extended reach wells and well with complex paths.

From another point of view, that directional drilling involves techniques, tools, and special equipments, which require specialized studies. For example: equipments from the bottom assembly as the mud motor and turbine, steerable systems and rotary steerable systems (RSS); and measurement while drilling (MWD), are some of the many devices that contemplate that technology and ensure its efficiency.

This project aims to portray the state of art of the directional drilling, through the dissemination of technologies recently developed, but also aims to provide an overview of this drilling modality with a brief explanation about: the applications of directional wells, the basic definitions, the most common reference systems and the directional planning. Finally, this project provides an explanation of the challenges of directional drilling in the pre-salt environment and some information about the fluid technologies and equipment that are used in drilling operations.

Keywords: Drilling. Oil Wells Directional Drilling. Directional Drilling in Pre - Salt. Equipments and Components.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Perfuração de falhas geológicas	21
Figura 2 - Perfuração para alvo em área urbana.....	22
Figura 3 - Perfuração de objetivo em área montanhosa	22
Figura 4 - Poços com ramificações secundárias (<i>sidetracking</i>)	23
Figura 5 - Múltiplos poços provenientes de uma única estrutura marítima	24
Figura 6 - Conjunto de guias ou <i>cluster</i> ou <i>template</i>	24
Figura 7- Perfuração em área de domos salinos.....	25
Figura 8 - Perfuração de poço de alívio	26
Figura 9- Poços horizontais (à esquerda) e multilaterais (à direita)	27
Figura 10– Esquema típico de poço direcional.....	28
Figura 11– Visualização da Inclinação	29
Figura 12– Direção base do poço expressa pelo azimute (à direita) e pelo rumo (à esquerda)	30
Figura 13 - Representação da orientação da tool face (γ) a partir de desenho esquemático de uma coluna de perfuração apontada para o fundo do poço.....	30
Figura 14 - Pontos básicos de uma trajetória direcional.....	31
Figura 15– Visualização do <i>dogleg</i> e <i>dogleg severity</i>	33
Figura 16 - Trajetórias de raio curto, intermediário, médio e longo	35
Figura 17– Poço <i>designer well</i> (3D)	36
Figura 18– Relação entre o norte verdadeiro (N) do globo e o norte da grade retangular (grid north-GN).....	37
Figura 19– Identificação dos setores.....	38
Figura 20– Intervalo de valores <i>northing</i> e <i>easting</i> para cada zona UTM	39
Figura 21 – Sistema de referência local associado a um sistema de referência oficial.....	40
Figura 22– Visualização da trajetória tipo I (<i>build-hold</i>).....	43
Figura 23– Visualização das trajetórias tipo II “S” (direita) e tipo II “S modificado” (esquerda).....	45
Figura 24– Visualização da chaveta que pode ocasionar prisão da coluna de perfuração.....	46

Figura 25– Classificação dos fluidos de perfuração à base de água.	50
Figura 26– Esquema de funcionamento do <i>Riser Booster Pump</i> em perfuração de poços em lâminas de água profundas	54
Figura 27- Janela operacional do peso específico do fluido de perfuração.....	57
Figura 28 - Estado de tensão hidrostático.....	58
Figura 29- Formação de tensões trativas radiais nos planos perpendiculares à direção de perfuração.....	59
Figura 30 - Círculo de Mohr mostrando a formação de tensões radiais trativas.....	59
Figura 31- Linhas imaginárias que poderiam corresponder a uma camada rochosa em condição de significativo atritamento.	60
Figura 32– Visualização do funcionamento dos protetores não rotativos para coluna de perfuração (<i>non-rotating drillpipe protectors</i>)	64
Figura 33– Intervalos onde ocorrem a flambagem com mais frequência	65
Figura 34– Posicionamento estratégico do HWDP para prevenir a flambagem da coluna em poços horizontais e ERW	66
Figura 35- <i>Integral bladed drillpipe</i>	67
Figura 36– Redução do comprimento efetivo da coluna com a instalação de protetores não rotativos (<i>Non-rotating drillpipe protectors</i>).....	67
Figura 37– Tipos de Vibração na coluna de perfuração	69
Figura 38– Tipos de Comando (DC)	72
Figura 39– Visualização do tubo de perfuração (<i>drillpipe - DP</i>) à esquerda e conexão cônica (<i>tool joint</i>) à direita	72
Figura 40– Tubos pesados de perfuração (HWDP)	73
Figura 41– Estabilizadores de lâminas soldadas (<i>Welded-blade stabilizer</i>). Lâminas em espiral (á esquerda), em linha reta (central), em linha reta que não segue o eixo do elemento tubular (á direita).....	74
Figura 42– Estabilizador com lâminas integral (<i>Integral – blade stabilizer</i>)	75
Figura 43– Visualização dos estabilizadores tipo Luva	76
Figura 44– Estabilizador não rotativo tipo luva de borracha.....	76
Figura 45- Esquema de funcionamento do percussor (<i>drilling jar</i>)	77
Figura 46– Tipos de substitutos: conexão caixa - caixa, conexão pino – caixa (2X) e conexão pino-pino.....	78
Figura 47– Broca tipo integral de lâmina de aço	80

Figura 48– Brocas de diamante industrializados, semelhantes ao natural.....	81
Figura 49– Broca de diamante sintético (PDC)	82
Figura 50– Broca tricônica com dentes de inserto de carbeto de tungstênio (á direita) e com dentes de aço (á esquerda).	83
Figura 51– Detalhamento da montagem dos rolamentos que compõem a broca de roletes cônicos	84
Figura 52– Esquema de selagem do rolamento em brocas de roletes cônicos	84
Figura 53– Esquema da broca de roletes cônicos tipo <i>journal</i>	85
Figura 54 – Visualização do efeito <i>fulcrum</i> na BHA simplificada para ganho de ângulo	87
Figura 55– Tipos de BHA simplificados com seus respectivos grau de eficácia.....	88
Figura 56 - Motor de fundo de deslocamento positivo e seus principais componentes, estabilizador e broca (parte superior), e a configuração de lóbulos de um motor de fundo (parte inferior)	91
Figura 57 – Turbina de perfuração	92
Figura 58– Substituto de deflexão	93
Figura 59– Exemplo de composição de coluna de fundo (BHA) com substituto de deflexão	94
Figura 60– Visualização do motor steerable	95
Figura 61– Visualização do modo rotativo (à esquerda) e do modo orientado (<i>sliding</i>) (à direita)	96
Figura 62– Visualização do sistema rotativo de perfuração orientada	99
Figura 63– Seção transversal da parte final do estabilizador orientável não rotativo (<i>non-rotating steerable stabiliser</i>).....	100
Figura 64– Esquema do estabilizador orientável não rotativo (<i>non-rotating steerable stabiliser</i>).....	100
Figura 65– Esquema ilustrativo de posicionamento dos sensores de LWD e MWD em uma composição de coluna de fundo.	101
Figura 66– Sistema de pulsos positivos	102
Figura 67– Sistema de pulsos negativos.....	102
Figura 68– Sistema de pulsos contínuos (ondas)	103
Figura 69– Sistema <i>geosteering</i> com ferramenta deflectora e sensores azimutais de LWD.....	104

Figura 70– Interface do software de processamento de dados (obtidos em tempo real) utilizado para perfuração de poços direcionais com tecnologia <i>geosteering</i>	105
Figura 71– Sala de visualização 3D	105
Figura 72– Instrumento magnético de registro simples (à esquerda) e registro de foto do instrumento magnético (à direita).....	108
Figura 73 - Instrumento magnético de registro múltiplo	109
Figura 74– Dispositivo giroscópico	110
Figura 75– Sistema de Navegação Inercial.....	112
Figura 76– Algoritmo para determinação da posição e da orientação da composição de coluna de fundo	113
Figura 77– Esquema de funcionamento do MWD.....	115
Figura 78– Sistema de Fundo do equipamento MWD.....	116
Figura 79– Forças cisalhantes devido à movimentação do sal	118
Figura 80- Diápiros de sal	119
Figura 81- Alargador tipo broca bicêntrica, com tecnologia excêntrica	122
Figura 82– Alargador tipo DORWD, com tecnologia excêntrica.....	123
Figura 83- Alargador tipo <i>Underreamer reamaster</i> , com tecnologia concêntrica	124
Figura 84– Alargador tipo <i>Anderreamer</i> , com tecnologia concêntrica.....	125
Figura 85– Alargador tipo broca expansível, com tecnologia concêntrica.....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1– CLASSIFICAÇÃO DA TRAJETÓRIA QUANTO AO RAIO	34
Tabela 2– VALORES TÍPICOS DE VAZÃO E TAXAS DE PENETRAÇÃO PARA DIFERENTES DIÂMETROS DE POÇO.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
CTD	<i>Coil Tubing Drilling</i>
DC	<i>Drillcollar</i>
DORWD	<i>Drill out Ream While Drilling</i>
DP	<i>Drillpipes</i>
EOB	<i>End of buildup</i>
ERW	<i>Extended Reach Well</i>
GN	<i>Grid North</i>
GWD	<i>Gyro While Drilling</i>
HWDP	<i>Heavyweights Drillpipes</i>
INS	<i>Inertial Navigation System</i>
KOP	<i>Kickoff point</i>
LWD	<i>Logging While Drilling</i>
MWD	<i>Measurement While drilling</i>
NE	<i>North East</i>
NMDC	<i>Nom-Magnetic Drillcollar</i>
NW	<i>North West</i>
PDC	<i>Polycrystalline Diamond Compact</i>
PH	<i>Potencial Hidrogeniônico</i>
RSS	<i>Rotary Steerable Systems</i>
SDC	<i>Short Drill Collar</i>
SE	<i>South East</i>
S-ERW	<i>Severe Extended Reach Well</i>
SW	<i>South West</i>
SWD	<i>Seismic While Drilling</i>
TSP	<i>Thermally Stable Polycrystalline</i>
UTM	<i>Universal Transversal Mercator</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Inclinação do poço na estação, graus.
A_z	Azimute do poço na estação, graus.
β	Ângulo de <i>dogleg</i> , graus.
BUR	<i>Buildup rate</i> , grau/30 m ou grau/100 pés.
D	Profundidade medida de uma estação, m.
DSL	<i>Dogleg severity</i> , graus/30 m.
γ	Ângulo de assentamento da ferramenta em relação ao lado alto do poço (<i>toolface</i>), graus.
I	Inclinação do vetor tangente, graus.
MD	Profundidade medida, m.
P	Pressão, Pa.
PM	Profundidade medida, m.
PV	Profundidade vertical, m.
r	Raio de curvatura, m.
ROP	(<i>Rate of penetration</i>) Taxa de penetração, m/h.
Θ	Ângulo máximo do trecho vertical, graus
TVD	(<i>True vertical depth</i>) Profundidade vertical, m
X	Profundidade vertical, m.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 COMENTÁRIOS PRELIMINARES.....	17
1.2 MOTIVAÇÃO.....	18
1.3 OBJETIVOS	19
1.4 METODOLOGIA.....	20
2 PERFURAÇÃO DIRECIONAL	21
2.1 APLICAÇÕES DE POÇOS DIRECIONAIS	21
2.1.1 Perfuração de Falhas Geológicas.....	21
2.1.2 Perfuração de Alvos de Difícil Acesso	22
2.1.3 Perfuração com Ramificações Secundárias	23
2.1.4 Multiperfuração a partir de uma Única Plataforma.....	23
2.1.5 Perfuração em Áreas de Domos Salinos.....	24
2.1.6 Perfuração de Poços de Alívio	25
2.1.7 Perfuração de Poços Multilaterais e Horizontais	26
2.2 DEFINIÇÕES BÁSICAS	28
2.3 CLASSIFICAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS.....	34
2.3.1 Quanto ao Raio de Curvatura.....	34
2.3.2 Quanto ao Afastamento do Objetivo	35
2.3.3 Quanto ao Giro	35
2.4 SISTEMAS DE REFERÊNCIA	36
2.5 PLANEJAMENTO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL DO POÇO.....	40
2.5.1 Dados Básicos.....	41
2.5.2 Tipos de Trajetória Direcionais	42
2.5.2.1 Trajetória Tipo I (<i>Build-Hold</i>)	42
2.5.2.2 Trajetória Tipo II	43
2.5.2.3 Trajetória Tridimensional Complexa (<i>Designers Wells</i>).....	46
2.5.3 Importantes Características Envolvendo o Planejamento	
Direcional	47
2.5.3.1 Especificação da Sonda	47

2.5.3.2 Fluido de Perfuração	48
2.5.3.3 Limpeza do Poço.....	51
2.5.3.4 Geopressões	55
2.5.3.5 Controle de Poço.....	61
2.5.3.6 Torque, Arrasto e Flambagem.....	63
2.5.3.7 Vibração	67
3 EQUIPAMENTOS E FERRAMENTAS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL	70
3.1 COMPONENTES BÁSICOS DA COLUNA DE PERFURAÇÃO	71
3.1.1 Comandos de Perfuração (<i>Drill Collars</i>).....	71
3.1.2 Tubos de Perfuração (<i>Drillpipes – DP</i>)	72
3.1.3 Tubos Pesados de Perfuração (<i>Heavyweight Drillpipes - HWDP</i>)	72
3.1.4 Estabilizadores	73
3.1.5 Percussor de Perfuração (<i>Drilling Jar</i>).....	77
3.1.6 Substitutos (<i>Subs</i>).....	78
3.1.7 Brocas de Perfuração	79
3.1.8 Composição de Coluna de Fundo (BHA)	85
3.2 EQUIPAMENTOS DIFERENCIADOS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL.....	89
3.2.1 Motor de Fundo de Deslocamento Positivo	89
3.2.2 Turbina de Perfuração (<i>Drilling Turbine</i>).....	91
3.2.3 Substituto de Deflexão (<i>Bent Sub</i>).....	92
3.2.4 Sistema de Perfuração Orientável (<i>Steerable Drilling Systems</i>).....	94
3.2.5 Sistema Rotativo de Perfuração Orientável (<i>Rotary Steerable Systems - RSS</i>)	97
3.2.6 Equipamento de Perfilagem em Tempo Real (<i>Logging While Drilling - LWD</i>).....	101
3.2.7 Técnica de Navegação <i>Geosteering</i>	103
3.3 EQUIPAMENTOS DE REGISTRO DIRECIONAL	106
3.3.1 Equipamentos Magnéticos de Registro Direcional	106
3.3.2 Equipamento Giroscópico de Registro Direcional	109
3.3.3 Sistema de Navegação Inercial (<i>Inercial Navigation System – INS</i>)	111
3.3.4 Medição Continua sem Cabo (MWD)	113

4	PERFURAÇÃO DIRECIONAL EM FORMAÇÕES SALINAS.....	117
4.1	DESAFIOS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL EM FORMAÇÕES SALINAS.....	117
4.2	TECNOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	121
4.3	TECNOLOGIA DE ALARGAMENTOS	121
4.4	TECNOLOGIAS ADICIONAIS.....	126
4.5	ESTRATÉGIA DE PERFURAÇÃO DO SAL.....	128
5	CONCLUSÃO	131

1 INTRODUÇÃO

1.1 COMENTÁRIOS PRELIMINARES

A perfuração de poços de petróleo no Brasil tem se destacado no cenário mundial devido aos inúmeros desafios vencidos no que diz respeito à perfuração em lâminas d'água profunda e ultraprofunda. A profundidade alcançada pelos poços exploratórios de petróleo, que são aqueles que visam à descoberta de novos campos ou jazidas de petróleo, encontra-se no patamar de 2650 metros. Da mesma forma, para poços de desenvolvimento, que se caracterizam por serem perfurados dentro dos limites conhecidos do campo de petróleo, de maneira viável economicamente, para a extração do óleo da rocha reservatório, seguiu-se a mesma tendência de se perfurar em lâminas d'água cada vez mais profundas, estabilizando-as em 1850 metros. De maneira geral, os poços de desenvolvimento são constituídos de poços direcionais (Rocha *et al.*, 2008).

A perfuração direcional pode ser definida como a ciência de se perfurar um poço com uma trajetória predefinida para atingir um alvo ou objetivo no subsolo (Inteq/Baker Hughes, 1995) em oposição às técnicas usuais que consistem em perfurar verticalmente até o objetivo. Essa diferença aparentemente simples envolve uma série de vantagens relacionadas à eficiência do processo de descoberta e exploração de poços, cujos principais fatores são descritos ao longo deste trabalho.

Ela abrange um dos segmentos da engenharia ligada à indústria petrolífera que mais se desenvolveu ao longo dos anos, visto que a necessidade de se perfurar poços cada vez mais complexos impulsionou o aprimoramento e desenvolvimento das tecnologias de perfuração.

Também é um método de perfuração que tem como meta o aumento da produtividade de um poço e, concomitantemente, diminuir o impacto ambiental. Tecnologias recentes permitem aperfeiçoar a exploração do reservatório de petróleo, perfurando-os lateralmente ou horizontalmente, de maneira que se possa recuperar grande parte das reservas contidas no interior desses reservatórios. Notoriamente,

verifica-se que essa modalidade de perfuração eleva os custos de perfuração dos poços de petróleo, pois se necessita investir em ferramentas adicionais tais como equipamentos de medição contínua sem cabo (MWD) e equipamentos de perfilagem em tempo real (LWD), bem como equipamentos especiais da perfuração direcional: motor de fundo, sistema de perfuração orientável (*steerable systems*) e sistema rotativo de perfuração orientável (*rotary steerable systems -RSS*). Entretanto, os benefícios se sobressaem aos malefícios do emprego da técnica, o que explica a predominância da perfuração direcional em relação à vertical.

Empresas especializadas em perfuração direcional estão continuamente investindo grandes quantias em dinheiro para o aperfeiçoamento de tecnologias de controle de trajetória necessárias para perfurar com precisão os poços, de forma a otimizar a produção e a maximizar a recuperação do reservatório de petróleo. Para tanto, exige-se equipamentos de ponta para registro direcional, como LWD e MWD, que fornecem dados de alta qualidade, permitindo a tomada de decisões críticas em tempo real com intuito de garantir o cumprimento da meta de se perfurar com qualidade poços de grandes afastamentos, horizontais, verticais entre outros tipos (*geosteering*).

A perfuração direcional engloba um verdadeiro estado da arte da engenharia de poços e atualmente está diante de grandes desafios. Dentre eles, está a viabilização da exploração de poços do pré- sal.

1.2 MOTIVAÇÃO

A demanda crescente de óleo e gás no mundo leva grandes corporações do ramo a investirem em novas tecnologias para superar grandes desafios relacionados à exploração de novas reservas de petróleo. Não muito diferente do cenário mundial, o Brasil busca a autossuficiência de petróleo, de maneira a conquistar, também, a independência político- econômica com relação aos grandes produtores mundiais, por exemplo, o Oriente Médio, com destaque para a Arábia Saudita. A descoberta de novas reservas deve ser associada ao desenvolvimento contínuo de importantes setores da indústria de petróleo e gás tais como os de: Prospecção, Engenharia de

Reservatórios, Engenharia de produção, Engenharia de Processamento, Engenharia de Terminais e Dutos, Engenharia Naval e Engenharia de Poços. Isto a fim de que seja realizada a exploração do reservatório com o menor custo possível, bem como a recuperação otimizada do óleo e gás contidos nos reservatórios.

A perfuração direcional é um importante segmento da Engenharia de Poços que vem ganhando espaço por conta dos grandes desafios superados pela aplicação de sua técnica, o que incentivou grandes empresas a se especializarem nessa modalidade de perfuração.

1.3 OBJETIVOS

De modo geral, o presente trabalho tem o intuito de inserir o Centro Tecnológico da UFES num mercado altamente competitivo e inovador, que é a Indústria da Perfuração de Poços de Petróleo e Gás, de maneira a motivar futuros Engenheiros Mecânicos a seguirem por esse nobre segmento da Engenharia de Poços. O foco principal do trabalho é fornecer ao leitor um breve conhecimento da perfuração direcional, através da exposição de seu estado da arte, isto é: deseja-se mostrar as mais recentes tecnologias de perfuração direcional empregadas na atualidade.

Para alcançar esses propósitos, apresenta-se neste texto uma visão abrangente do estado da arte da perfuração direcional em poços de petróleo, ou seja, disserta-se sobre os conceitos básicos necessários para a compreensão do que é uma perfuração direcional, as ferramentas/equipamentos e operações direcionais recentemente empregados na indústria do petróleo.

Sabe-se que a perfuração direcional no Brasil está diante de um novo desafio: como viabilizar o desenvolvimento dos campos de pré-sal. Não há dúvidas de que a utilização das técnicas de perfuração direcional (poços direcionais) será de essencial importância para a viabilização econômica da exploração do pré-sal. Não só o estado da arte das técnicas de perfuração direcional será investigado, mas também os desafios, os equipamentos, os fluidos e as tecnologias empregadas em poços de petróleo perfurados no pré-sal.

1.4 METODOLOGIA

Para que esse objetivo seja atingido com excelência, divide-se o trabalho em cinco capítulos.

O Capítulo 1, já exposto, define os assuntos a serem abordados na pesquisa, a motivação e os objetivos.

O Capítulo 2 fornece uma visão geral da perfuração direcional, de maneira que seja possível o entendimento do que ela representa para a engenharia de poços. Identificam-se as aplicações e classificações de poços direcionais, as definições básicas, os sistemas de referência e por fim, uma breve explanação sobre o conceito de planejamento direcional que engloba os tipos de trajetórias direcionais e importantes aspectos do planejamento direcional.

O Capítulo 3 mostra alguns tipos básicos de colunas de perfuração utilizadas na perfuração direcional, além dos equipamentos mais atuais no que diz respeito à indústria do petróleo.

O Capítulo 4 apresenta os principais desafios da perfuração direcional em formação salina. Definem-se os sistemas de fluidos apropriados para a perfuração do sal, com suas vantagens e desvantagens. Identificam-se os equipamentos utilizados para o alargamento dos poços e, também, as tecnologias existentes que auxiliam a perfuração no pré-sal. Por fim, analisam-se as estratégias adotadas na perfuração de formações salinas, de maneira que garanta a redução dos problemas e consequentemente dos custos agregados.

O capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas a partir do conhecimento adquirido do estado da arte da perfuração direcional e, ainda, propõe novas abordagens para trabalhos futuros na área de perfuração direcional.

2 PERFURAÇÃO DIRECIONAL

A perfuração direcional teve início a partir da necessidade de se executar desvios (*sidetrack*) motivados por um peixe ou “ferro” deixado no poço. Apesar dos princípios da perfuração direcional serem basicamente os mesmos nos dias atuais, o desenvolvimento de equipamentos e instrumentos de controle levou à criação de uma verdadeira ciência denominada de Perfuração Direcional. (Machado, S/Data).

2.1 APLICAÇÕES DE POÇOS DIRECIONAIS

A perfuração direcional é uma técnica utilizada na indústria de petróleo para que poços inclinados atinjam objetivos localizados em diferentes coordenadas daquelas da cabeça do poço. (Rocha et al, 2008). Viabiliza, ainda, a exploração de uma gama de reservatórios até então considerados como inviáveis economicamente pela sua localização ou disposição no subsolo. Apresentam-se aqui as aplicações mais estratégicas, nas quais a técnica mostra sua completa supremacia com relação aos procedimentos tradicionais:

2.1.1 Perfuração de Falhas Geológicas

O poço é desviado através da falha ou paralelo a ela, de maneira que elimina os riscos de se perfurar poços verticais através de falhas muito inclinadas, o que pode ocasionar o deslizamento e cisalhamento da coluna de revestimento (Figura 1).

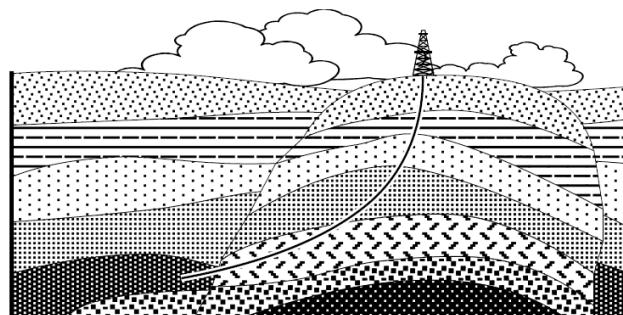


Figura 1 - Perfuração de falhas geológicas
Fonte: Inteq/ Baker Hughes (1995).

2.1.2 Perfuração de Alvos de Difícil Acesso

Os poços direcionais são utilizados com o intuito de explorar reservas em locais inviáveis com a perfuração de poços verticais, como no caso de reservatórios localizados logo abaixo de grandes centros urbanos, de áreas de proteção ambiental, ou mesmo, de regiões montanhosas (Figura 2 e Figura 3). O objetivo é o reservatório de petróleo a ser explorado.

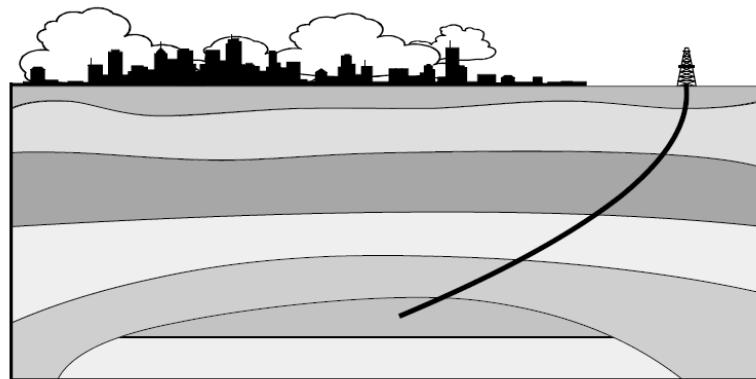


Figura 2 - Perfuração para alvo em área urbana
Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995)

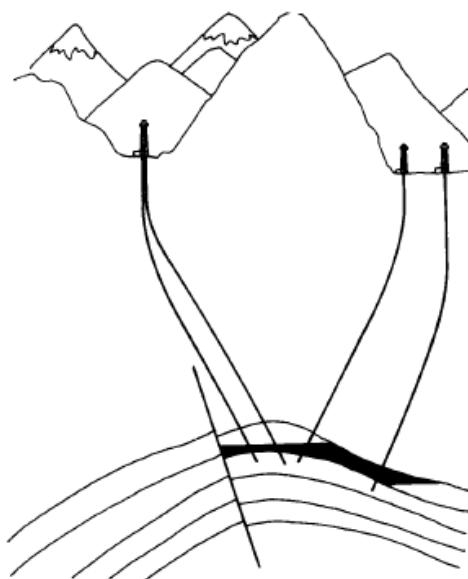


Figura 3 - Perfuração de objetivo em área montanhosa
Fonte: Bourgoyne et al (1984)

2.1.3 Perfuração com Ramificações Secundárias

Na perfuração direcional é bastante acessível instalar uma linha secundária de prospecção, em que o desvio é feito a partir de um poço existente (Figura 4). Trata-se de uma técnica muito comum da perfuração direcional, comumente denominada em inglês de *sidetracks*.

Utiliza-se essa técnica para contornar (*bypass*) uma obstrução (“Peixe”) no poço original, explorar novas extensões de um reservatório em produção e, ainda, fazer aproveitamento do poço no caso de não se atingir o alvo na primeira tentativa (Rocha et al, 2008).

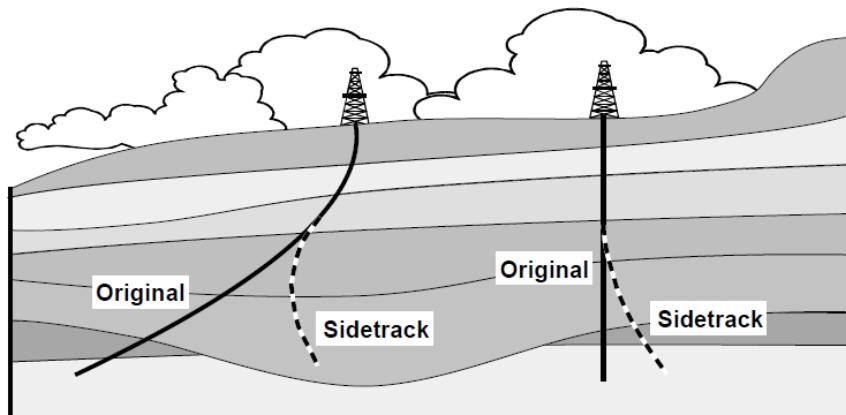


Figura 4 - Poços com ramificações secundárias (*sidetracking*)
Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995).

2.1.4 Multiperfuração a partir de uma Única Plataforma

A aplicação mais comum da técnica de perfuração direcional é no ambiente marítimo. Verifica-se que a perfuração de um grande número de poços verticais próximos uns dos outros é impraticável e inviável economicamente.

Com a perfuração direcional pode-se desenvolver a exploração e desenvolvimento de campos petrolíferos de grandes proporções através de uma plataforma única, e a partir dela poços direcionais dispostos a pequenas distâncias (na ordem de 5 a 10 m de acordo com Rocha et al, 2008), formando os *clusters* ou *template* ou conjunto de guias, que possibilita a perfuração em diferentes direções (Figura 5 e Figura 6).

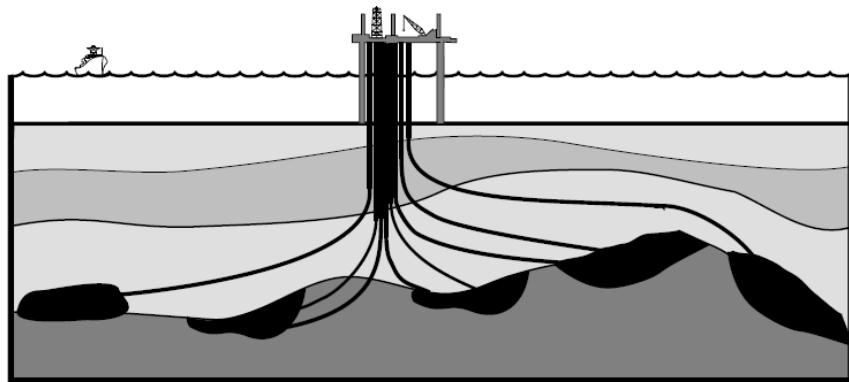


Figura 5 - Múltiplos poços provenientes de uma única estrutura marítima
Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995).

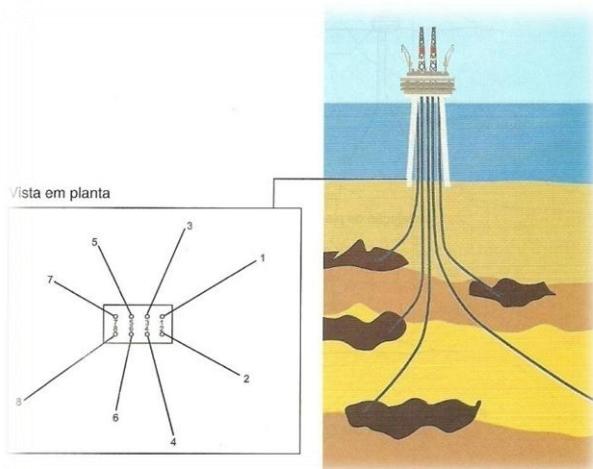


Figura 6 - Conjunto de guias ou *cluster* ou *template*
Fonte: Rocha et al (2008).

2.1.5 Perfuração em Áreas de Domos Salinos

A perfuração direcional possibilita alcançar um reservatório localizado próximo ao domo salino sem atravessá-lo (Figura 7). Desta maneira, contornam-se os problemas gerados pela perfuração de formações salinas. Por exemplo: As elevadas taxas de fluência do sal podem acarretar o colapso da seção do poço localizada na formação salina durante sua escavação, fazendo-se necessária a tomada de algumas precauções como a utilização de fluidos de perfuração específicos, entre outras precauções que serão detalhadas no Capítulo 4.

Os desafios não estão restritos à travessia do sal, mas também quando se perfura próximo a domos salinos ou diápiros. Observa-se próximo a essas formações mudanças no mergulho das camadas¹ e alterações nas geopressões² o que leva o poço a apresentar tendência de ganho de inclinação, mudança na direção, instabilidade ou pressões de poros anormais (Falcão et al, 2007).

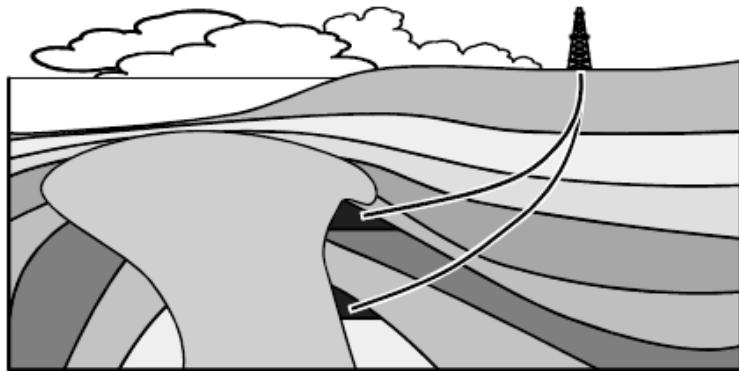


Figura 7- Perfuração em área de domos salinos
Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995)

2.1.6 Perfuração de Poços de Alívio

Na perfuração, quando a pressão hidrostática do fluido de perfuração sobre as formações a serem perfuradas pela broca é menor que a pressão dos fluidos confinados nos poros das formações, há invasão de óleo no poço e uma série de procedimentos de controle da perfuração precisa ser efetivada, sob risco de perda do poço. No caso desse influxo de óleo ser identificado, mas puder ser revertido por ações operacionais de controle, como o aumento da pressão do fluido de perfuração e elevação do peso de lama (Thomas et al, 2001); é denominado de *kick*. Entretanto, se esse influxo for incontrolável, diz-se que o poço está em *blowout*.

Poços de alívio são poços direcionais que atuam como solução para controle de *blowouts*, visto que esses ocorrem de maneira catastrófica e impossibilita o acesso a

¹ Define-se mergulho de camadas como sendo o ângulo formado entre um plano de descontinuidade litológica - plano de estratificação de uma camada, plano de falha, etc., com o plano horizontal, tomado perpendicularmente à sua intersecção. (Glossário do Serviço Geológico do Paraná. Disponível em: <<http://www.mineropar.pr.gov.br/modules/glossario/conteudo.php?conteudo=M>>. Acessado no dia 13/08/2011).

² De acordo com Rocha et al (2008), o termo geopressão refere-se ao gradiente de pressão dos poros, fratura e colapso que são base para a construção de qualquer poço.

plataforma (Figura 8). O poço de alívio atinge o poço em *blowout*, a fim de injetar um fluido com peso específico e características adequadas, de modo a conter o fluido inflamável dentro do reservatório e cessar as chamas. O fluido é injetado pelo poço de alívio e retorna pelo poço em *blowout* (Rocha et al,2008).

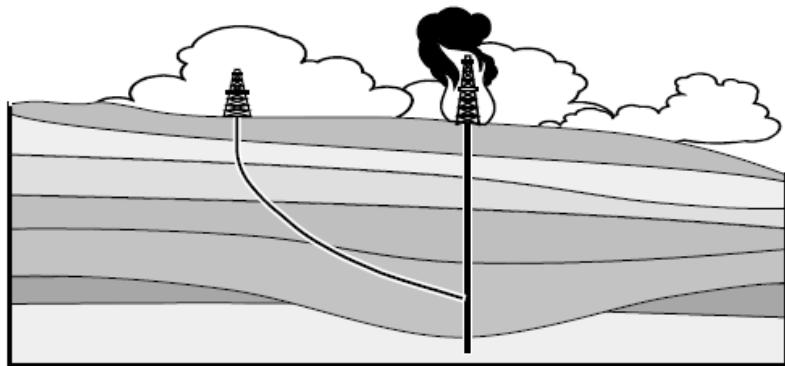


Figura 8 - Perfuração de poço de alívio
Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995).

2.1.7 Perfuração de Poços Multilaterais e Horizontais

Os poços multilaterais, segundo Rocha et al (2008), são ramificações chamadas de “pernas” ou “ramos” perfurados a partir de um mesmo poço, denominado poço de origem ou poço-mãe (Figura 9). Portanto, consideram-se os ramos do poço de origem como poços diferentes, perfurados a partir de uma única plataforma que apresentam um trecho vertical em comum.

A ideia de se perfurar poços multilaterais surgiu com a necessidade de se otimizar a produção, reduzir custos e obter máxima recuperação das reservas de petróleo. Consideram-se os ramos do poço de origem como poços diferentes, perfurados a partir de uma única plataforma que apresentam um trecho vertical em comum. A grande desvantagem da aplicação desse tipo de poço direcional é o fato de a manutenção de alguns dos ramos acarretar a pausa de toda a produção.

A perfuração de poços multilaterais normalmente usa tubos de perfuração rígidos (*drillpipes* – DP) com conexões cônicas conhecidas com *tool joints*, soldadas no seu corpo. A tecnologia CTD propõe a substituição desses tubos convencionais por flexitubos (*coiled tubing*) que são constituídos de aço flexível e encontram-se

enrolados em carretel na plataforma de perfuração. As operações de perfuração com a tecnologia CTD são contínuas, isto é, não há necessidade de interrupção para conexão de tubos, assim como ocorre nas operações com os tubos de perfuração convencionais (DP).

Segundo Rixse (2002), a tecnologia de CTD (*Coil Tubing Drilling*) em projetos piloto para perfuração de seções horizontais de poços multilaterais gerou excelentes resultados. Foi possível obter taxas de perfuração da ordem de 76,2 m/h e perfuração de trechos horizontais em rochas reservatório com 762 metros, o que possibilitou um bom incremento nas taxas de produção de óleo.

De acordo com Rocha et al (2008), a classificação dos poços multilaterais se dá através das junções de seus ramos com o poço de origem e se distribue em seis níveis. A aplicação ocorre em reservatórios: de óleo pesado ou de baixa mobilidade, de baixa permeabilidade, disposto em camadas ou formações laminares e isolados ou compartimentados.

Em relação aos poços horizontais, são definidos como poços direcionais com um ângulo próximo de 90° (Figura 9), cuja finalidade é cobrir a maior área do reservatório possível com a coluna de produção, aumentando-se a vazão de óleo e a recuperação da reserva. Ademais, reduzem, também, a ocorrência de cone de água e gás. O surgimento de tecnologias avançadas como o MWD e os motores *Steerable*, possibilitou a execução dos poços em questão. Os tipos são de raio curto, médio e longo.

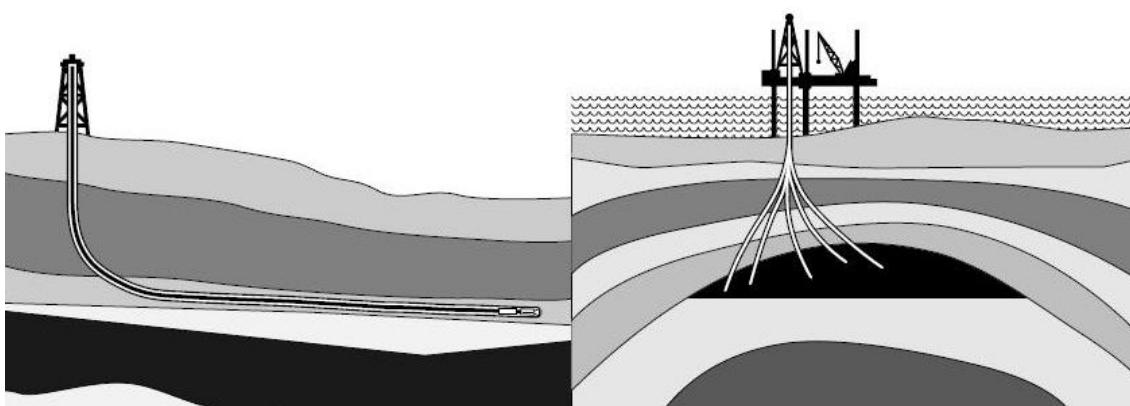


Figura 9- Poços horizontais (à esquerda) e multilaterais (à direita)
Fonte: Anadril/ Schlumberger (1996), modificado.

2.2 DEFINIÇÕES BÁSICAS

A) Afastamento:

Segundo Rocha et al (2008), classifica-se um poço como direcional quando a linha vertical que passa pelo objetivo (*target*) se afasta horizontalmente da cabeça do poço. A distância em questão é chamada de afastamento, e cada profundidade terá um afastamento em relação à sua cabeça (Figura 10).

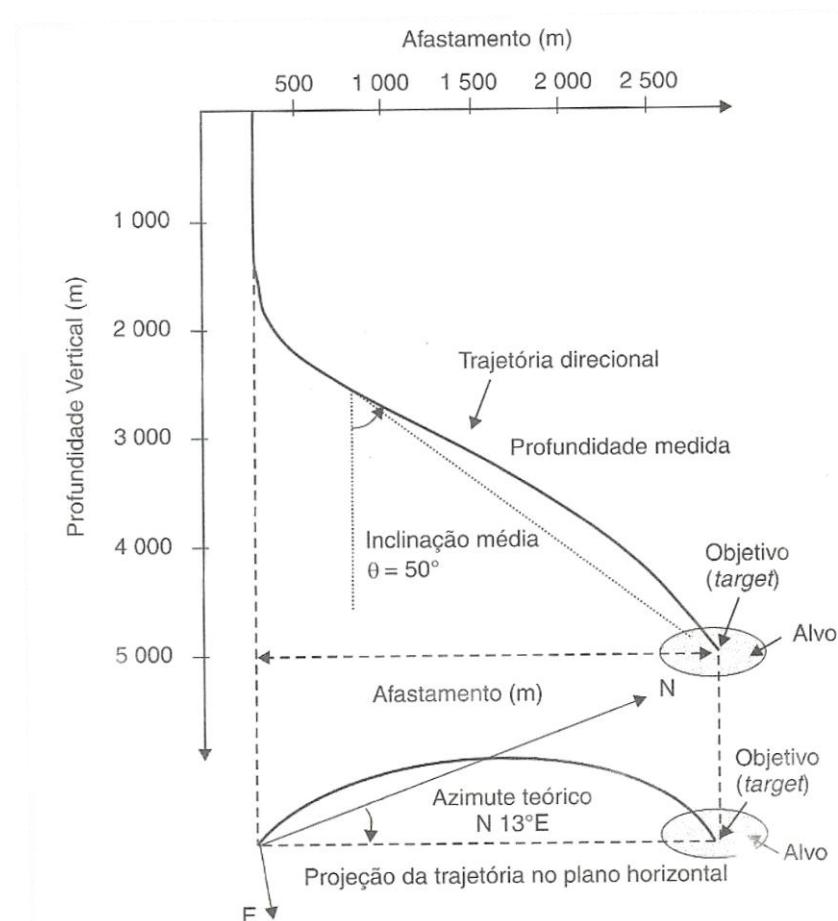


Figura 10— Esquema típico de poço direcional
Fonte: Rocha et al (2008).

B) Trajetória direcional:

É a trajetória da broca desde a cabeça do poço até o objetivo (*target*) (Figura 10).

C) Profundidade vertical e profundidade medida:

A profundidade vertical (PV) é a distância vertical da mesa rotativa até um ponto do poço, também denominada de *true vertical depth* (TVD) (Figura 10). Observa-se que, nas figuras subsequentes, pode ser referida como *depth* (D). A profundidade medida (PM) é a distância percorrida pela broca até atingir a profundidade vertical em questão, também denominada de *measured depth* (MD) (Figura 10).

D) Objetivo:

É o ponto do espaço que a trajetória deve atingir (Figura 10).

E) Inclinação:

É o ângulo (em graus) formado entre o vetor local gravitacional e a tangente ao eixo do poço em um determinado ponto. Padroniza-se que 0° graus é um ângulo para um poço vertical e 90° , para um horizontal (Figura 11).

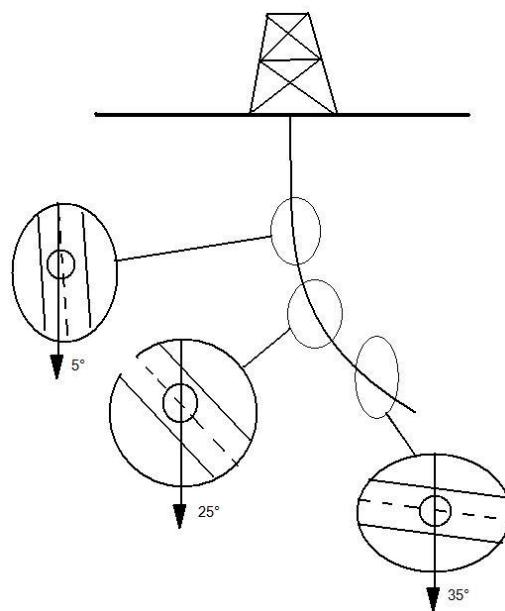


Figura 11– Visualização da Inclinação
Fonte – O autor

F) Direção base do poço:

É o ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte geográfico verdadeiro. Mostra-se que a direção em questão pode ser representada como azimute, que seria um ângulo de 0° a 360° medido no sentido horário em relação ao Norte Geográfico. Já o rumo varia de 0° a 90° e usa os quadrantes

NE, SE, SW e NW como referência. O rumo possui seu 0° localizado no Norte e Sul e cresce até 90° nos quadrantes NE e SW no sentido horário. Nos quadrantes SE e SW, o ângulo cresce no sentido anti-horário conforme mostra a Figura 12.

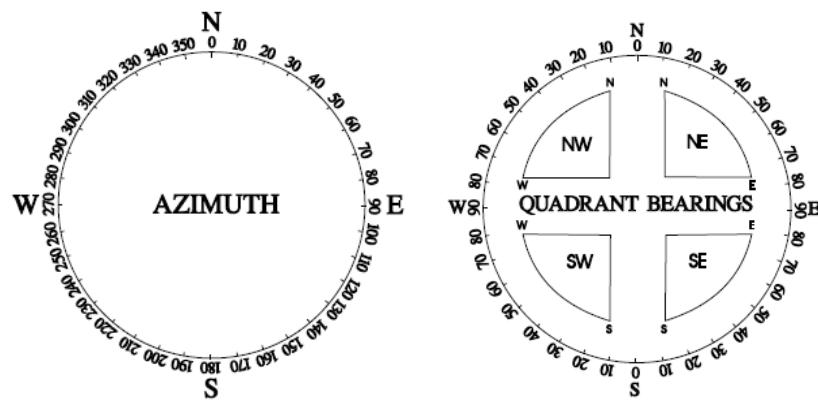


Figura 12– Direção base do poço expressa pelo azimuthe (à direita) e pelo rumo (à esquerda)
Fonte: Inteq/Baker Hughes, 1995, modificado.

G) Orientação da face deflectora (*tool face*):

É definida como o ângulo (γ) gerado pela face da ferramenta direcional e o lado alto do poço (*highside*). Pode varia de 0° até 360° a partir do ponto *highside*, conforme mostra a Figura 13.

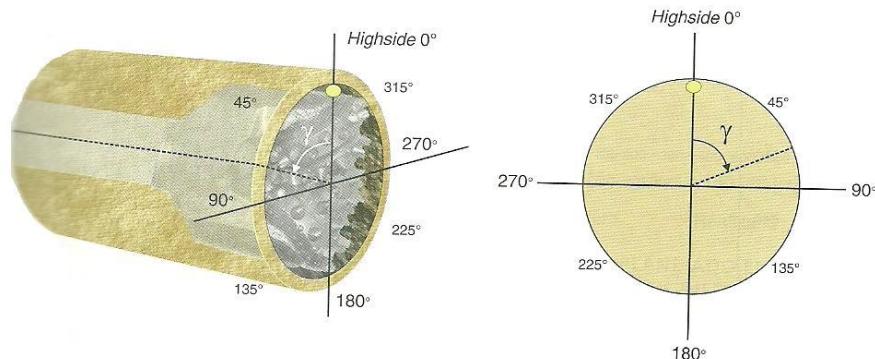


Figura 13 - Representação da orientação da tool face (γ) a partir de desenho esquemático de uma coluna de perfuração apontada para o fundo do poço.
Fonte: Rocha et al (2008).

H) Ponto inicial do desvio orientado do poço (*kickoff point - KOP*):

Representa o ponto de partida da seção de ganho de ângulo (*buildup section*), vide Figura 14.

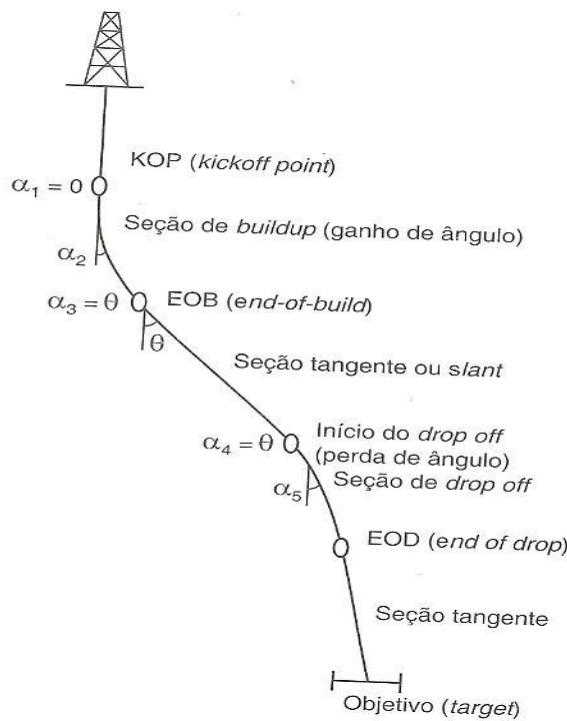


Figura 14 - Pontos básicos de uma trajetória direcional
Fonte: Rocha et al (2008).

I) Inclinação do poço a cada estação (α):

Estação é o ponto no qual é medida a profundidade, inclinação e direção no decorrer da execução do poço. A inclinação do poço a cada estação é o ângulo obtido na medição (vide Figura 14).

J) Ângulo máximo do trecho reto (θ):

É o ângulo máximo atingido ao término da seção de ganho ou perda de ângulo que será mantido constante no trecho reto (Figura 14).

K) Seção de ganho de ângulo (buildup):

É a seção a partir da qual se efetiva a inclinação da linha de perfuração com relação à direção vertical. Na Figura 14 vê-se que a partir dessa seção α varia significativamente com a profundidade do poço. Denomina-se de (*buildup rate* - BUR) a taxa de ganho de ângulo expresso em graus por 30 metros ($^{\circ}/30m$), isto é, indica quantos metros deverão ser perfurados para que haja uma variação de um grau na inclinação do poço. Normalmente, a taxa de ganho de ângulo é constante na seção de ganho de ângulo (*buildup*). O final dessa

seção é chamado de final da seção de ganho de ângulo (*end of buildup - EOB*).

A fórmula da BUR é indicada a seguir:

$$BUR = \frac{K \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)}{(PM_2 - PM_1)} \quad (1)$$

Onde:

α_1 = inclinação do poço na estação 1;

α_2 = inclinação do poço na estação 2;

PM_1 = profundidade medida do poço na estação 1;

PM_2 = profundidade medida do poço na estação 2;

K = 30 para BUR (graus/30m) e 100 para BUR (graus/ 100 pés).

L) Seção tangente (*slant*):

É a seção cuja inclinação é mantida até atingir o objetivo ou até haver uma nova seção de ganho de ângulo (*buildup*) ou seção de perda de ângulo (*drop off*) (Figura 14).

M) Seção de perda de ângulo (*drop off*):

A seção de perda de ângulo (*drop off*) constitui o trecho onde ocorre perda de ângulo expresso por um BUR negativo. O inicio da seção de perda de ângulo (*drop off*) é a profundidade onde começa a perda de ângulo no poço (Figura 14).

N) Dogleg (β) e dogleg severity (DLS):

Dogleg é o ângulo formado por dois vetores tangentes à trajetória do poço em dois pontos distintos. *Dogleg severity* representa a razão do ângulo (*dogleg*) pelo comprimento perfurado, expresso em graus por 30 metros. Veja a Figura 15.

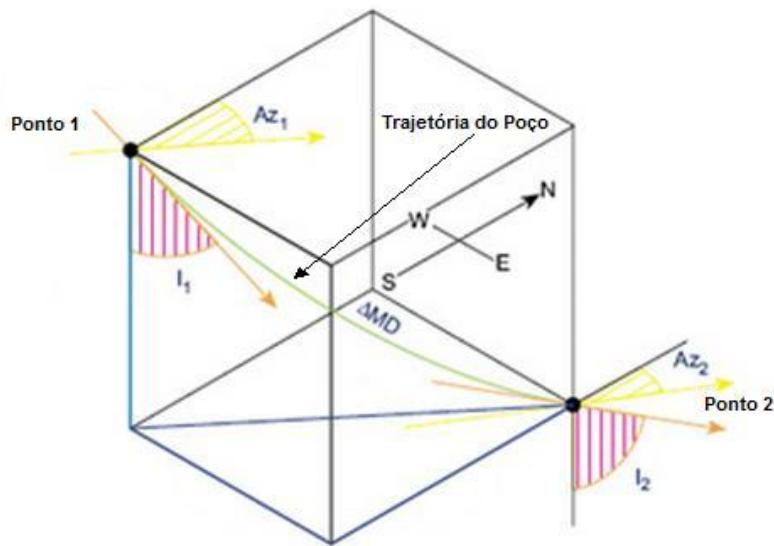


Figura 15– Visualização do dogleg e dogleg severity
Fonte: www.drillingformulas.com.

Onde:

MD = Profundidade medida entre os pontos 1 e 2;

I₁ = Inclinação do vetor tangente ao ponto 1;

I₂ = Inclinação do vetor tangente ao ponto 2;

A_{Z1} = Azimute no ponto 1;

A_{Z2} = Azimute no ponto 2;

A equação da DLS (Dogleg Severity) é representada a seguir:

$$\text{DLS} = \left\{ \cos^{-1} [(\cos I_1 \times \cos I_2) + (\sin I_1 \times \sin I_2) \times \cos(A_{Z2} - A_{Z1})] \right\} \times \frac{100}{MD} \quad (2)$$

O) Raio de curvatura (r):

É o raio dos arcos de circunferências presente nos cálculos dos trechos de seção de ganho de ângulo (*buildup*) e perda de ângulo (*drop off*)

P) Giro da broca (*bit walk*):

É a tendência natural da broca de perfuração de se desviar na direção lateral durante a perfuração, por forças de desiguais resistências do meio rochoso.

Q) Ângulo guia (*lead angle*):

É o ângulo formado entre a direção do objetivo e a direção para qual a face deflectora da ferramenta (*tool face*) aponta no inicio do trecho da seção de ganho de ângulo (*buildup*).

2.3 CLASSIFICAÇÃO DE POÇOS DIRECIONAIS

2.3.1 Quanto ao Raio de Curvatura

Os poços direcionais podem ser classificados quanto ao raio de curvatura, como sendo de: raio longo, médio, intermediário e curto. Como a taxa de ganho de ângulo (*buildup rate*) é considerada constante ao longo da seção de ganho de ângulo (*buildup*), o resultado é um arco de círculo com um determinado raio de curvatura “r”. A expressão de “r” segue abaixo:

$$r = \frac{360 \times K}{2 \times \pi \times BUR} \quad (3)$$

Onde os valores a serem introduzidos na equação (2) seguem a regra:

Para K=30; → r= metros; → BUR=graus por 30 metros.

Para K=100; → r=pés; → BUR=graus por 100 pés.

A Figura 16 mostra as trajetórias de um poço de acordo com o raio de curvatura. A Tabela 1 mostra valores típicos de BUR para cada tipo de poço.

Tabela 1 – CLASSIFICAÇÃO DA TRAJETÓRIA QUANTO AO RAIO

Classificação	<i>Buildup Rate (BUR)</i> em (°/30 metros)	Raio (m)
Raio longo	2 a 8	215 a 859
Raio médio	8 a 30	57 a 215
Raio intermediário	30 a 60	29 a 57
Raio curto	60 a 200	9 a 29

Fonte: Rocha et al (2008).

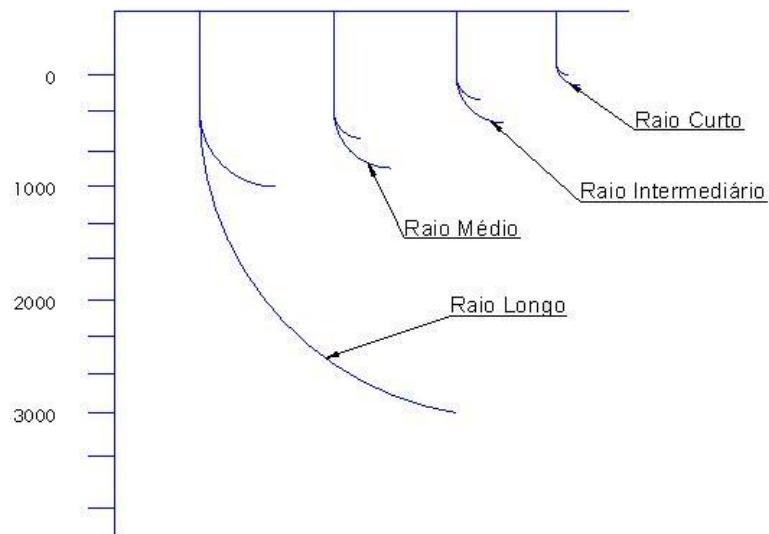


Figura 16 - Trajetórias de raio curto, intermediário, médio e longo
Fonte: O autor

2.3.2 Quanto ao Afastamento do Objetivo

Os poços são classificados como convencionais, de grande afastamento ou ERW (*extended reach well*) e de afastamento severo ou S-ERW (*severe extended reach well*).

2.3.3 Quanto ao Giro

Os poços podem ser classificados como aqueles que ficam em um único plano (2D- bidimensional) ou os que cortam vários planos (3D- Tridimensional), conhecidos como poços *designer wells*, mostrado na Figura 17.

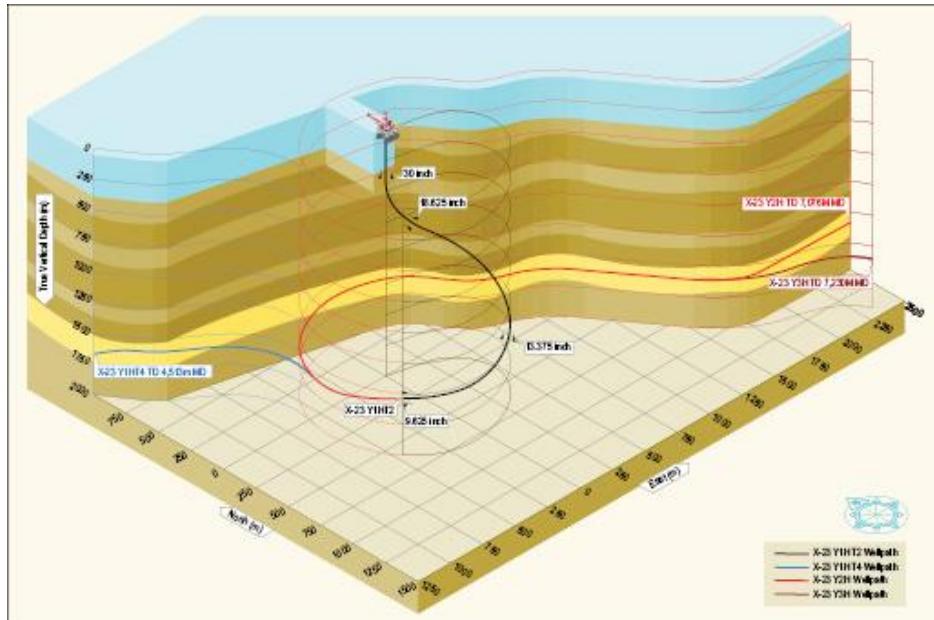


Figura 17– Poço *designer well* (3D)
Fonte: <http://www.drillingcontractor.org>

2.4 SISTEMAS DE REFERÊNCIA

A equipe de perfuração localiza o poço direcional e se orienta na superfície terrestre através de coordenadas obtidas por meio de sistemas de referência.

As coordenadas geográficas são provavelmente o tipo de representação mais comum, pelo fato de simplificadamente poder localizar um ponto na superfície terrestre pelo cruzamento de duas linhas imaginárias, separadas por intervalos regulares e medidas em graus: latitude (ou paralelos) e longitude (ou meridianos).

Longitudes (ou meridianos) são linhas circulares que correm ao redor da superfície terrestre, passando pelos polos geográficos Norte e Sul. Já as latitudes (ou paralelos) são linhas paralelas ao equador com distância medida em graus (0° a 90°) a partir da Linha do Equador, que é definida como a linha gerada pela interseção do plano que divide o eixo de rotação da terra em duas metades e a superfície terrestre.

Segundo Rocha et al (2008) os sistemas de referência mais empregados na industria de petróleo são os sistemas de referência geodésicos. As coordenadas geradas por esses sistemas de referência são apresentadas de duas formas: em superfícies esféricas, denominada de coordenadas geodésicas, ou em superfícies

planas, denominadas de projeção. A projeção Mercator Transverso (Universal Transverse Mercator- UTM) é a mais utilizada para confecção de mapas no Brasil, sendo amplamente difundida no segmento de perfuração de poços direcionais.

No método de projeção UTM, a superfície do esferoide escolhido para representar a terra está envolto por um cilindro que toca a esferoide ao longo de um meridiano previamente escolhido.

Pelo fato dos meridianos convergirem para os polos norte e sul, não formam um sistema de grade retangular (*rectangular grid system*) quando seções do globo são projetadas em uma superfície plana. A grade retangular formada sobre a superfície plana do mapa é composta por linhas cuja direção é especificada pelo meridiano previamente escolhido no método, que é o Meridiano de Greenwich. À medida que se caminha em direção aos pólos, as distorções no mapa obtido pelo método aumentam, isto é, as linhas que compõem a grade retangular se distanciam cada vez mais dos meridianos, distância medida pelo ângulo “ a ” na Figura 18. Portanto, o método não é indicado para latitudes acima de 84°norte e 80° sul.

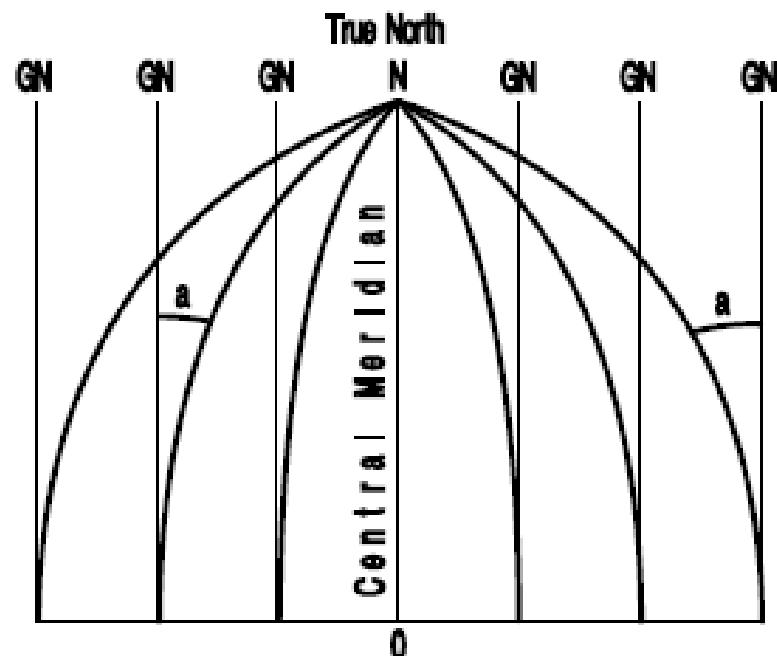


Figura 18– Relação entre o norte verdadeiro (N) do globo e o norte da grade retangular (grid north-GN)

Fonte: Inteq/Baker Hughes (1995)

O mapa é composto por zonas de 6° de largura cada, delimitadas pela grade retangular, que representam projeções de seções do globo terrestre. O mapa é dividido em 60 zonas, de modo que as zonas são numeradas de 0 a 60 com a zona 31 contendo o Meridiano de Greenwich à esquerda e o meridiano de $6^{\circ}W$ à direita. Cada zona é então subdividida em setores de 8° de largura começando pelo equador até 84° norte e 80° sul. Os setores são nomeados por letras de C até X (excluindo I e O).

Cada setor é identificado pelo numero da zona e por uma letra, conforme se mostra na Figura 19.

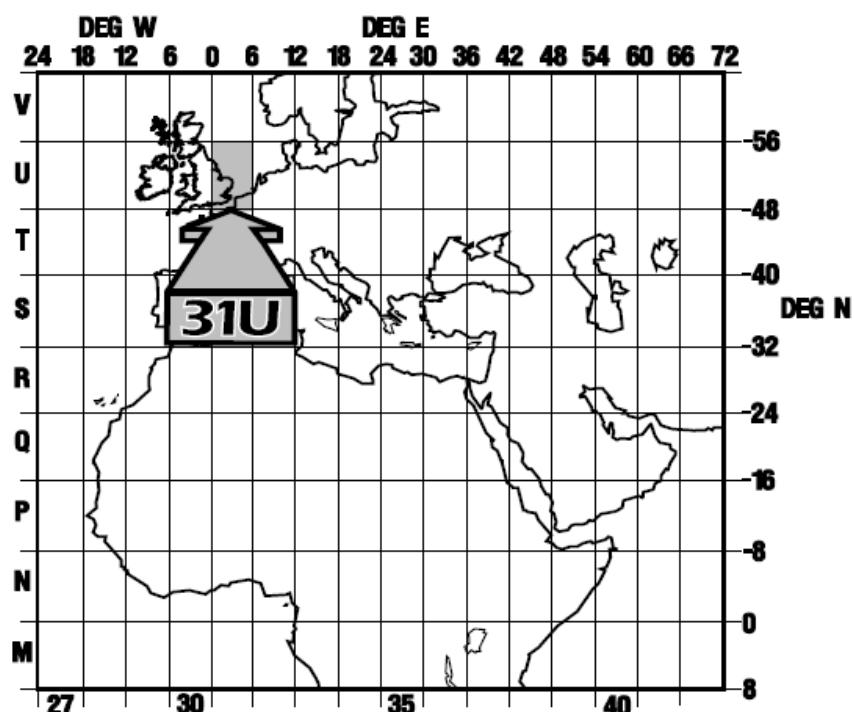


Figura 19– Identificação dos setores
Fonte: Inteq/Baker Hugues (1995).

As coordenadas UTM norte (*northing*), que é medida de leste para oeste e corresponde grosseiramente à longitude, e leste (*easting*), que é caracterizada por uma medida norte para sul e corresponde grosso modo à latitude são estabelecidas para cada zona, de acordo com a Figura 20:

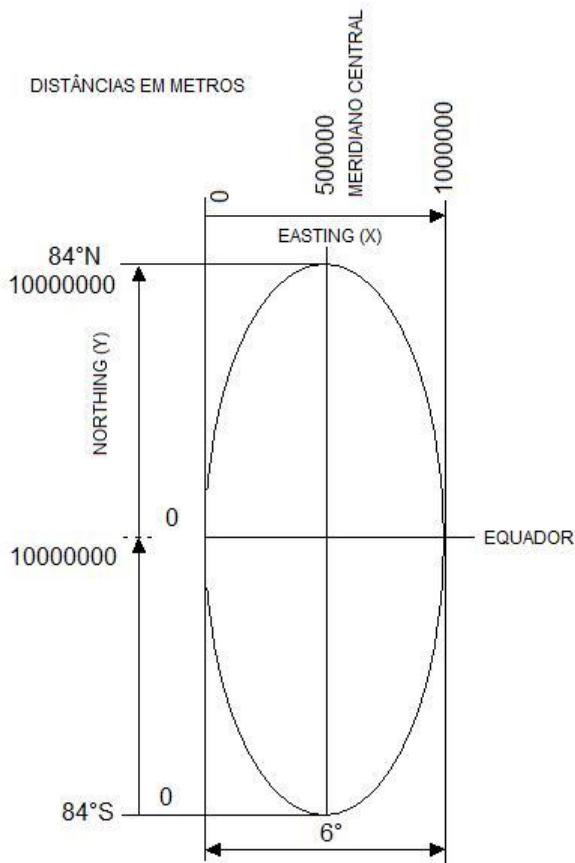


Figura 20– Intervalo de valores *northing* e *easting* para cada zona UTM
Fonte – O autor.

As operações diárias de perfuração direcional necessitam de sistemas de referência mais específicos e menos abrangentes que os sistemas de referência global ou oficial descritos anteriormente. Os sistemas locais de referência são aplicados com frequência para localizar o(s) reservatório(s) em relação à plataforma de perfuração. Em geral, os sistemas locais de referência tem sua origem posicionada em um ponto já identificado em um sistema de referência global ou oficial (Figura 21).

São utilizados principalmente na formulação da trajetória do poço a partir de dados provenientes de moderno equipamento de registro direcional como MWD, que será devidamente explicado no Capítulo 3. Os sistemas locais mais empregados na Indústria do Petróleo são aqueles baseados em coordenadas cartesianas ou em coordenadas polares.

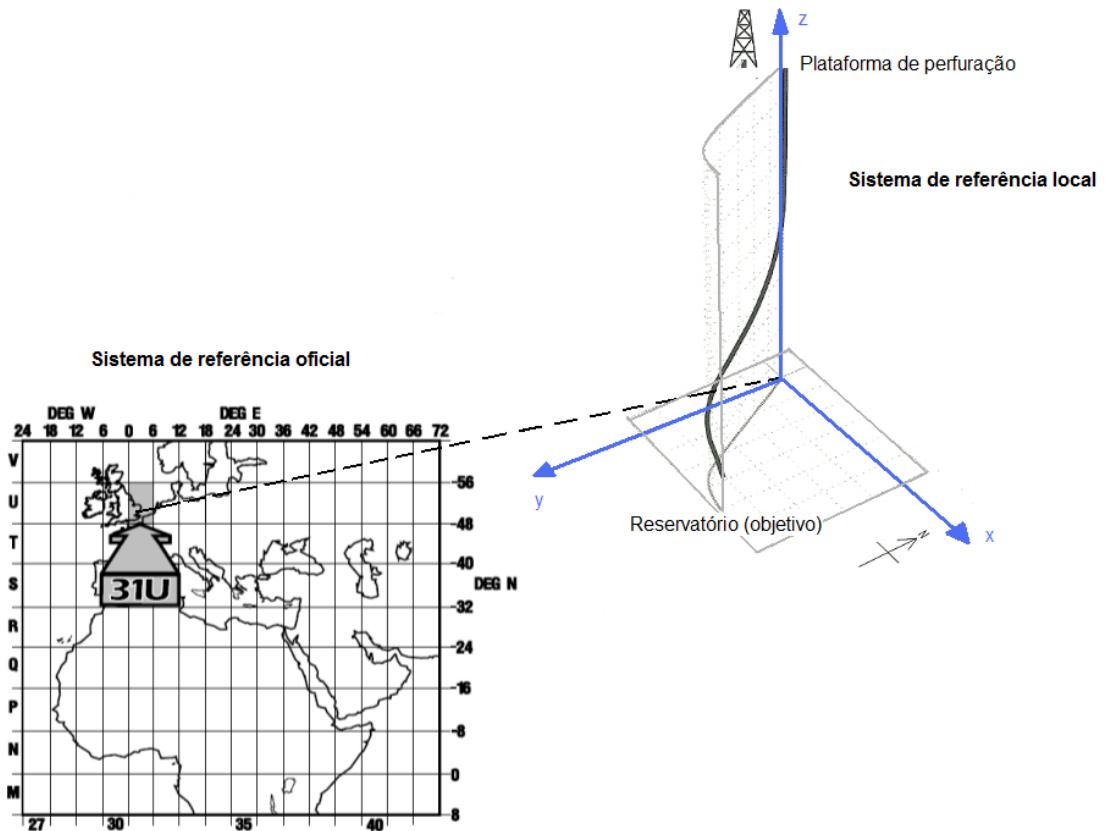


Figura 21 – Sistema de referência local associado a um sistema de referência oficial
Fonte – O Autor.

2.5 PLANEJAMENTO DA TRAJETÓRIA DIRECIONAL DO POÇO

Um planejamento direcional se faz necessário para o sucesso da perfuração de um poço direcional. O planejamento engloba a definição de trajetória direcional, análises técnicas para definir a coluna de perfuração adequada e uma equipe multidisciplinar composta por geólogos, técnicos de perfuração, de completação, entre outros; tudo isso a fim de que sejam feitas pesquisas sobre as melhores práticas de operação para se perfurar na região desejada.

A trajetória direcional tem como objetivo primordial atingir o poço com objetividade; existem, entretanto, dificuldades relacionadas à perfuração de certas formações no subsolo, assim como riscos de colisão com outro poço já perfurado, que também influenciam na escolha da trajetória mais apropriada para o poço direcional. Obviamente, tenta-se reduzir ao mínimo as dificuldades e riscos na perfuração de poços direcionais, mas sempre se deve considerar a exequibilidade da perfuração.

Simuladores de torques, de arrasto e de hidráulica são capazes de indicar a viabilidade de execução de operações de descida ou rotação de uma coluna de perfuração, bem como a possibilidade ou não de assentamento de uma coluna de revestimento. Assim, as simulações prévias auxiliam na construção da coluna de perfuração, isto é, ajudam a definir qual tipo de composição de coluna de fundo é mais adequada para execução da trajetória direcional do poço. Por exemplo, existem diferentes tipos de composição de coluna de fundo (BHA) para diferentes finalidades, tais como: BHA simplificada para ganho de ângulo, perda de ângulo e manutenção do ângulo da seção; BHA simplificada associada a um motor de fundo; e BHA empregada em modernos sistemas de perfuração como sistema de perfuração orientável e sistema rotativo de perfuração orientável (RSS). Todas essas composições de coluna de fundo serão devidamente detalhadas no Capítulo 3.

Dessa forma, o planejamento de poços direcionais deve ser alimentado com estudos prévios e dados básicos de modo a evitar possíveis falhas de projeto, que podem implicar em grandes prejuízos financeiros.

Finalmente, deseja-se apresentar logo a seguir os dados básicos para planejar a trajetória direcional do poço, e os fatores que influenciam nesse planejamento. Mostram-se também os tipos mais comuns dessas trajetórias.

2.5.1 Dados Básicos

De acordo com Rocha et al (2008), os dados básicos, necessários para a realização do projeto direcional do poço, variam de acordo com o tipo de poço que se está planejando, isto é, se é exploratório ou de desenvolvimento. A seguir, são mostrados alguns dados que são normalmente levados em consideração para os seguintes tipos de poço:

A) Poços exploratórios:

Coletam-se informações relativas à geologia da área, como seção geológica, pressões esperadas, objetivos, riscos geológicos (*geohazards*) e fluidos do

reservatório esperados. Coletam-se também dados referentes à trajetória direcional, como afastamento, direção base do objetivo, profundidade vertical e taxa de ganho de ângulo.

B) Poços de desenvolvimento:

Os dados básicos relacionados a esse poços reúnem informações como espaçamento entre poços ou layout submarino, seção geológica, tipos de fluidos a serem produzidos, pressões esperadas, tipo de completação, número total de poços, possibilidade de se perfurar e produzir ao mesmo tempo, entre outras informações.

2.5.2 Tipos de Trajetória Direcionais

Serão retratados a seguir, os quatro tipos de trajetória direcionais que são perfuradas para atingir o objetivo. As trajetórias bidimensionais do tipo I (*build-hold*) e do tipo II ou “S”, trajetória de poços horizontais e trajetória tridimensional complexa (*designer wells*).

2.5.2.1 Trajetória Tipo I (*Build-Hold*)

Essa trajetória é composta por três seções: seção vertical finalizada pelo KOP (*kickoff point* - ponto inicial do desvio orientado do poço, vide letra H do item 2.2 das Definições Básicas), seção de ganho de ângulo e um trecho tangente (*slant*) opcional, conforme pode ser visualizado na Figura 22. Caracteriza-se pelo fato de o poço penetrar o objetivo com um ângulo igual ao ângulo máximo da seção de ganho de ângulo (θ).

Vale a pena comentar que existem trajetórias tipo I com KOP raso, que se caracterizam por apresentar pequenas profundidades verticais do KOP, e com KOP profundo, que representam trajetórias com grandes profundidades verticais do KOP. Na Figura 22, visualiza-se uma trajetória tipo I com KOP raso.

Geralmente se deseja posicionar o KOP em profundidade rasa, pois minimiza a taxa de ganho de ângulo (*buildup rate*) e o ângulo máximo da seção de ganho de ângulo (θ). Ademais, com o aumento da profundidade, os sedimentos ficam mais consolidados, o que dificulta a orientação das ferramentas defletoras, dificultando a perfuração de poços tipo I com KOP profundos, cuja característica é seções de ganhos de ângulos (*buildup*) profundos.

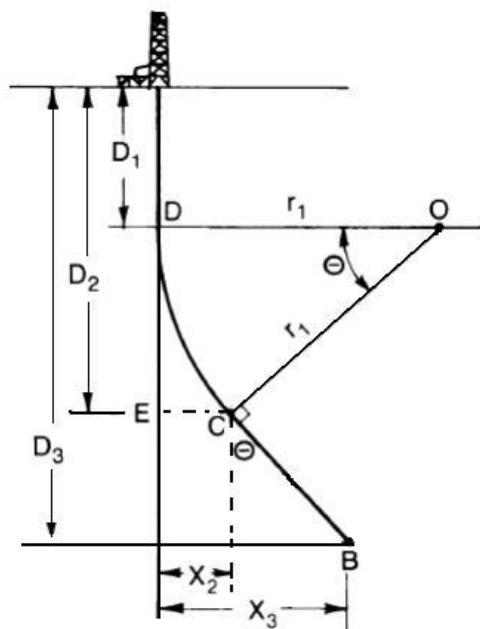


Figura 22– Visualização da trajetória tipo I (*build-hold*)
Fonte: Bourgoyne et al, 1984 , modificado.

Onde:

D_1 = profundidade vertical do KOP;

D_2 = profundidade vertical do EOB;

D_3 = profundidade vertical do objetivo;

X_2 = afastamento do EOB;

X_3 = afastamento do objetivo;

Θ = ângulo máximo do trecho reto (slant);

r_1 = raio de curvatura;

2.5.2.2 Trajetória Tipo II

Segundo Rocha et al (2008), ela é composta basicamente de uma seção vertical finalizada pelo KOP raso, uma seção de ganho de ângulo (*buildup*), um trecho tan-

gente (*slant*), uma seção de perda de ângulo (*drop off*) e uma outra seção tangente final (*slant*) opcional. A trajetória tipo II pode ser subdividida em trajetória “S”, em que o poço perfurado penetra o objetivo verticalmente, e trajetória “S – modificado”, no qual o poço perfurado penetra o objetivo com um ângulo de inclinação menor que o máximo ângulo de inclinação da seção de perda de ângulo (θ). As trajetórias tipo II “S” e tipo II “S modificada” podem ser visualizadas na Figura 23.

Normalmente a trajetória tipo II é empregada para atingir objetivos múltiplos, para evitar falhas geológicas e para minimizar a inclinação do poço na zona que será fracturada durante a completação ou operações de desvios (*sidetracking*).

Essa trajetória visa reduzir o ângulo final de entrada no reservatório devido a limitações de objetivo. As desvantagens são a possibilidade de apresentarem problemas em operações de perfilagem³ devido a mudanças de inclinação e os riscos de prisão por “chavetas” ou “keyseat”.

As “chavetas” ou “Keyseat” são uma espécie de cavidade formada quando determinadas seções da coluna de perfuração que apresentam elevados ângulos de *Dogleg* exercem uma força grande o suficiente sobre a formação (aumento do torque e arrasto da coluna de perfuração) capaz de desgastá-la (vide Figura 24). Para melhor compreensão, as forças sobre a formação rochosa provêm de tensões na coluna de perfuração que agem de maneira a retificar a forma encurvada dessa coluna quando se é girada no interior do poço.

O aprisionamento da coluna de perfuração advém do fato das cavidades ou “chavetas” restringirem o retorno da broca, o que impede a realização da operação de manobra, que seria recolhimento da coluna de perfuração para a substituição da broca desgastada.

³ De acordo com Thomas et al (2001), a operação de perfilagem representa a captura de perfis elétricos para obtenção de uma imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, etc.).

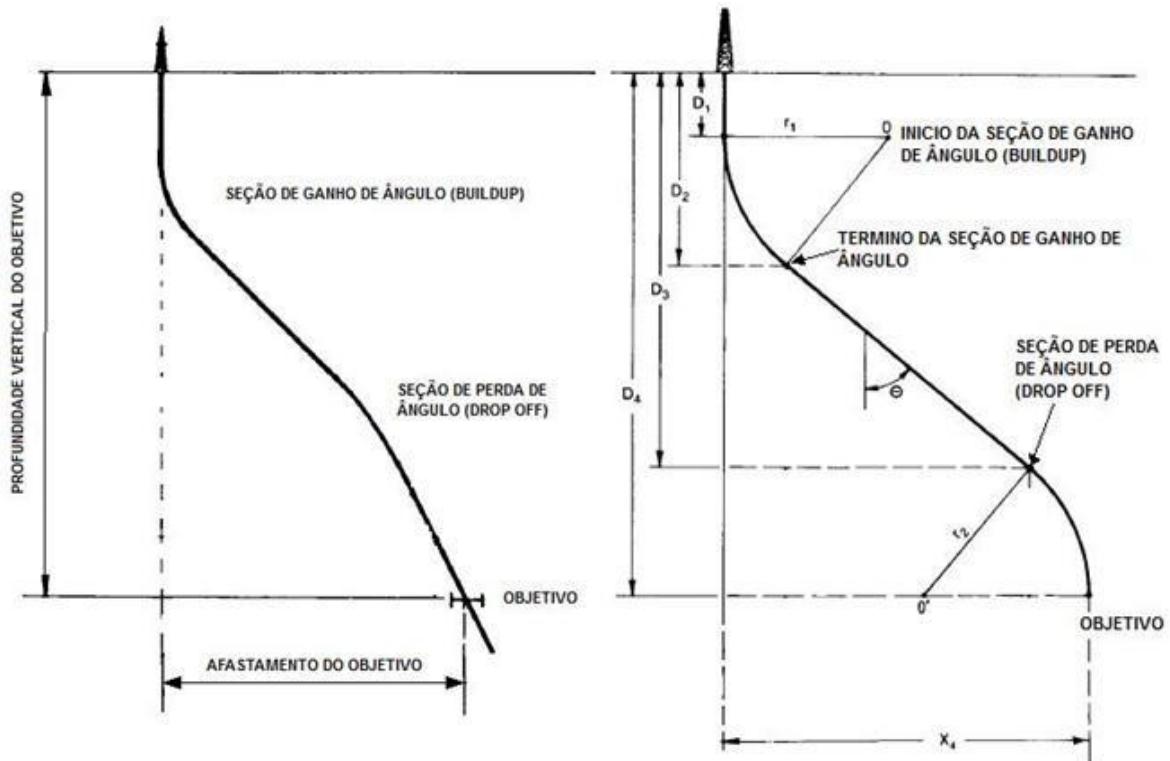


Figura 23– Visualização das trajetórias tipo II “S” (direita) e tipo II “S modificado” (esquerda)

Fonte: Bourgoyne et al, 1984, modificada.

Onde:

D_1 = profundidade vertical do KOP;

D_2 = profundidade vertical do final da seção de ganho de ângulo (*buildup*);

D_3 = profundidade vertical da seção de perda de ângulo (*drop off*);

D_4 = profundidade vertical do objetivo;

X_4 = afastamento do objetivo;

r_1 = raio de curvatura da seção de ganho de ângulo (*buildup*);

r_2 = raio de curvatura da seção de perda de ângulo (*drop off*).

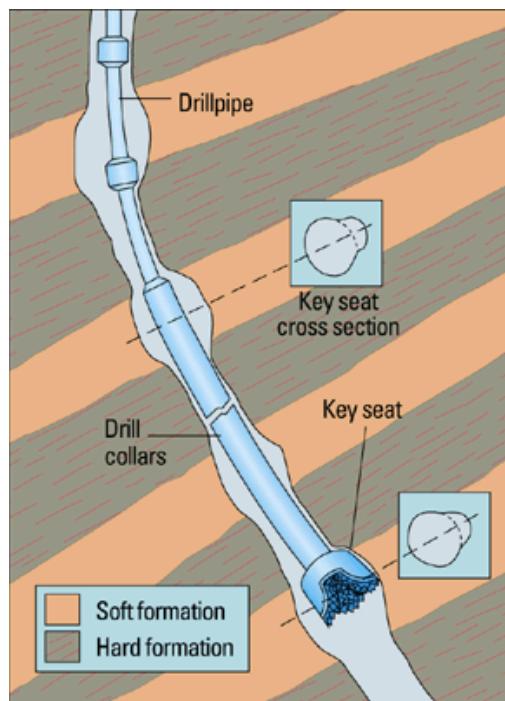


Figura 24– Visualização da chaveta que pode ocasionar prisão da coluna de perfuração
Fonte – O autor.

2.5.2.3 Trajetória Tridimensional Complexa (*Designers Wells*)

De acordo com Rocha et al (2008), a trajetória classificada como tridimensional complexa (*designer well*) apresenta as mesmas características básicas da trajetória tipo II com um adicional que as seções de ganho de ângulo (*buildup*) e as seções de perda de ângulo (*drop off*) podem apresentar giros, o que confere a característica tridimensional da trajetória (vide Figura 17).

Essa trajetória é normalmente empregada nas seguintes situações: o posicionamento da plataforma é restrito, não possibilitando o alinhamento da cabeça do poço com o objetivo em um plano vertical, e quando se deseja reduzir as linhas de produção por motivos econômicos e/ou técnicos, através da extração de petróleo de múltiplos reservatórios com um único poço e, consequentemente, com uma única linha de produção.

As desvantagens do emprego da trajetória tridimensional complexa (*designer well*) são duas: o aumento dos problemas mecânicos durante as fases de perfuração e completação e o grande arrasto gerado pela fricção da coluna de perfuração com a parede do poço, devido às constantes mudanças de ângulo do poço.

2.5.3 Importantes Características Envolvendo o Planejamento Direcional

A seção a seguir lista alguns aspectos e problemas comuns na perfuração direcional. Ressalta-se que grande parte dos problemas estão relacionados a poços mais complexos, como os de grande afastamento (ERW), os de trajetória tridimensional complexa (*designer well*) ou poços direcionais perfurados em laminas d'água profundas.

2.5.3.1 Especificação da Sonda

Durante a fase de planejamento do poço direcional, há necessidade de se especificar a sonda de perfuração, sendo ela função das características do poço definido pelo projeto, com exceção dos poços exploratórios, visto que se empregam poços verticais ou direcionais simplificados devido à falta de informação sobre o local perfurado.

Para que seja feita a correta seleção da sonda de perfuração e dos equipamentos que as constituem, consideram-se:

A) Capacidade de carga:

Poços direcionais, devido à existência de seções inclinadas, tendem a apresentar grande arrasto gerado pelo atrito da coluna de perfuração na parede do poço e, consequentemente, necessitam de elevados torques para rotacionar a coluna.

B) Capacidade do sistema de circulação:

Elevadas vazões são importantes para garantir a limpeza de seções do poço com inclinação acentuada. Além do mais, à medida que se aumenta a profundidade do poço, maiores são as perdas de carga, implicando em pressões de bombeio do fluido de perfuração cada vez maiores, para garantir a estabilidade do poço, a sua limpeza e o possível acionamento de equipamentos as-

sociados à composição de coluna de fundo (BHA) como o motor de fundo, que será explicado mais a frente.

C) Estado de conservação da coluna de perfuração:

Ela deve ser mantida em excelentes condições de trabalho, visto que é constantemente submetida a esforços intensos.

D) Potência dos geradores da sonda:

O correto dimensionamento da potência dos geradores é importante para a execução de operações como retirada da coluna, bombeio de fluido e rotação da mesa rotativa em poços direcionais, podendo ocorrer simultaneamente.

2.5.3.2 Fluido de Perfuração

Segundo o Manual de Fluidos de Perfuração da Inteq/Baker Hughe (2006), o fluido de perfuração representa um importante componente do processo de perfuração direcional que pode determinar o seu sucesso ou o fracasso.

O custo de se explorar reservas de hidrocarbonetos é consideravelmente maior quando se tratam de poços marítimos (*offshore*) de lâminas d'água profundas e ambientes hostis, que seriam reservatórios de óleo contaminado com H_2S , CO_2 , etc. Basicamente, a efetividade do fluido de perfuração é avaliada pela sua representatividade no custo de perfuração do poço.

Os poços descritos no parágrafo anterior exigem a utilização de fluidos de alto desempenho. Tais fluidos têm suas principais propriedades controladas durante as operações de perfuração para que mantenham a alta performance no referido processo. São avaliados os seguintes itens: a densidade, viscosidade, forças géis⁴, filtrado (parcela de fluido que adentra a parede do poço carregando particulados capazes de vedar seus poros e impermeabilizar a parede), teor de sólidos, alcalinidade, potencial hidrogeniônico (pH), teor de cloretos ou salinidade, teor de

⁴ Segundo Rabia H. (s.d.), a força gel é uma propriedade do fluido de perfuração que quantifica o comportamento tixotrópico do fluido, avaliando a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo e a resistência desse fluido para reiniciar o fluxo quando em repouso.

bentonita⁵ ou sólidos ativos e resistência elétrica. Todos influenciam a limpeza do poço, a estabilidade das formações, as perdas de carga, dentre outras propriedades.

As principais funções do fluido de perfuração são: promover a estabilidade das paredes do poço, respeitando as propriedades químicas e exercendo uma pressão hidrostática nas formações, o que evita *Kicks* e o colapso do poço; remover os cascalhos gerados na perfuração, sendo esta função influenciada pela velocidade do fluido de perfuração no anular, o tamanho, a forma e o peso dos cascalhos, e a densidade do fluido; resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca; garantir a suspensão do cascalho mesmo quando não houver bombeio; transmitir potência hidráulica à broca e ao motor de fundo, e transmissão de dados provenientes do fundo do poço à superfície.

Segundo Thomas et al (2001), a classificação dos fluidos de perfuração é feita em função de sua composição, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Logo, os fluidos são classificados em fluidos à base d'água e fluidos à base de óleo.

A) Fluidos à base de água:

Thomas et al (2001) afirmam que a água no fluido de perfuração pode ser: doce (com salinidade inferior 1000 ppm de NaCl equivalente), dura (presença de sais de cálcio e magnésio em concentração suficiente para alterar o desempenho dos aditivos químicos), e salgada (com salinidade superior a 1000 ppm de NaCl).

A principal função da água é promover a dispersão de argilas e polímeros, que por sua vez influenciam a viscosidade do fluido e seu limite de escoamento, as forças géis e o filtrado em valores compatíveis para que o fluido tenha uma boa taxa de remoção de cascalhos e capacidade de estabilização do poço.

⁵ Para Thomas et al (2001), Bentonita é um tipo de argila utilizado como aditivo para aumentar a viscosidade do fluido de perfuração.

Os fatores cruciais na escolha da água de preparo são: disponibilidade, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, aditivos que estarão presentes no fluido, custo de transporte e tratamento, entre outros.

Os fluidos à base de água são subclassificados em: fluidos não inibidos, fluidos inibidos, fluidos com baixo teor de sólidos e fluidos emulsionado com óleo (vide Figura 25).

Os fluidos não inibidos são empregados na perfuração das camadas rochosas superficiais, composta na maioria das vezes de sedimentos inconsolidados. Dispensa-se tratamento químico na água devido ao caráter inerte das rochas superficiais. Já os fluidos inibidos são tratados quimicamente com eletrólitos e/ou polímeros a fim de reduzir a atividade da rocha, que é dita ativa quando reage quimicamente com a água, tornando-se plástica, expansível, dispersível ou até solúvel. Existem, também, inibidores físicos que se adsorvem sobre a superfície da formação e impedem o contato direto com a água.

Os fluidos à base de água com baixo teor de sólidos são empregados para aumentar a taxa de penetração da broca e os emulsionados reduzem a densidade do fluido para evitar a perda de circulação em zonas de baixa pressão de poros.

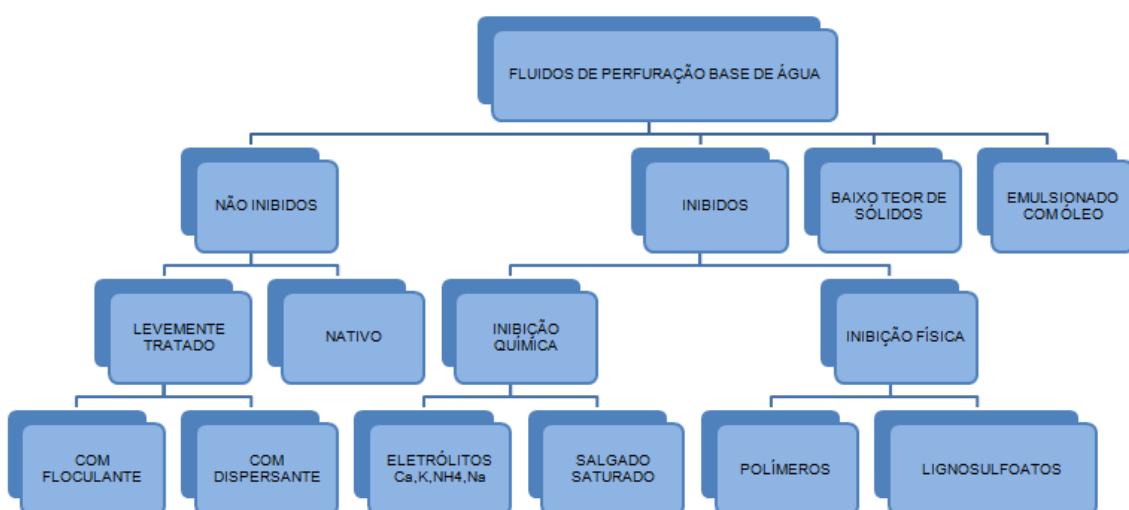


Figura 25– Classificação dos fluidos de perfuração à base de água.
Fonte – O autor.

B) Fluidos à base de óleo:

Os fluidos de perfuração à base de óleo são compostos com uma fase contínua ou dispersante de óleo e uma fase descontínua composta por gotículas de água ou solução aquosa. Os fluidos podem ser emulsão inversa, cujo teor de água é de 10% a 45%, e emulsão água/óleo (teor de água menor que 10%).

As principais características desses fluidos são: grau de inibição elevado em relação às rochas ativas, baixíssima taxa de corrosão, grau de lubricidade elevado, amplo intervalo de variação de densidade (0,89 a 2,4) e baixíssima solubilidade de sais inorgânicos. Graças a essas características, o fluido de perfuração à base de óleo oferece grande êxito na perfuração de poços de alta pressão e temperatura, de formações salinas (pré-sal), formação com baixa pressão de poros, entre outros.

Entretanto, algumas desvantagens são identificadas como dificuldade de detecção de *kicks* de gás devido à alta solubilidade na fase contínua, menores taxas de penetração, maiores graus de poluição e alto custo inicial.

2.5.3.3 Limpeza do Poço

O correto dimensionamento do sistema de bombeio de fluido e a correta estimativa das perdas de carga influenciam no sucesso e no desempenho do processo de perfuração, visto que o fluido necessita de pressão e vazão suficiente para realizar a limpeza do poço, de modo que os cascalhos sejam devidamente removidos ou assentados no leito do poço, para que não prejudiquem o andamento da perfuração.

Vale apena ressaltar que o poço direcional é composto de seções inclinadas e é de suma importância mantê-las adequadamente limpas para a realização de operações normais de perfuração como manobras completas, que seria a retirada (*tripping*) e a descida da coluna de perfuração, ou meia manobra, que é caracterizada pela execução somente da descida ou da retirada (*tripping*) dessa coluna. Na meia manobra,

subentende-se que o poço está pronto para produção ou então numa fase de completação parcial do mesmo.

Segundo Rocha et al (2008), pode-se analisar a limpeza do poço para três faixas de inclinação apresentadas a seguir:

Para poços com ângulos entre 0° e 45° , a limpeza não é função somente da vazão, mas também do limite de escoamento e da viscosidade do fluido. Ao desligar as bombas, o cascalho mantém seu movimento ascendente devido às propriedades gelificantes do fluido, embora alguma deposição possa ocorrer com o tempo.

Em poços com inclinações na faixa de 45° a 65° , a limpeza é função não apenas do limite de escoamento e da viscosidade, mas também da inclinação do poço. Nesses poços, o carregamento de cascalho não ocorre uniformemente por todo anular. Há uma disposição de cascalho na parte inferior, gerando uma espécie de “duna” que se move lentamente em direção à superfície e, quando se desligam as bombas, pode haver o desmoronamento dessas “dunas” de cascalho, o que leva ao aprisionamento da coluna.

Para poços com ângulos na faixa de 65° a 90° , os cascalhos formam impreterivelmente um leito na parte baixa do poço, enquanto que o fluido escoa na parte superior, fazendo-se necessário a movimentação da coluna de perfuração para causar uma agitação nos cascalhos e os colocarem no fluxo ascendente do fluido. Uma possível parada na bomba propicia a deposição crescente de cascalho na parte inferior do poço, formando um leito contínuo e longo, o que atrapalha a retirada da coluna de perfuração (*tripping*).

De acordo com Mims et al (1999), o planejamento do poço direcional deve considerar que os sistemas que compõem a perfuração estão inter-relacionados no que diz respeito a uma boa limpeza do poço. Não se pode simplesmente modificar a broca ou o BHA ou o fluido ou mesmo os parâmetros de perfuração como inclinação e taxa de perfuração sem considerar que cada um desses elementos não interfira no desempenho do outro.

A limpeza de seções do poço com grandes diâmetros, situados entre $12\frac{1}{4}$ " e $17\frac{1}{2}$ ", é crítica devido ao regime de fluxo na seção apresentar menor velocidade na parte inferior das paredes, o que leva a adotar métodos não convencionais, como a remoção mecânica dos cascalhos por rotação da coluna.

A rotação da coluna de perfuração é realizada com intuito de mover os detritos da parte inferior para a parte superior do poço, de maneira a colocá-los no fluxo do fluido para que sigam em direção à superfície. Segundo Mims et al (1999), para poços ERW a rotação deverá ser de pelo menos 120 rpm, sendo que a faixa ideal é de 150 a 180 rpm, a depender do tipo de broca ou das características de fadiga do BHA. A limitação de rpm por fatores diversos pode ser compensada com um aumento do diâmetro dos tubos de perfuração, o que aumenta a velocidade do anular.

Assim como a rotação da coluna, existem outros fatores que influenciam na eficiência do transporte do cascalho, como a vazão de bombeio e reologia do fluido de perfuração.

A vazão de bombeio deve ser a maior possível para haver uma satisfatória remoção dos detritos. Entretanto, o gradiente de fratura da formação limita as perdas de carga no anular, que restringe o valor permitido de vazão para o poço, e grandes vazões podem erodir as paredes do poço. A Tabela 2 fornece alguns valores de vazão para alguns diâmetros de poço.

Tabela 2– VALORES TÍPICOS DE VAZÃO E TAXAS DE PENETRAÇÃO PARA DIFERENTES DIÂMETROS DE POÇO

Diâmetro do Poço	Vazões Desejáveis	Mínimas Vazões associadas às Taxas de Perfuração
$17\frac{1}{2}$ "	900 A 1200 [gpm]	800 [gpm] com ROP de 20 [m /h]
$12\frac{1}{4}$ "	800 a 1100 [gpm]	650-700 [gpm] com ROP de 10 - 15 [m/h] 800 [gpm] com ROP de 20 - 30 [m/h]
$9\frac{7}{8}$ "	700 a 900 [gpm]	500 [gpm] com ROP de 10 - 20 [m/h]
$8\frac{1}{2}$ "	450 a 600 [gpm]	350 a 400 [gpm] com ROP de 10 a 20 [m/h]

Fonte: Mims et al (1999).

A reologia do fluido de perfuração implicará o tipo de fluido (aquoso ou não aquoso). A meta dos estudos da reologia do fluido é desenvolver um fluido bombeável, que mantenha os cascalhos em suspensão, sobretudo na seção mais inclinada do poço, e ainda capaz de carreá-los até a superfície na porção vertical do poço. Caso seja aplicado, por exemplo, um fluido com peso específico elevado de mais para o poço que se deseja perfurar, poderá acarretar uma perda excessiva de carga no anular, o que leva um aumento na pressão de bombeio e uma possível fratura da formação. Em caso de subdimensionamento do peso específico, o fluido perderá a capacidade de carreamento dos cascalhos e não será capaz de limpar o poço efetivamente.

Para Rocha et al (2008), é possível ocorrer limitações na limpeza de poços em lâminas d'água profundas na altura do riser, que seria o trecho em catenária do leito do mar à plataforma. Faz-se necessário, por essa razão, a instalação de uma bomba denominada de *riser booster pump*, que fornece uma vazão adicional ao poço, para auxílio da limpeza dos detritos localizados dentro do *riser* próximo ao fundo do mar (vide Figura 26).

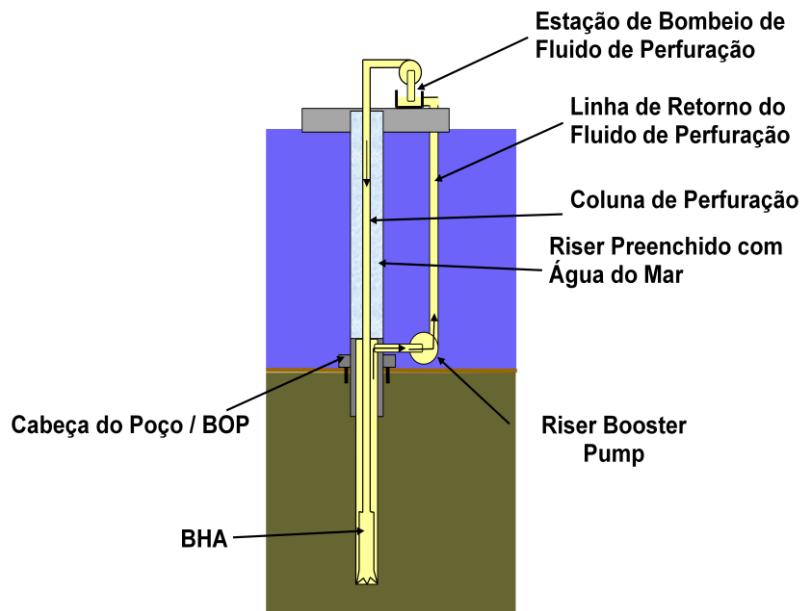


Figura 26– Esquema de funcionamento do *Riser Booster Pump* em perfuração de poços em lâminas de água profundas
Fonte – O autor.

2.5.3.4 Geopressões

Nas grandes profundidades do solo nas quais se perfuram poços, as tensões compressivas - as geopressões - são muito elevadas. Naturalmente, há um equilíbrio vigendo no meio apesar das elevadas magnitudes dos esforços. De certo modo, o fato de vigorarem preponderantemente elevadas tensões de compressão, que inibem o efeito das distorções, concorre para justificar a integridade do meio diante desses elevados esforços.

A escavação de um poço naturalmente altera esse equilíbrio. Não obstante a abertura de o poço vir acompanhada de altas pressões do fluido de perfuração é possível que o equilíbrio anteriormente vigente não seja restabelecido de modo satisfatório, seja pela ausência de esforços equilibrantes na parede do poço, seja por excesso de pressão fluidodinâmica.

O desenvolvimento de um projeto de geopressões é de essencial importância para alcançar o êxito na perfuração de um poço, visto que previne catástrofes como *blowout* ou *kicks*, prisão da coluna de perfuração, dentre outros problemas.

O termo geopressão está relacionado aos gradientes de pressão de poros, pressão de sobrecarga, pressão de falha por cisalhamento e pressão de falha por tração, comumente chamados, respectivamente, de pressão de fratura e pressão de colapso por Rocha et al (2008), que são a base para a construção de poços direcionais.

A decisão de renomear as pressões de fratura e de colapso veio após verificar que fratura e colapso são sinônimos, de acordo com a Mecânica dos Sólidos, e nomeiam fenômenos diferentes na Geofísica, o que pode conduzir à má compreensão do que é geopressão.

A pressão de poros é definida como a pressão do fluido contido no espaço poroso das rochas, sendo caracterizada pela porosidade, densidade, velocidade acústica e resistividade da rocha da formação.

A pressão de sobrecarga é vinculada à densidade das camadas sobrejacentes à formação rochosa analisada. Define-se como a soma do peso de cada uma das camadas acima do ponto analisado. Ela é expressa em termos de gradiente de pressão para desvinculá-la da profundidade. Considera-se a mesa rotativa como referência para o cálculo do gradiente.

A pressão de falha por tração, também expressa em termos de gradiente de pressão, representa a pressão que leva à ruptura da rocha por tração. Dessa forma, a falha estrutural do poço tanto pode ser induzida pelo emprego de fluido com baixo peso específico, como também pelo emprego de um fluido com elevado peso específico, isto é, se o dimensionamento do peso específico do fluido de perfuração não for feito corretamente. Entretanto, é mais comum ocorrer a falha estrutural do poço por sobredimensionamento do peso específico do fluido. As principais consequências operacionais são: desmoronamento parcial ou total da parede do poço e perda de fluido para a formação devido à propagação de fissuras na formação rochosa.

Já a pressão de falha por cisalhamento, expressa em termos de gradiente de pressão, é definida como a pressão que leva à ruptura da rocha por cisalhamento, sob tensões de compressão. A falha estrutural do poço por esse tipo de pressão advém tanto da utilização de fluido de perfuração com baixo peso específico, o qual provoca uma falha estrutural do poço por escassez de pressão fluidodinâmica, quanto da utilização de fluido com elevado peso específico, que determina uma falha estrutural do poço por excesso de pressão fluidodinâmica. Esse tipo de falha estrutural do poço causa deformação em seu diâmetro, o que pode acarretar o desmoronamento total ou parcial do poço, com possível aprisionamento da coluna.

Dessa forma, é necessário o conhecimento das pressões de sobrecarga, pressão de falha por tração, pressão de poros e pressão de falha por cisalhamento que atuam ao longo do poço para a determinação de suas respectivas curvas. Logo, delimita-se a janela operacional, representada pela região amarela, que definirá o peso específico do fluido de perfuração. Veja Figura 27.

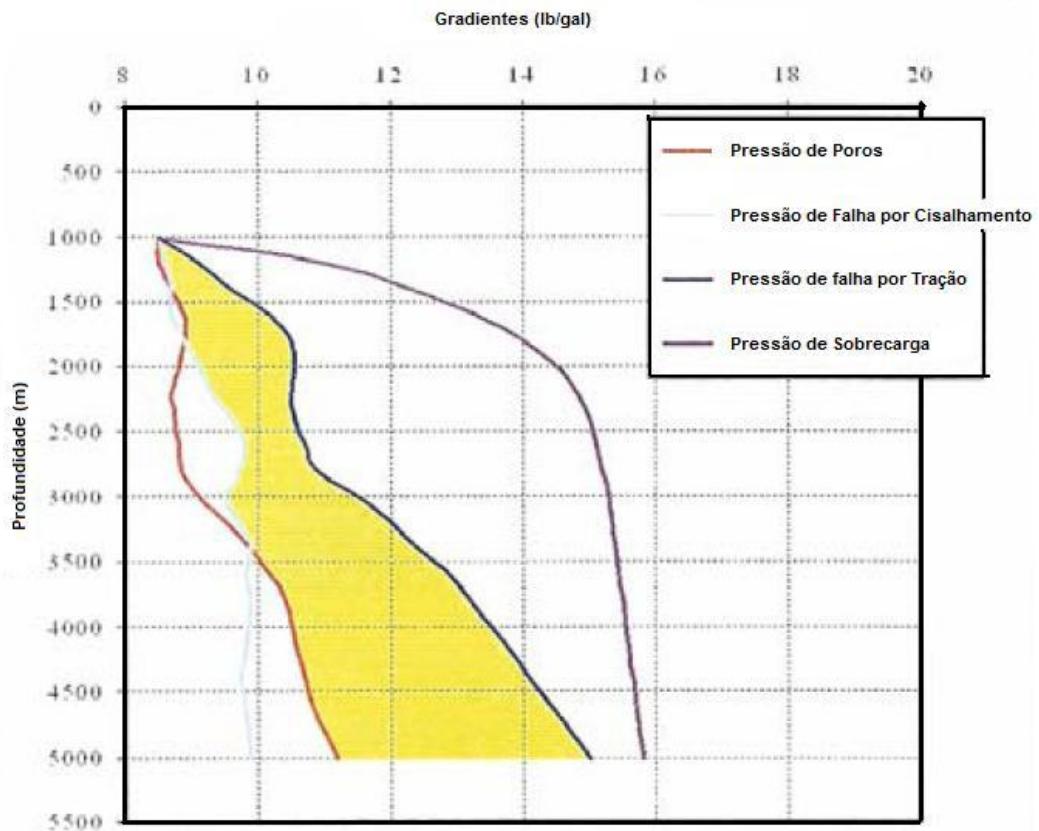


Figura 27- Janela operacional do peso específico do fluido de perfuração
Fonte: Pereira, Bruno César Murta (2007).

Agora, com um conhecimento prévio das geopressões e das categorias de falha estrutural do poço, será realizado um estudo mais detalhado dos modos de falha por efeito das geopressões.

O objetivo dessa análise é compreender como as tensões em um ponto na parede do poço perfurado se comportam e o que as levam a provocar a falha estrutura do poço. Para tanto, realiza-se um levantamento do estado de tensões no ponto. O círculo de Mohr possibilita uma visualização de como os componentes das tensões normais e de cisalhamento variam conforme o plano em que atuam esteja orientado em diferentes direções.

Os dois modos de falhas são comentados a seguir:

A) Pressão de falha por tração:

Numa análise preliminar para essa condição de falha, supõe-se que as rochas encontram-se num estado de tensões próximo ao estado hidrostático, em que

todas as faces de um paralelepípedo elementar estão na mesma condição de solicitação, comprimidas pela pressão p . O círculo de Mohr correspondente a essa condição degenera-se num ponto cuja coordenada é $(-p, 0)$. Nessa condição extrema não há tensão normal de tração e tensão de cisalhamento atuando em plano algum, conforme mostra a Figura 28.

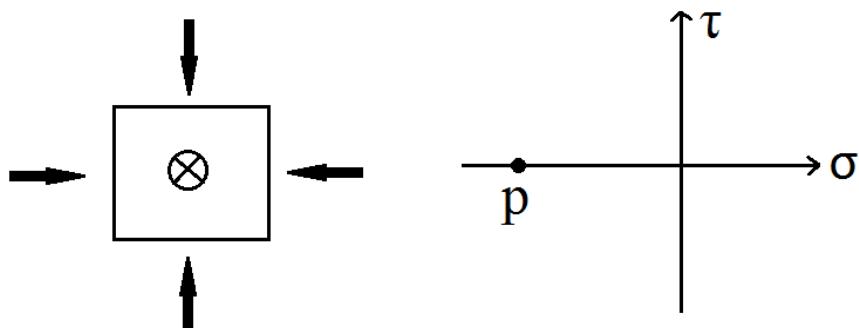


Figura 28 - Estado de tensão hidrostático.
Fonte – O autor.

Com a abertura do poço, no caso da ausência de pressão do fluido de perfuração, as paredes adjacentes ficam livres da pressão p e o estado de tensão gerado não mais é hidrostático.

Embora na superfície do poço as tensões normais sejam nulas, estudos experimentais demonstram que a abertura de um duto em meio a um corpo sólido sujeito a um estado hidrostático impõe tensões residuais radiais trativas σ_r de valor significativo nas regiões imediatamente próximas ao duto. Tais tensões se devem à tendência de fechamento do mesmo: as regiões mais afastadas “empurram” as regiões próximas do duto. Conforme é visualizado na Figura 29, o valor positivo dessas tensões normais naturalmente decai com distanciamento do canal, tornando-se negativo, correspondendo à compressão vigente no meio.

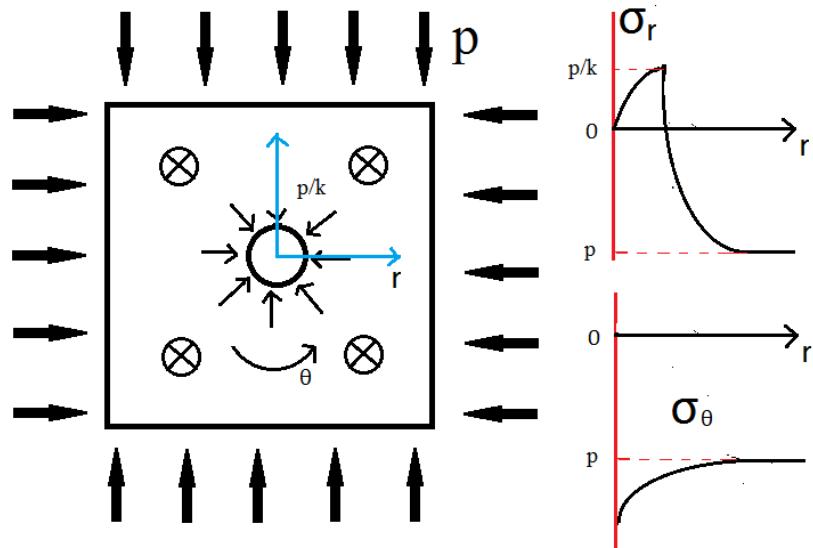


Figura 29- Formação de tensões trativas radiais nos planos perpendiculares à direção de perfuração.
Fonte – O autor.

Por outro lado, as tensões circunferenciais aumentam de valor na região adjacente ao duto, alterando a configuração inicial do círculo de Mohr, de forma a ampliar a tensão cisalhante máxima e a gerar tensões normais de tração, conforme mostra a Figura 30.

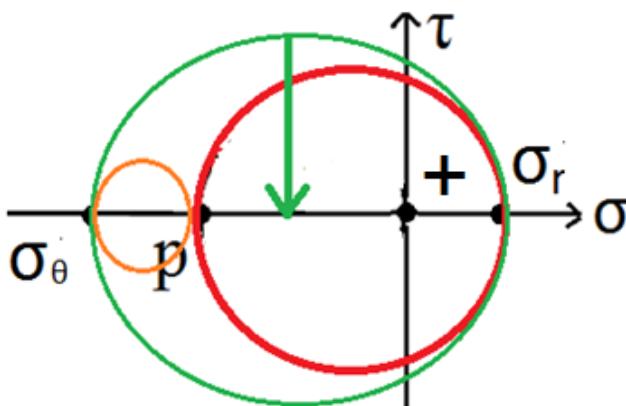


Figura 30 - Círculo de Mohr mostrando a formação de tensões radiais trativas.
Fonte – O autor.

Caso a intensidade da tensão radial trativa positiva ultrapasse o limite de resistência da rocha, há fratura, o que caracteriza uma falha estrutural por tensões de tração.

Ressalta-se que, na prática, a pressão na parede não é nula e, por conta da pressão do fluido, pode ser até superior à tensão anteriormente vigente, o que

também pode acarretar dano ao poço. É nesse caso que se configura a condição de sobrepressão.

B) Pressão de falha por cisalhamento:

Neste caso, representa-se a pressão que leva à ruptura da rocha por ação de tensões cisalhantes. Pode ser idealizado imaginando-se que o meio rochoso não é homogêneo e pode haver equilíbrio mediante o atritamento entre camadas de rochas. Nesse caso, bem mais crítico que o anterior, pode-se considerar que os gradientes de tensão normais compressivas conseguem, de alguma forma, equilibrar os esforços cisalhantes que atuam no meio e garantir sua integridade, ou seja, evitar o colapso.

Considere que as linhas em verde, na Figura 31, conseguem identificar duas destas camadas onde as arestas estão sujeitas a tensões cisalhantes e tensões compressivas.

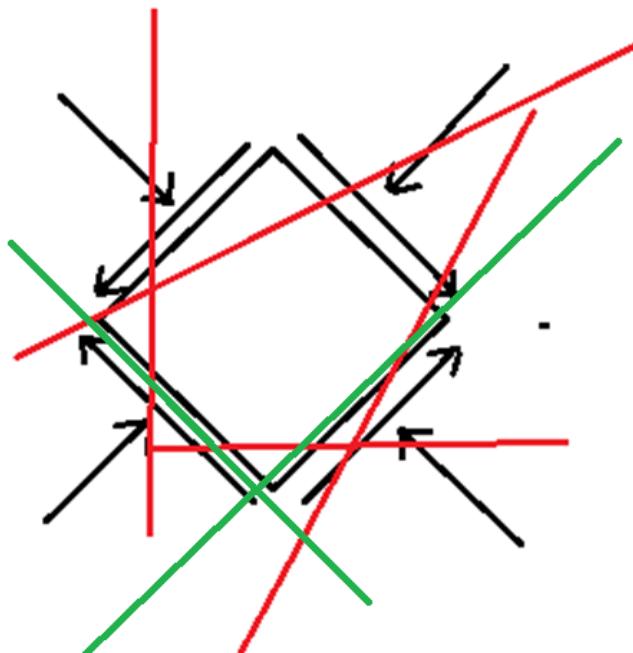


Figura 31- Linhas imaginárias que poderiam corresponder a uma camada rochosa em condição de significativo atritamento.

Fonte – O autor.

A maior gravidade desta situação pode ser inferida simplesmente imaginando que uma superfície livre de tensões normais (admitindo ausência da pressão do fluido de perfuração) como aquela gerada pela escavação do poço é

incapaz de equilibrar a tendência de cisalhamento reinante no meio. O papel do fluido de perfuração, neste caso, é gerar pressão fluidodinâmica suficiente para restaurar o equilíbrio nesse meio, impedindo a ocorrência da falha estrutural do poço por cisalhamento e, consequentemente, o desmoronamento total ou parcial do poço, com possível aprisionamento da coluna de perfuração.

2.5.3.5 Controle de Poço

Um *kick* é definido como um influxo indesejável, porém controlável, do fluido contido na formação para dentro do poço. Se não controlado, o *Kick* pode evoluir para um *blowout*, que seria um influxo descontrolando de fluido da formação para o poço.

De acordo com o Inteq/Baker Hughes (1995), o *Kick* não representa um problema muito comum. Entretanto, a sua ocorrência pode levar a perda total da sonda de perfuração e perdas humanas, daí a importância de manter o controle do poço.

Os procedimentos para controle do poço variam ligeiramente com os tipos de sondas de perfuração, mas é possível considerar três operações normalmente aplicadas para esse fim: controle da Sonda, controle do fluido de perfuração e controle da válvula *choke*⁶ e de supervisão.

A) Controle da Sonda:

Os operadores da sonda são responsáveis pelo controle do funcionamento dos preventores⁷ (*blowout preventer* - BOP), das bombas de circulação de fluido de perfuração, dos guinchos (*drawworks*), dentre outros equipamentos da sonda. O operador deverá conhecer todos os procedimentos para controle de um possível *blowout*.

B) Controle do fluido de perfuração:

⁶ Restrição, que tem por finalidade regular o fluxo de fluido para o separador de produção. São instalados na cabeça do poço ou na plataforma.

⁷ Segundo Thomas et al (2001), os preventores são equipamentos que permitem o fechamento do espaço anular.

O engenheiro especializado em fluidos de perfuração e o torrista⁸ (*derrickman*) são responsáveis pela adição de substâncias químicas que conferem uma maior densidade ao fluido e pela correta operação do sistema que adiciona e mistura os aditivos ao fluido de perfuração.

C) Controle da válvula *choke*:

Inclui o cálculo correto das pressões a jusante e a montante do *choke* bem como o monitoramento da taxa de bombeio de fluido, enquanto se opera a válvula. O operador da válvula *choke* deverá ser o operário da sonda melhor treinado para controle de *kick*, pois ele será o mais solicitado numa operação de amortecimento do *kick*.

D) Supervisão:

Função designada ao chefe da plataforma. Ele é responsável por supervisionar a execução das três operações de controle do poço já mencionadas. Elemento final do controle do poço de essencial importância para o bom andamento das operações de perfuração.

Os principais fatores responsáveis pela ocorrência de *kicks* são:

A) Pistoneio:

Desencadeado pela retirada da coluna de perfuração, que provoca um fenômeno equivalente à ação ascendente de pistão-cilindro, isto é, o fluido de perfuração tende a acompanhar a subida dos tubos causando uma redução da pressão que o fluido exerce sobre a parede do poço, o que acarreta uma instabilidade dessa parede.

B) Gaseificação do anular:

Ocorre quando se perfura uma formação que contém gás. Os gases liberados dos cascalhos e da formação provocam uma redução da pressão hidrostática

⁸ O torrista fica na parte superior da torre de perfuração com a função de apontar as extremidades dos tubos para serem rosqueados um no outro.

da coluna de líquido de perfuração, ocasionado um subdimensionamento do peso específico do fluido que pode levar ao *Kick*.

C) Falta de ataque ao poço:

Quando se realiza manobras com a coluna de perfuração, os operadores devem abastecer o poço com uma quantidade extra de fluido equivalente ao volume do aço retirado do poço, para que esse ocupe o espaço até então ocupado pela coluna e por essa razão mantenha a pressão do fluido no interior do poço. A falta de ataque reduz a pressão do fluido de perfuração no interior do poço, originando o influxo da formação para o poço (*kick*).

2.5.3.6 Torque, Arrasto e Flambagem

De acordo do Rocha et al (2008), o arrasto, o torque e a flambagem da coluna de perfuração são consequências de um conjunto de fatores que estão ligados ao planejamento do poço. São eles os seguintes: a trajetória do poço, o diâmetro do poço, tipo de revestimento usado, a limpeza do poço, o fluido de perfuração, o tipo de completação e o tipo de BHA selecionado para o serviço.

Em poços direcionais, o contato da coluna de perfuração com a parede do poço é motivado pelo *dogleg* de suas seções inclinadas, pelo acúmulo de sedimentos na parte inferior de suas seções inclinadas e horizontais, entre outros fatores.

Dessa maneira, o torque na coluna de perfuração decorre das forças geradas pela fricção entre a coluna e a parede do poço, e pelas forças de resistência exercidas pela formação rochosa na broca durante a rotação dessa coluna no processo de perfuração. Já o arrasto se desenvolve a partir do movimento axial da coluna de perfuração, em contato com a parede do poço. Problemas de arraste podem ocorrer tanto na retirada da coluna quanto na descida dessa coluna. O movimento de recuo e avanço da coluna na operação de repasse também gera arrasto.

As forças de arrasto representam um fator limitante na perfuração de poços horizontais e de grande afastamento (ERW), visto que essas forças podem alcançar

valores tão significativos que o peso da coluna de perfuração pode ser insuficiente para descê-la através do poço.

O devido conhecimento do torque e do arrasto permite a seleção otimizada do perfil de poço para o local a ser perfurado e permite também a seleção correta das dimensões e do peso da coluna de perfuração e seus equipamentos.

A WWT Internacional Inc. propõem soluções muito interessantes para a redução de torque coluna de perfuração em poços direcionais. A instalação de protetores não rotativos na coluna (*non-rotating drillpipe protectors*) reduz significativamente a fricção rotativa entre a coluna e a parede do poço.

A geometria do protetor, que é uma espécie de luva estacionária, permite que o fluido proveniente do anular flua entre o protetor e a coluna de perfuração rotativa, de forma a criar uma película que tem capacidade de reduzir aquela fricção de 50% a 90%, mesmo em baixas rotações da coluna, conforme é mostrado na Figura 32. O resultado é uma redução significativa de torque gerado pelo contato do tubo com a superfície do poço, permitindo a transmissão de torques mais elevados para a broca, o que aumenta a taxa de perfuração (ROP) e, portanto, o rendimento do processo.

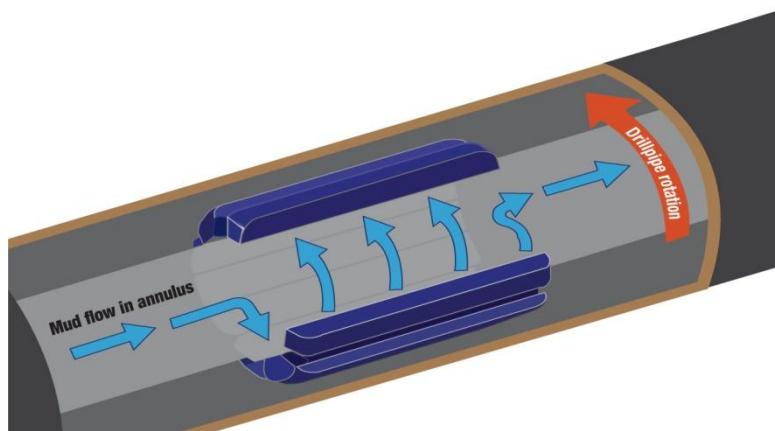


Figura 32– Visualização do funcionamento dos protetores não rotativos para coluna de perfuração (*non-rotating drillpipe protectors*)
Fonte: www.wwtinternacional.com.

Para poços com sérios problemas de arrasto, a WWT Internacional Inc. desenvolveu protetores não rotativos de coluna de perfuração superdeslizantes (*non-rotating drillpipe protectors model SS- super slider*), que apresentam pastilhas de baixo

coeficiente de atrito na parte externa do protetor para reduzir a fricção de deslizamento entre a coluna e a superfície do poço. Vale a pena mencionar que os valores de torque e de arrasto na coluna de perfuração dos poços verticais são menores que dos poços direcionais, pelo fato de não haver contato (teoricamente) entre a coluna e a parede do poço.

A flambagem (*buckling*) da coluna de perfuração é um fenômeno comum e controlável em poços direcionais. Entretanto, a flambagem se torna um problema sério para poços com seções de *dogleg* severos ou inclinações elevadas, e em processos de perfuração com tubos de pequenos diâmetros em relação ao do poço, visto que a coluna de perfuração, uma vez rotacionada, pode rapidamente falhar por fadiga devido à atuação de elevados esforços cíclicos de tração e compressão. Além do mais, a flambagem da coluna dentro do poço dificulta a sua descida e reduz a capacidade de transmissão de seu peso para a broca.

Segundo Mims et al (2003), a flambagem está presente em maior intensidade no começo e no término de uma extensa seção tangente (*slant*), numa seção vertical de grande extensão e no começo de uma grande seção horizontal do poço perfurado, isto é, em regiões do poço que apresentam consideráveis seções retas da coluna de perfuração, que quando submetidas a esforços compressivos, tendem a flambar no interior do poço. Veja Figura 33 para melhor esclarecimento.

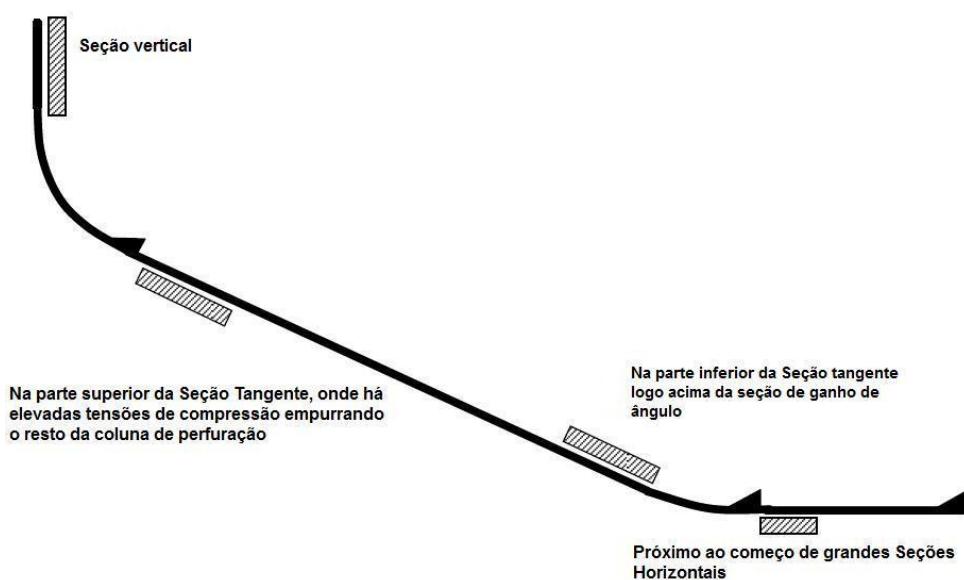


Figura 33– Intervalos onde ocorrem a flambagem com mais frequência
Fonte: Mims et al (2003), modificado.

Os poços dos tipos ERW, S-ERW ou horizontais necessitam de uma atenção especial no que diz respeito à flambagem. Métodos e ferramentas que enrijecem a coluna de perfuração são normalmente aplicados em sua perfuração, são eles: posicionamento estratégico dos tubos pesados de perfuração (*heavyweights drillpipes – HWDP*) ao longo da coluna, sempre levando em consideração os fatores limitantes como torque e arrasto (vide Figura 34); utilização do *Integral bladed-drillpipe* ou também denominado de tubo de perfuração espiralado, que aumenta a rigidez da coluna sem aumentar significativamente seu peso (veja Figura 35); instalação dos protetores não rotativos da coluna de perfuração (*non-rotating drillpipe protectors*) reduzem também a flambagem, assim como o arrasto, torque e a vibração da coluna de perfuração através da redução do comprimento efetivo do tubo de perfuração (veja Figura 36), dentre outros equipamentos.

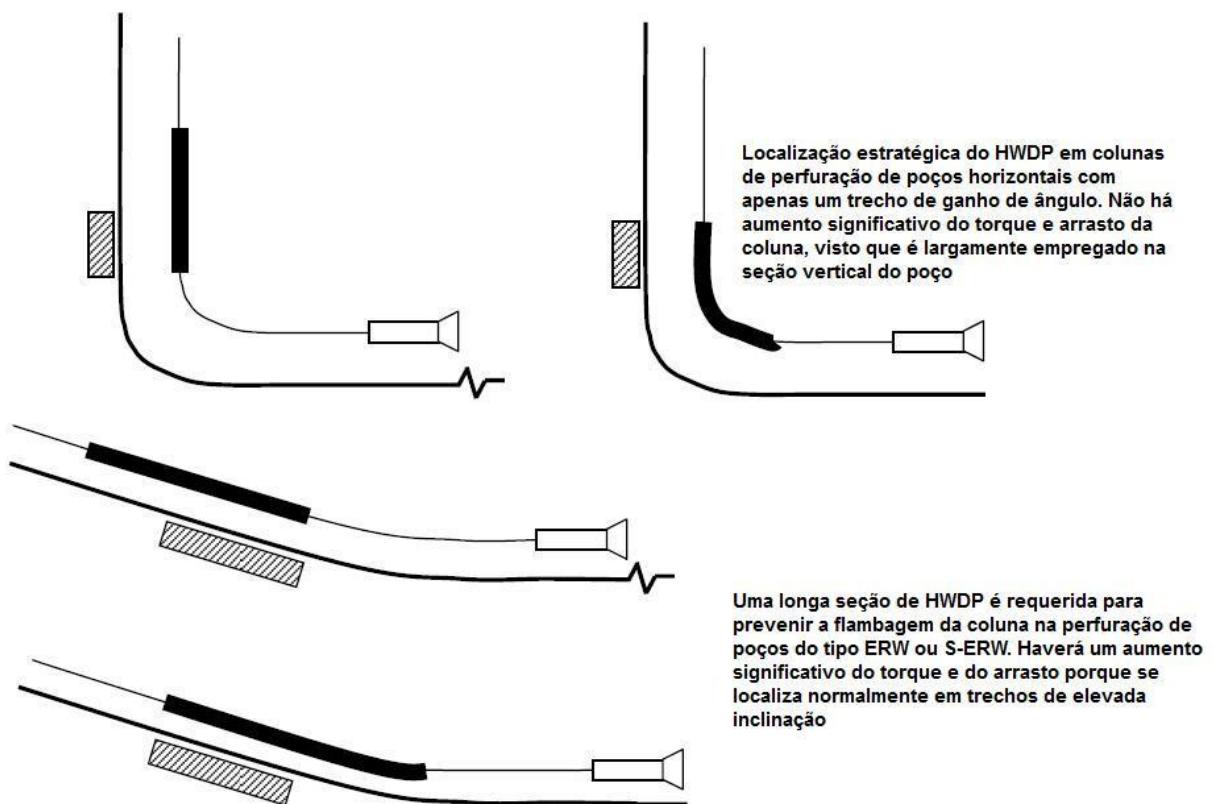


Figura 34– Posicionamento estratégico do HWDP para prevenir a flambagem da coluna em poços horizontais e ERW

Fonte: Mims et al (2003), modificado.



Figura 35- *Integral bladed drillpipe*
Fonte: www.petrodrillingtools.com.



Figura 36– Redução do comprimento efetivo da coluna com a instalação de protetores não rotativos
(*Non-rotating drillpipe protectors*)
Fonte: www.wwtinternational.com, modificado.

2.5.3.7 Vibração

Durante o processo de perfuração de um poço de petróleo, a presença de esforços dinâmicos na coluna e na broca é inevitável, devendo-se concentrar atenção em mantê-la num patamar aceitável, que não prejudique o funcionamento dos equipamentos associados à composição de coluna de fundo (BHA), composto de estabilizadores, juntas, ferramentas MWD e LWD, broca, etc; e nem provoque a falha dos tubos que compõem a parte estrutural da coluna de perfuração.

Já que é inevitável a sua participação no processo de perfuração, então deverão ser identificadas quais as frequências críticas de vibração da coluna de perfuração a fim de manter o patamar de vibração distante desses valores, pois a coluna de perfuração poderá entrar em ressonância, o que provocaria a sua destruição.

Os principais sintomas do fenômeno de vibração no processo de perfuração são a flutuação dos valores de rotação e do torque da coluna de perfuração. As vibrações intensas dificultam o avanço da broca, devido a baixas taxas de perfuração em sua presença, dificultam também o controle direcional da trajetória e geram instabilidade das paredes do poço.

Os principais tipos de vibração, conforme mostradas na Figura 37, são: a vibração torcional (*stick-slip*), a vibração lateral (*whirling*) e vibração axial (*bit bouncing*).

A vibração axial (*bit bouncing*) é caracterizada por promover um movimento intermitente na broca na direção axial, hora subindo, hora descendo, de maneira que a broca perde o contato com a formação.

A vibração torcional (*stick-slip*) ocorre pelo fato de o BHA ser acelerado em alguns instantes pela liberação da energia acumulada pelo travamento momentâneo da broca durante a operação de perfuração. As oscilações torcionais geram torques fricionais não lineares entre a broca e a formação.

A vibração do tipo lateral (*whirling*) surge devido à excentricidade existente nos elementos que compõem a coluna de perfuração, sendo, pois, impossível anulá-la por completo. Logo, pode ser descrito como a desorientação do eixo de rotação da coluna durante o processo de perfuração.

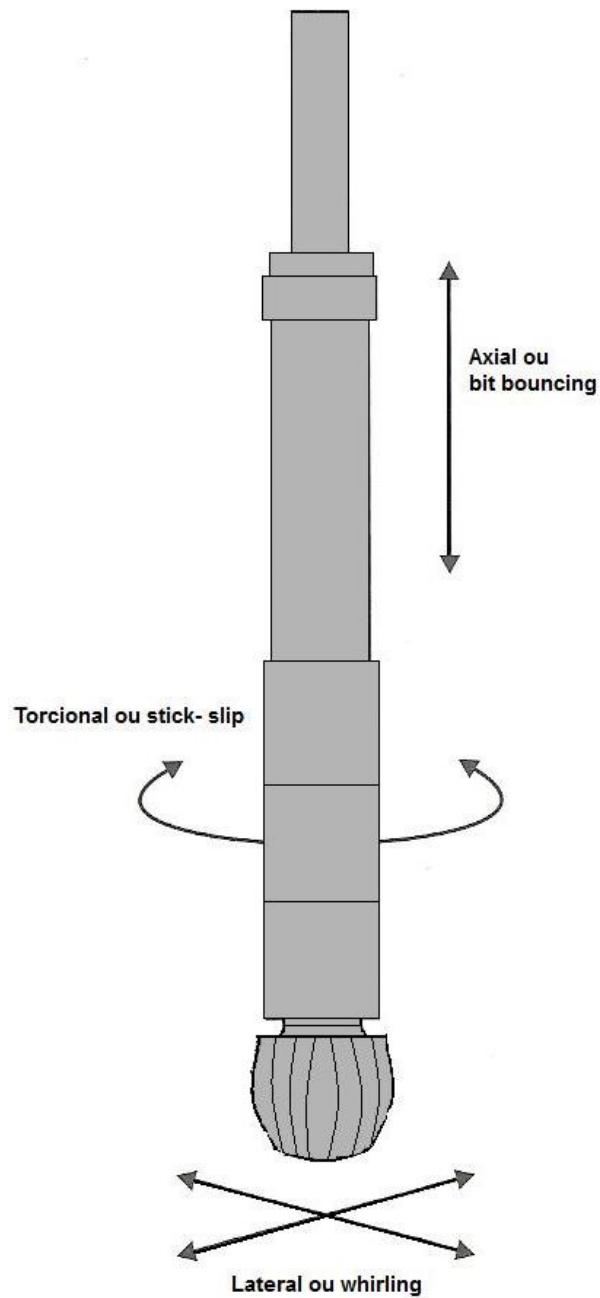


Figura 37– Tipos de Vibração na coluna de perfuração
Fonte – O autor.

3 EQUIPAMENTOS E FERRAMENTAS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL

A perfuração direcional é composta de equipamentos e ferramentas para as mais diversificadas funções, de sorte que são capazes de gerar poços direcionais de diferentes tipos, conforme foi visto anteriormente. A coluna de perfuração, sem a qual não existe escavação do poço, nada mais é do que uma associação desses equipamentos e ferramentas.

Saber compor uma coluna de perfuração é indiscutivelmente a tarefa mais importante da perfuração direcional, visto que ela indicará se o poço ganhará, perderá ou manterá seu ângulo de inclinação. Basicamente a coluna é composta por tubos de perfuração (*drillpipes* – DP) acoplados a um conjunto de ferramentas denominado de composição de coluna de fundo (*bottom hole assembly*- BHA).

O BHA é composto por tubos pesados de perfuração (*heavyweights drillpipes* – HWDP), comandos (*drillcollars* – DC), estabilizadores, broca, motor de fundo, entre outros equipamentos mais específicos que serão abordados mais adiante.

Enquanto os tubos de perfuração têm como função transmitir rotação à broca, conduzir o fluido de perfuração e exercer peso sobre a broca, para que haja força compressiva necessária para quebrar a rocha; o BHA é responsável pelo tipo de trajetória direcional do poço. Para uma correta composição do BHA, consideram-se alguns fatores importantes: tendências de ganho ou perda de inclinação, posições da linha neutra de tração e compressão, tipo de formação rochosa, tipo de broca, parâmetros de perfuração (peso sobre a broca, rotação da coluna e vazão do fluido de perfuração) e diâmetro dos componentes da coluna.

No Capítulo 3 serão definidos, caracterizados e exemplificados todos esses equipamentos e ferramentas envolvidas no processo de perfuração direcional.

3.1 COMPONENTES BÁSICOS DA COLUNA DE PERFURAÇÃO

3.1.1 Comandos de Perfuração (*Drill Collars*)

Os comandos ou *drill collars* (DC) são tubos de perfuração pesados e de elevada rigidez utilizados para conferir peso à broca de perfuração. É possível encontrar DC com paredes lisas ou espiraladas, conforme é mostrado na Figura 38.

Na perfuração direcional, usam-se preferencialmente os comandos (DC) com paredes espiraladas, pois reduzem o contato do tubo com a parede do poço. Segundo Anadril/Schlumberger (1996), as ranhuras usinadas em espiral no comando (DC) reduzem a área de contato de 40% para 4% da área lateral do comando (DC).

Também chamado de *pony collar*, o comando curto ou *short drill collar* (SDC) representa uma versão mais curta do comando (DC). É possível cortar um comando (DC) para obtenção de dois comandos curtos. Sua função é promover um espaçamento variado entre os estabilizadores, de maneira a possibilitar um maior número de combinações de coluna de perfuração estabilizadas.

Existem também os comandos não magnéticos (*non-magnetic drill collar* - NMDC) normalmente de parede lisa, que são produzidos a partir de uma liga de aço inoxidável austenítico, conferindo-lhe resistência à corrosão. Equipamentos de leitura magnética para medições direcionais necessitam de ser alojados em comandos não magnéticos, para que seja possível medir o campo magnético da terra sem interferência de distúrbios magnéticos provenientes de elementos de aço que compõem a coluna de perfuração.



Figura 38– Tipos de Comando (DC)
Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996).

3.1.2 Tubos de Perfuração (*Drillpipes – DP*)

Os tubos de perfuração (DP) compõem cerca de 90-95% do comprimento total da coluna de perfuração. São tubos de aço sem costura, tratados internamente com resina para reduzir o desgaste e corrosão. Possuem extremidades com conexões cônicas conhecidas com *tool joints*, soldadas no seu corpo (Figura 39).

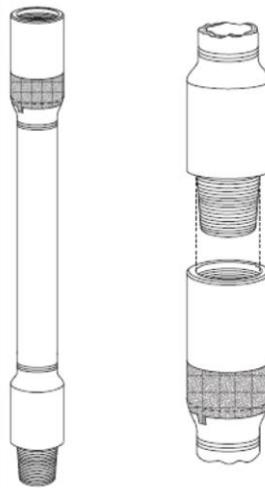


Figura 39– Visualização do tubo de perfuração (*drillpipe - DP*) à esquerda e conexão cônica (*tool joint*) à direita
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.1.3 Tubos Pesados de Perfuração (*Heavyweight Drillpipes - HWDP*)

Tubos pesados de perfuração são tubos de aço forjado e usinados com diâmetro externo idêntico aquele apresentado pelo *drillpipes* (DP) comuns, mas com espes-

sura maior. Possuem uniões mais resistentes com revestimento de metal duro e reforço central, no corpo do tubo, também revestido de metal duro. Veja a Figura 40.

O HWDP atua como elemento de rigidez intermediária que conecta o comando (elevada rigidez) ao *drillpipe* (DP), proporcionando uma mudança gradual de rigidez entre os componentes da coluna de perfuração para que assim não surjam pontos de concentração de tensão que possam vir a fraturá-la. O HWDP oferece também um aumento de peso da coluna de perfuração, o que aumenta as forças compressivas da broca sobre a formação rochosa.

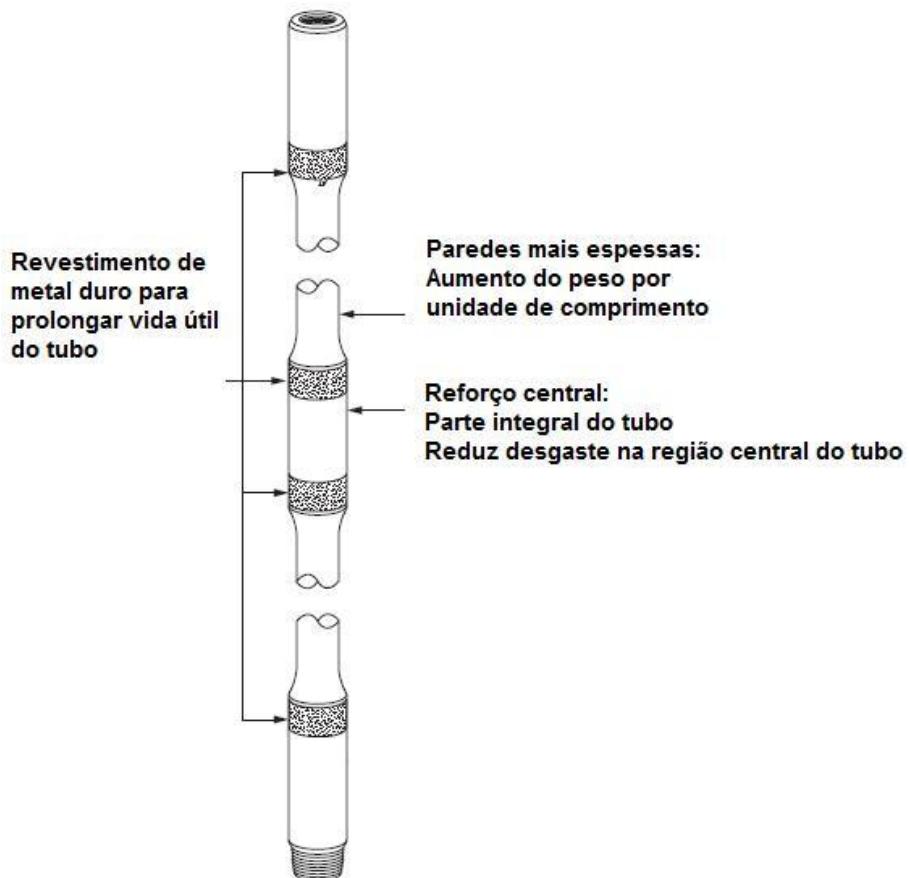


Figura 40– Tubos pesados de perfuração (HWDP)
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.1.4 Estabilizadores

Os estabilizadores consistem de elementos tubulares de coluna de perfuração com lâminas em sua parede externa.

As principais funções dos estabilizadores são: reduzir a flambagem da coluna de perfuração, prevenir a prisão da coluna de perfuração, estabilizar a composição de coluna de fundo (BHA), controlar o desvio do poço, e manter os comandos centralizados em relação ao poço, o que reduz a vibração lateral e o desgaste desses comandos.

Existem muitos tipos de estabilizadores. Os tipos mais comuns são:

A) Estabilizadores de lâminas soldadas (*Welded-blade stabilizer*):

Como seu próprio nome define, as lâminas do estabilizador são soldadas em seu corpo, podendo ser em linha reta que segue ou não o eixo do elemento tubular e em espiral (Figura 41). Esse tipo de estabilizador não é aconselhado para formações muito duras devido ao risco de falha das lâminas por fadiga. Sua utilização é mais adequada em poços com grandes diâmetros e formações moles.

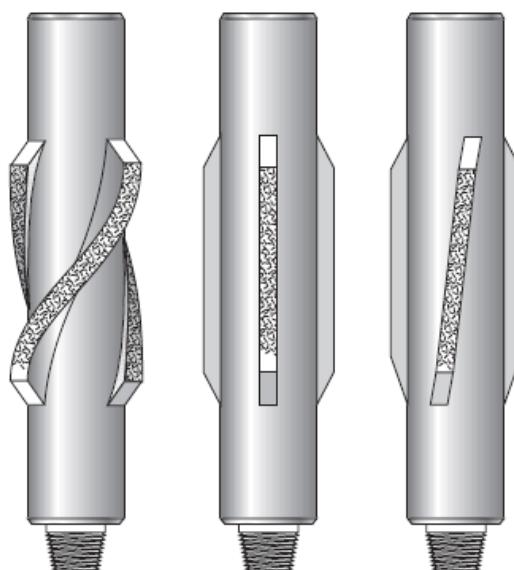


Figura 41– Estabilizadores de lâminas soldadas (*Welded-blade stabilizer*). Lâminas em espiral (á esquerda), em linha reta (central), em linha reta que não segue o eixo do elemento tubular (á direita).

Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996), modificado.

B) Estabilizador com lâminas integral (*Integral-blade stabilizer*):

As lâminas são usinadas em seu corpo, o que aumenta o seu custo em relação ao tipo anterior. Os cantos vivos são arredondados para que não danifiquem a parede do poço e para proporcionar uma maior área de contato em

formações moles. Eles têm 3 ou 4 lâminas com inserto de carbeto de tungstênio (Figura 42). Apresentam ótimo desempenho em formações abrasivas.



Figura 42– Estabilizador com lâminas integral (*Integral – blade stabilizer*)
Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996), modificado.

C) Estabilizador tipo Luva (*Sleeve – type stabilizer*):

Nesta categoria, existem estabilizadores compostos por duas peças e por três peças, a saber:

- Estabilizador de duas peças (mandril e luva): A luva é rosqueada no mandril ;
- Estabilizador de três peças (mandril, luva e sub): Primeiramente, a luva é rosqueada no mandril, com a mão. O sub é, então, rosqueado no mandril. Logo em seguida, o conjunto luva e substituto (*sub*) são torqueados até um valor recomendado. Essa categoria de estabilizador tipo luva não é muito aplicada à perfuração pelo elevado tempo de substituição da luva, caso haja seu desgaste.

As duas categorias de estabilizadores tipo luva são apresentados na Figura 43.

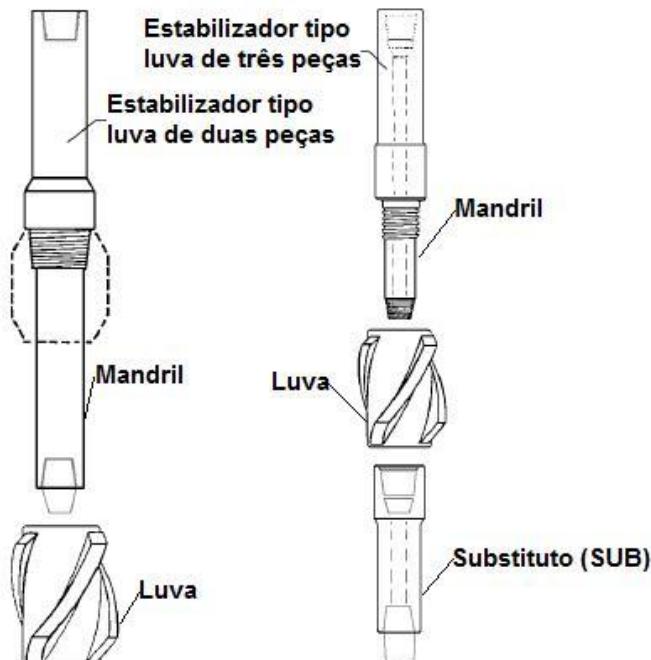


Figura 43– Visualização dos estabilizadores tipo Luva
Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996), modificado.

D) Estabilizador não rotativo tipo luva de borracha (*Non – rotative rubber sleeve stabilizer*):

Esse tipo de estabilizador é posicionado antes do estabilizador presente no BHA e apresenta bons resultados em formações abrasivas. A luva de borracha não gira, mas permite que a coluna de perfuração gire em seu interior (Figura 44). A borracha é composta de elastômeros especiais cuja temperatura de trabalho pode ultrapassar 350°F.

O fato de a luva permanecer sem giro, reduz o seu desgaste em relação à parede do poço e, também, ajuda a manter a integridade superficial da parede do poço. Além do mais, a interface luva de borracha/ tubo de aço apresenta baixo coeficiente de atrito.



Figura 44– Estabilizador não rotativo tipo luva de borracha.
Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996), modificado.

3.1.5 Percussor de Perfuração (*Drilling Jar*)

De acordo com a literatura (Rocha et al (2008)), é um equipamento instalado na coluna de perfuração com o propósito de facilitar a retirada da coluna em caso de prisão.

O percussor funciona da seguinte forma: uma vez detectada a prisão da coluna em determinado ponto, aciona-se o percussor para que seja liberada instantaneamente uma carga de impacto capaz de vencer as forças que mantém a coluna presa. Para tanto, necessita-se do conhecimento prévio dos esforços pelos quais a coluna passa no interior do poço para que sua atuação seja eficiente.

O percussor (*drilling jar*) possui dois sentidos de atuação, para cima e para baixo, e seu acionamento se dá através de um dispositivo hidráulico ou mecânico, daí a classificação do percussor (*drilling jar*) em mecânico e hidráulico (veja Figura 45).

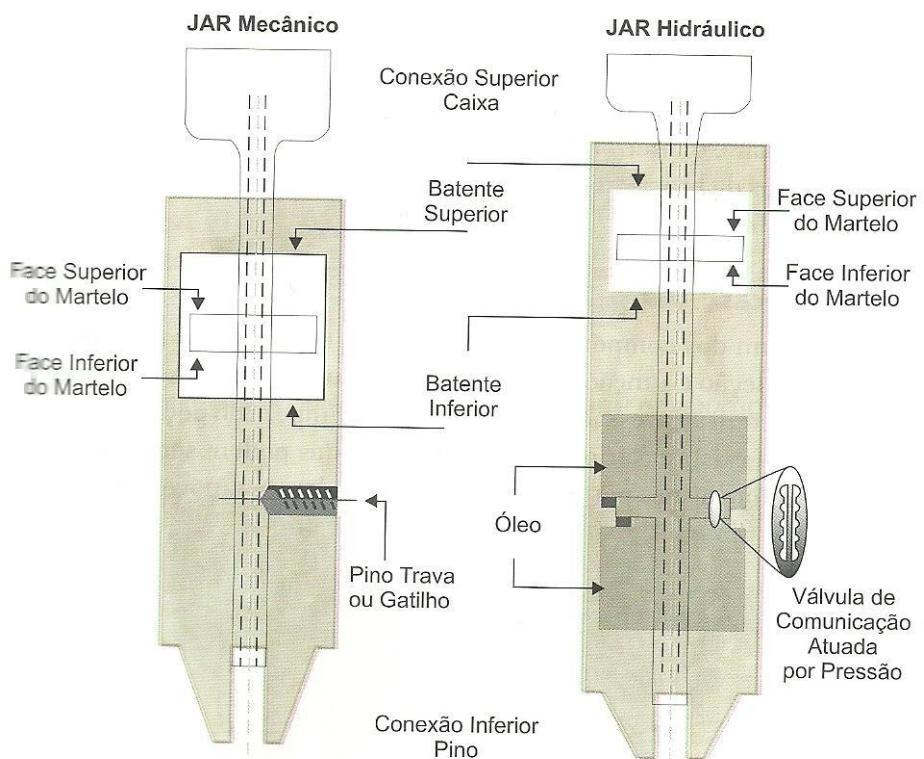


Figura 45- Esquema de funcionamento do percussor (*drilling jar*)
Fonte: Rocha et al (2008)

O acionamento é feito a partir do tracionamento ou compressão da coluna de perfuração, dependendo do sentido de atuação desejada, até que o percussor libere o seu mandril preso. A carga de impacto liberada vem do impacto do mandril com uns dos batentes: superior ou inferior, dependendo do sentido de liberação; de modo que ela se propaga por ondas de choque até o ponto de prisão da coluna.

Finalmente, o posicionamento do percussor (*drilling jar*) depende da trajetória do poço, o atrito da coluna com o poço, do BHA, do peso do fluido de perfuração, do peso sobre a broca com o qual se desejar executar a perfuração e da energia de impacto requerido para a liberação da coluna, caso ocorra sua prisão.

3.1.6 Substitutos (Subs)

Os substitutos são tubos pequenos que conectam elementos da coluna de perfuração com conexões de roscas e diâmetro diferentes. Os tipos de conexão podem ser: caixa - caixa, pino – caixa e pino-pino (vide Figura 46). Existem substitutos: de cruzamento, através do qual tubos de perfuração são conectados com diferentes conexões e de broca, que servem para conectar a broca de perfuração com o comando (DC), entre outros tipos de substitutos.



Figura 46– Tipos de substitutos: conexão caixa - caixa, conexão pino – caixa (2X) e conexão pino-pino

Fonte: www.tubetechnologiesinc.com.

3.1.7 Brocas de Perfuração

As brocas de perfuração são ferramentas que promovem a desagregação e ruptura da formação rochosa, e são classificadas em duas categorias: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis.

As brocas sem partes móveis, como o próprio nome diz, não possuem partes móveis e rolamentos, o que reduz consideravelmente a sua possibilidade de falha. Os principais tipos de broca, nesta categoria, são: integral de lâminas de aço, diamantes industrializados (semelhante ao diamante natural) e de diamantes artificiais (*Polycrystalline Diamond Compact-PDC/Thermally Stable Polycrystalline - TSP*).

As brocas de lâminas de aço, exemplificada na Figura 47, são apelidadas de rabo de peixe pelo seu formato peculiar. Foram as primeiras brocas empregadas na perfuração de poços, mas não são mais utilizadas. Este tipo de broca foi usado na perfuração de poços de petróleo até 1900 para perfurar formações moles. O revestimento da superfície das lâminas com material duro e a modificação dos orifícios através do qual passa o fluido de perfuração aumentou seu desempenho, o que estendeu a sua efetiva aplicação por alguns anos mais.

O declínio da utilização das brocas de lâminas de aço se deu pelo surgimento das brocas tricônicas (será comentada mais adiante), que possibilitavam perfurar formações moles com mais eficiência, entre outros motivos.

O seu mecanismo de perfuração se baseia no cisalhamento da formação rochosa. Além do mais, apresentam orifícios para dar passagem ao fluido de perfuração do interior da coluna para o poço, conforme foi citado no parágrafo anterior. O grande problema da utilização deste tipo de broca é o seu rápido desgaste e a sua tendência a gerar furos tortos, o que de certa forma inviabiliza o seu emprego na perfuração de poços direcionais.

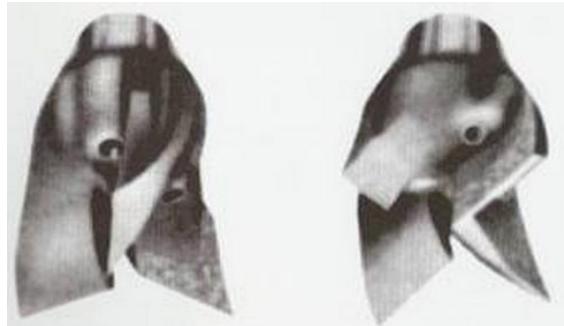


Figura 47– Broca tipo integral de lâmina de aço
Fonte: Thomas et al (2001)

As brocas de diamantes industrializados, muito semelhantes aos obtidos naturalmente, perfuram pelo efeito de esmerilhamento. O diamante possui dureza e resistência ao desgaste, o que os tornam um excelente material para ser utilizados em brocas de perfuração, a pesar de seu custo elevado de fabricação. Vale a pena ressaltar que o diamante é sensível ao choque e à vibração, devendo-se levar em consideração esses fatores na seleção deste tipo de broca para se perfuração um poço.

A estrutura da broca de diamante é formada por uma matriz de aço, no qual é fixado um grande número de diamantes industrializados. O tamanho e a quantidade de diamantes na broca determinam a sua aplicabilidade. Ressalta-se que a despeito de sua elevada resistência ao desgaste, os diamantes não resistem a cargas de choque, nem a efeitos vibracionais.

Durante a perfuração apenas os diamantes ficam em contato com a formação, de maneira que os espaços entre a matriz e a formação propiciam uma circulação do fluido de perfuração, executando o resfriamento dos diamantes e a limpeza do fundo do poço. São empregadas em formações extremamente duras e abrasivas. A Figura 48 a seguir mostra alguns exemplos deste tipo de broca.



Figura 48– Brocas de diamante industrializados, semelhantes ao natural
Fonte: Thomas et al (2001).

A maior desvantagem das brocas de diamantes industrializados é seu custo elevado, como já dito anteriormente, e não existe garantia de que a taxa de penetração (ROP) será maior do que aquela obtida quando se perfura a mesma formação rochosa com uma broca tricônica de partes móveis. Entretanto, as brocas de diamantes industrializados tendem a apresentar uma durabilidade muito maior (200-300 horas por broca), pelo fato de não possuírem partes móveis.

As brocas de PDC foram criadas por volta de 1980. Estas brocas possuem características similares aos diamantes industrializados, com as mesmas vantagens e desvantagens.

O corpo da broca apresenta uma base cilíndrica para o encaixe de pequenos discos de PDC (veja a Figura 49). Os discos de PDC convencional são compostos por uma camada fina de partículas de diamantes aglutinados com cobalto, fixada a outra camada de carbeto de tungstênio.

Este tipo de broca era até então aplicável em perfuração de formações moles, visto que, em formações duras, o calor gerado poderia desintegrar a ligação entre as partículas de diamante e o cobalto da aglomeração presente nas pastilhas de PDC convencional. O rompimento da ligação entre o diamante e o elemento aglomerante, cobalto, ocorre pelo surgimento de esforços internos devido à diferença de expansão térmica entre esses dois elementos, isto é, o cobalto expande 10 vezes mais que o diamante com a variação de temperatura. Assim, para resolver esse problema, foram desenvolvidas pastilhas de TSP, mais resistentes ao calor. O princípio do

processo de produção das pastilhas de TSP é não utilizar aglomerante de cobalto, para eliminar o problema do diferencial de expansão térmica.

Ademais, a Smith Bits desenvolveu uma nova tecnologia de pastilhas de PDC, chamada de ONYX, agora, mais resistentes ao calor e ao desgaste, o que possibilitou sua aplicação em larga escala na perfuração de formações duras e abrasivas. Obviamente, como toda tecnologia recentemente lançada, não foi possível encontrar maiores informações sobre o processo de formação e nem a composição destas pastilhas.

As brocas com pastilhas duras (PDC e TSP) são as mais utilizadas nesta categoria de brocas.



Figura 49– Broca de diamante sintético (PDC)
Fonte: Smith Bits.

As brocas de roletes cônicos (*Roller Cone Bits*) constituem o grupo de brocas com partes móveis. É a categoria de brocas mais utilizada no mundo pelo baixo custo de fabricação, em relação às brocas de diamante, e elevado rendimento na perfuração. Os roletes cônicos providenciam a ação de corte destas brocas, podendo existir de um a quatro cones por broca. A configuração de broca mais utilizada é a que apresenta três cones. Ela possui dois elementos principais: a estrutura cortante e rolamentos.

A estrutura cortante das brocas tricônicas são fileiras de dentes montados sobre o cone que se interpõem entre as fileiras dos dentes dos cones adjacentes, quando

aplicada rotação à broca. Os dentes da estrutura cortante podem ser de aço ou de insertos de carbeto de tungstênio, montados na superfície do cone. Para cada tipo de formação, existem formatos de dentes de aço e de inserto mais adequados. Na Figura 50 é possível visualizar essa distribuição e os tipos de dentes em broca tricônicas.



Figura 50– Broca tricônica com dentes de inserto de carbeto de tungstênio (á direita) e com dentes de aço (á esquerda).
Fonte: Baker Hughes

O mecanismo de corte das brocas tricônicas envolve uma ação simultânea de raspagem, lascamento, esmagamento e erosão por impacto dos jatos do fluido de perfuração.

As brocas de roletes cônicos são equipadas com três tipos básicos de rolamento: de rolos, que suportam elevadas cargas radiais; de esferas, que resiste a cargas longitudinais e de impacto e de fricção. Os rolamentos de fricção consistem de buchas de baixo coeficiente de atrito pressionadas contra o nariz do cone e contra a base do cone para reduzir o desgaste. Os botões ou pinos de impacto são elementos inseridos para absorver impacto (veja a Figura 51).

No surgimento das brocas de roletes cônicos, o conjunto de rolamentos era instalado em uma caixa aberta (não selada) para o fluido de perfuração, que realizava a lubrificação dos rolamentos. As brocas de rolamentos selados foram introduzidas a partir de 1950, para ampliar a vida útil do rolamento. O mecanismo de selagem da caixa previne a entrada de sólidos abrasivos provenientes do fluido de perfuração. As brocas com rolamentos selados possuem um sistema próprio de lubrificação. Veja na Figura 52, como são feitas a selagem destes rolamentos.

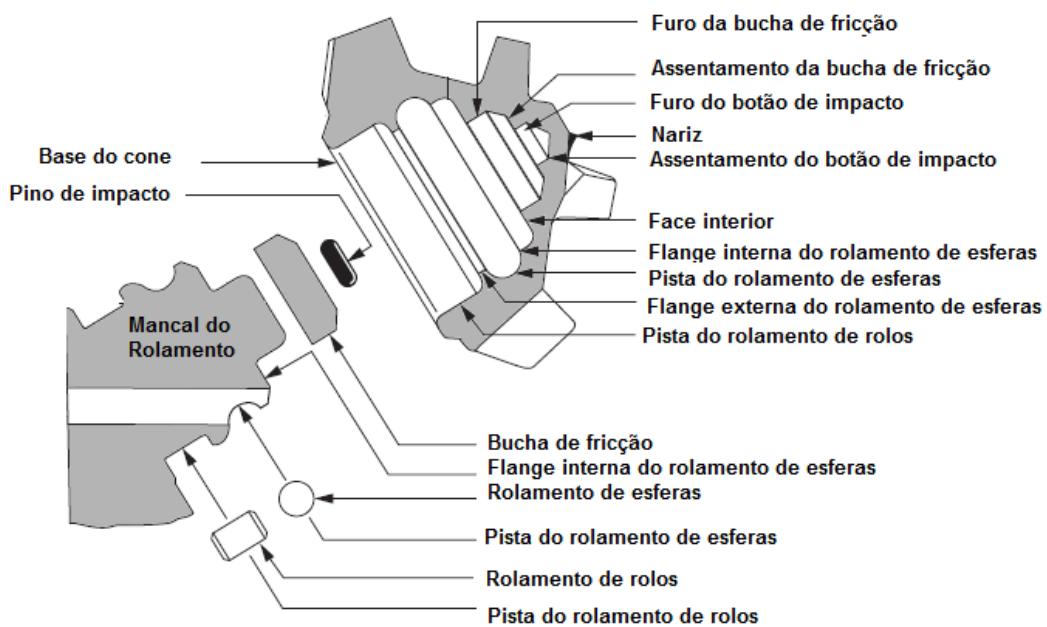


Figura 51– Detalhamento da montagem dos rolamentos que compõem a broca de roletes cônicos
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

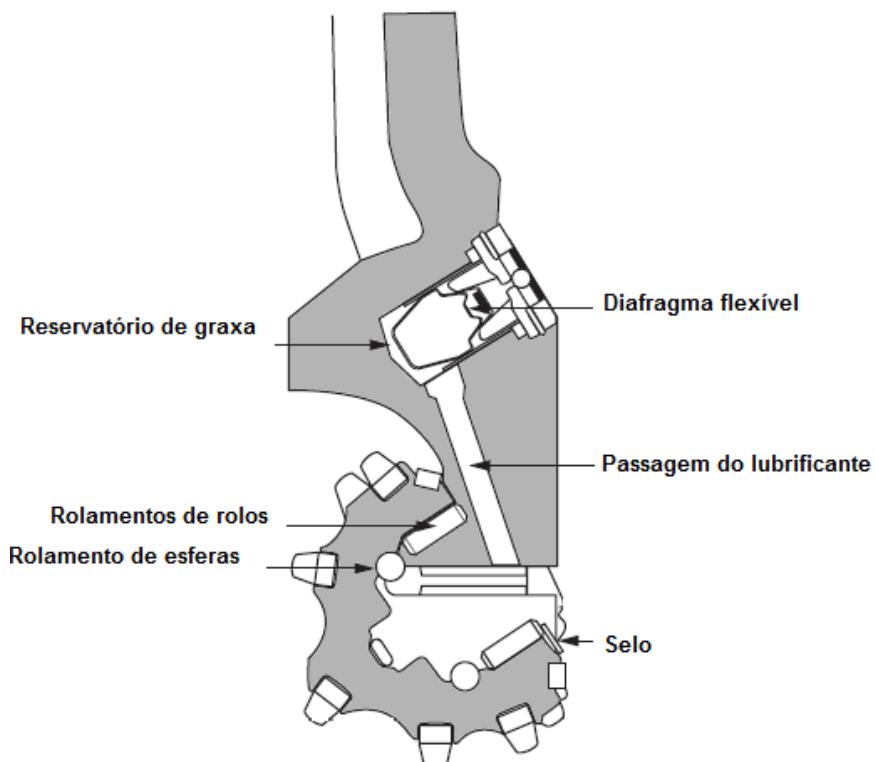


Figura 52– Esquema de selagem do rolamento em brocas de roletes cônicos
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

Existe um tipo especial de brocas de roletes cônicos tipo *Journal* que não apresenta rolamentos de rolos. As brocas de roletes cônicos tipo *journal* possuem seus roletes

montados diretamente em mancais de fricção, os quais são revestidos com metais duros, além de possuir um sistema interno de lubrificação (vide Figura 53).

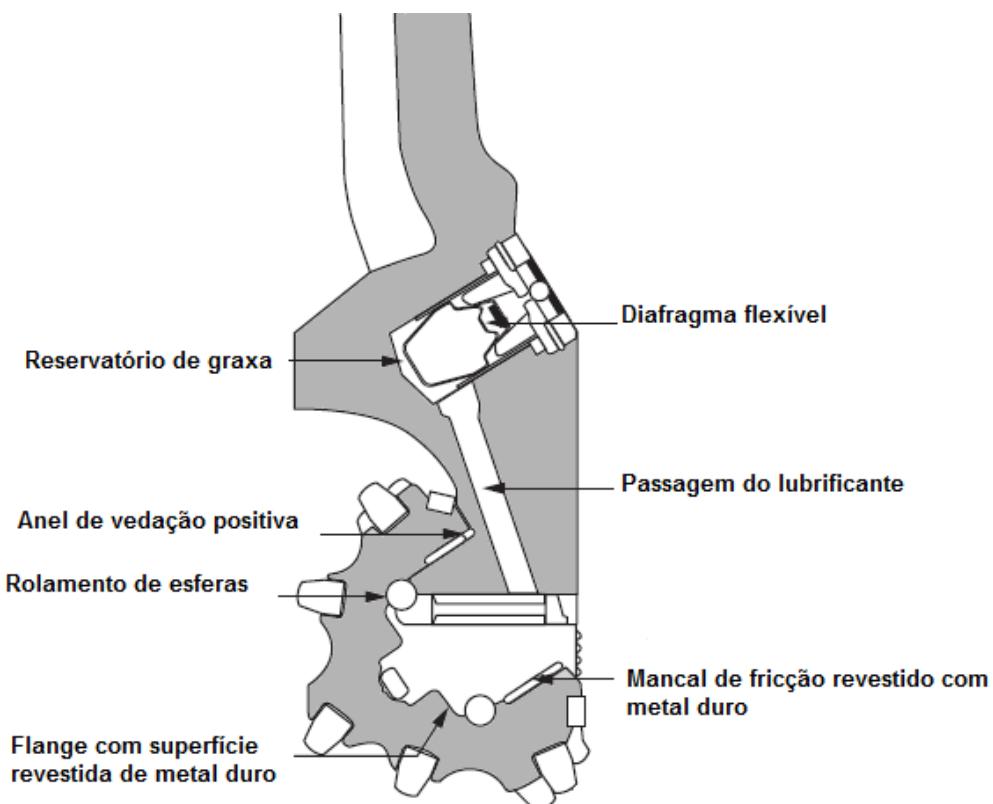


Figura 53– Esquema da broca de roletes cônico tipo *journal*
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.1.8 Composição de Coluna de Fundo (BHA)

A composição de coluna de fundo (BHA) pode ser constituída apenas de ferramentas básicas como tubos pesados de perfuração (HWDP), comandos (DC) e estabilizadores; ou apresentar também em sua constituição equipamentos mais modernos como motor de fundo e substituto de deflexão.

De acordo com Carden, S. R. e Grace, D. R. (2007), a utilização da composição de coluna de fundo (BHA) com apenas ferramentas básicas, isto é, BHA simplificado, é considerada um dos métodos mais baratos para desviar um poço e deve ser utilizado sempre que for possível. Infelizmente, a resposta exata do BHA simplificado é difícil de predizer e desvios indesejáveis da broca (para esquerda e para direita) são quase impossíveis de serem controlados. O BHA simplificado é raramente utilizado atualmente, mas ainda apresenta aplicações específicas que extrapolam ao

escopo do trabalho. Além do mais, muitas das novas tecnologias de perfuração direcional como os sistemas de perfuração orientável (*steerable systems*) e sistema rotativos de perfuração orientável (*rotary steerable systems – RSS*), empregam técnicas decorrentes da utilização do BHA simplificado. Assim sendo, será falado o básico sobre o BHA simplificado.

Como já foi verificado, o BHA simplificado é composta de algumas ferramentas básicas: tubos pesados de perfuração (HWDP), comandos (DC) e estabilizadores; podendo ser associados a equipamento mais modernos como motor de fundo e substituto de deflexão. O posicionamento diferenciado dos componentes básicos do BHA simplificado define a sua capacidade de ganhar, perder ou manter o ângulo durante a perfuração direcional do poço.

Três tipos de BHA simplificado são utilizados para o controle do desvio do poço durante a perfuração direcional:

A) BHA simplificado para ganhar ângulo:

O BHA simplificado para ganhar ângulo é também chamada de *fulcrum assembly* ou composição *fulcrum*, pois o ganho de ângulo vem do efeito *fulcrum* ou efeito alavanca desenvolvido pela presença do estabilizador próximo à broca.

O estabilizador atua como o ponto *pivot* ou *fulcrum* de uma alavaca, em que uma parcela da força resultante da soma da força peso aplicada sobre a broca com a força peso do próprio comando (DC) é multiplicada de sorte a produzir uma componente de força na broca de perfuração que atua na parte superior da seção transversal do poço, deslocando o BHA para essa direção. Logo, essa componente de força na broca de perfuração, juntamente com tendência de se gerar uma suave curvatura no comando (DC) adjacente à broca, faz com que a trajetória perfurada ganhe gradativamente ângulo. Dessa forma, verifica-se perfeitamente que taxa de ganho de ângulo do BHA depende do peso sobre a broca, dimensão dos comandos (DC) e posicionamento dos estabilizadores no BHA (veja Figura 54).

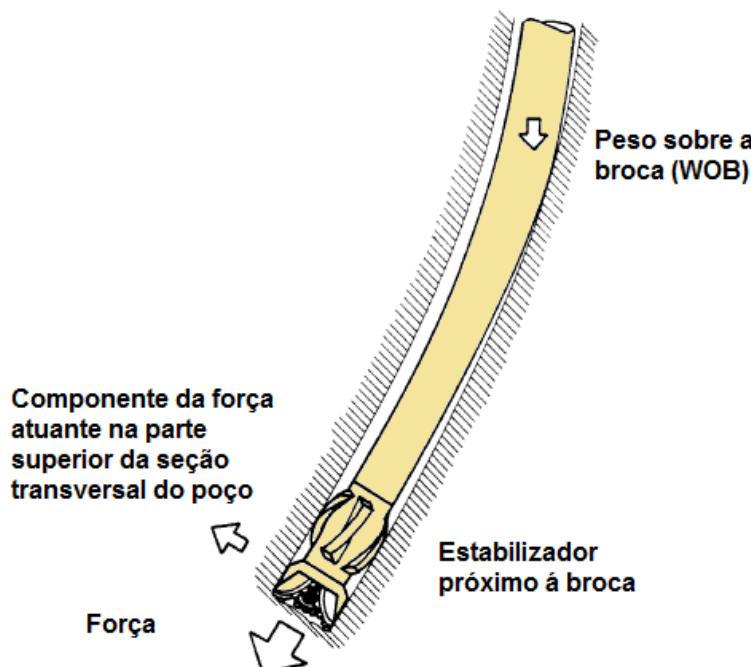


Figura 54 – Visualização do efeito *fulcrum* na BHA simplificada para ganho de ângulo
Fonte – Inteq/Baker Hughes (1995), modificada.

Para obter uma taxa de ganho de ângulo maior deve-se:

- Adicionar mais peso sobre a broca;
- Utilizar comandos (DC) de diâmetro pequeno para aumentar a sua tendência a flexão;
- Reduzir a taxa de rotação da coluna e taxa de bombeio de fluido de perfuração em formações moles.

B) BHA simplificado para manter o ângulo:

Também conhecida como *packed hole assembly* ou composição de coluna de fundo empacada. A ideia dessa composição consiste em posicionar seus comandos (DC) e seus estabilizadores para reduzir a flambagem do BHA e manter o curso da broca constante. Geralmente, são três estabilizadores em sequência depois da broca, separados por comandos (DC). Esse tipo de BHA também é aplicado na perfuração de seções tangentes do poço direcional.

C) BHA simplificado para perder ângulo:

Chamado de *pendulum assembly* ou composição tipo pêndulo, esse tipo de BHA atua com o princípio de que o peso dos comandos (DC) força a broca contra a parte inferior da seção transversal do poço. Isso resulta numa perda de ângulo da seção perfurada, que depende do peso sobre a broca, da rotação da coluna de perfuração e da distância do estabilizador até a broca.

Para aumentar a taxa de perda de ângulo:

- Aplica-se pouco peso sobre a broca (baixa taxa de penetração);
- Aplicam-se elevadas rotações a coluna de perfuração;
- Posiciona-se o estabilizador o mais próximo possível da broca e instalam-se comandos (DC) com grande comprimento após o estabilizador e comandos (DC) com pequeno comprimento antes do estabilizador.

Os três tipos de BHA simplificado são visualizados na Figura 55.

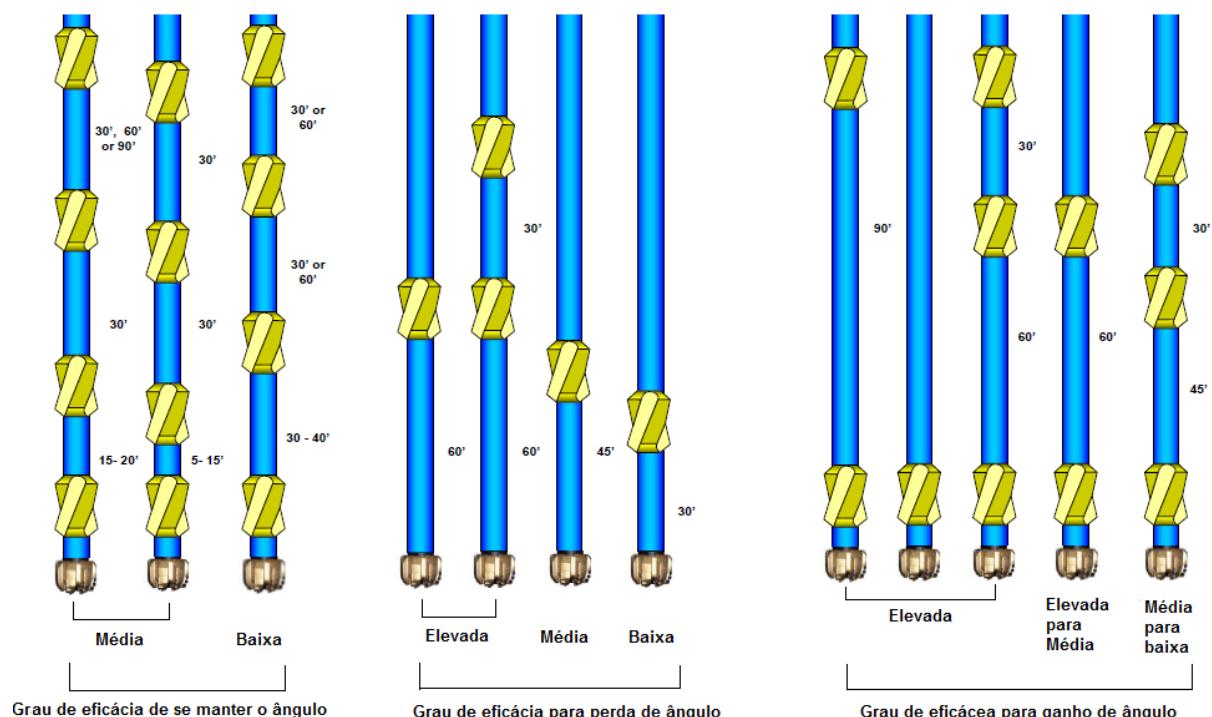


Figura 55– Tipos de BHA simplificados com seus respectivos grau de eficácia
Fonte: Carden, S. R. e Grace, D. R. (2007), modificado.

3.2 EQUIPAMENTOS DIFERENCIADOS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL

3.2.1 Motor de Fundo de Deslocamento Positivo

O motor de fundo de deslocamento positivo utiliza o princípio reverso das bombas de cavidade progressiva. O princípio determina que a rotação de um rotor excêntrico helicoidal dentro de um estator com rosca helicoidal possibilita um deslocamento axial do fluido ao longo das cavidades helicoidais seladas formadas pela união do estator com o rotor. No entanto, se o estator for acoplado à coluna de perfuração, que permanece estática, e se for bombeado fluido por entre aquelas cavidades, obtém-se um movimento rotativo do rotor excêntrico helicoidal, que aciona a broca de perfuração. Logo, a principal função do motor de fundo de deslocamento positivo é converter energia de pressão do fluido de perfuração em rotação e torque, transmitido à broca de perfuração independentemente da rotação da coluna. O motor em questão pode ser dividido em quatro seções principais: *dump sub/dump valve*, seção de potência, unidade de transmissão e seção de rolamento (vide Figura 56).

A) Dump sub/ dump valve:

O conjunto é representado basicamente por um substituto (*dump sub*), já definido na subseção anterior, com uma válvula em seu interior (*dump valve*).

A válvula possibilita a passagem de fluido de perfuração para dentro da coluna durante a sua descida e a drenagem do fluido de perfuração durante a sua retirada.

B) Seção de potência:

Consiste de um estator composto por um tubo de aço revestido internamente com borracha, de maneira que é possível moldar cavidades (lóbulos helicoidais) em seu interior. Os lóbulos do rotor se misturam com os do estator formando cavidades helicoidais seladas, por onde ocorre o fluxo de fluido, de maneira que possibilita a movimentação do rotor, conforme o princípio descrito anteriormente, e gera potência para o acionamento da

broca. A parte superior do rotor fica livre e a parte inferior próximo à broca fica fixada na unidade de transmissão.

C) Unidade de transmissão:

Composto por duas juntas universais ou uma barra flexível (barra de torção) que converte o movimento excêntrico do rotor em um movimento alinhado com as ferramentas conectadas abaixo.

D) Seção de rolamento:

Consiste de um conjunto de rolamentos integrados ao eixo de conexão com a broca (*drive shaft*), o que permite o seu movimento suave. Os rolamentos são lubrificados pelo fluido de perfuração. O eixo de conexão com a broca é então conectado ao substituto da broca (*bit sub*), que é a única parte rotativa externa do motor de fundo de deslocamento positivo.

Os motores de fundo de deslocamento positivo podem vir associados ao BHA a fim de gerar uma composição de coluna de fundo, cuja rotação da broca não advém da mesa rotativa, mas do seu motor de fundo, do modo que o resto da coluna de perfuração permanece sem movimento rotativo. Pode-se utilizar a mesa rotativa ou *top driver*⁹ juntamente com o motor de fundo para acionar a broca, entretanto, não se devem utilizar substitutos de deflexão nessa BHA. O motivo será visto na Subseção 3.2.3.

A Figura 56 mostra um exemplo de BHA associado ao motor de fundo de deslocamento positivo.

⁹ De acordo com Thomas et al (2001), o *top driver* representa um motor, localizado na sonda de perfuração, acoplado ao topo da coluna de perfuração para efetuar o giro da coluna. Função similar a da mesa rotativa.

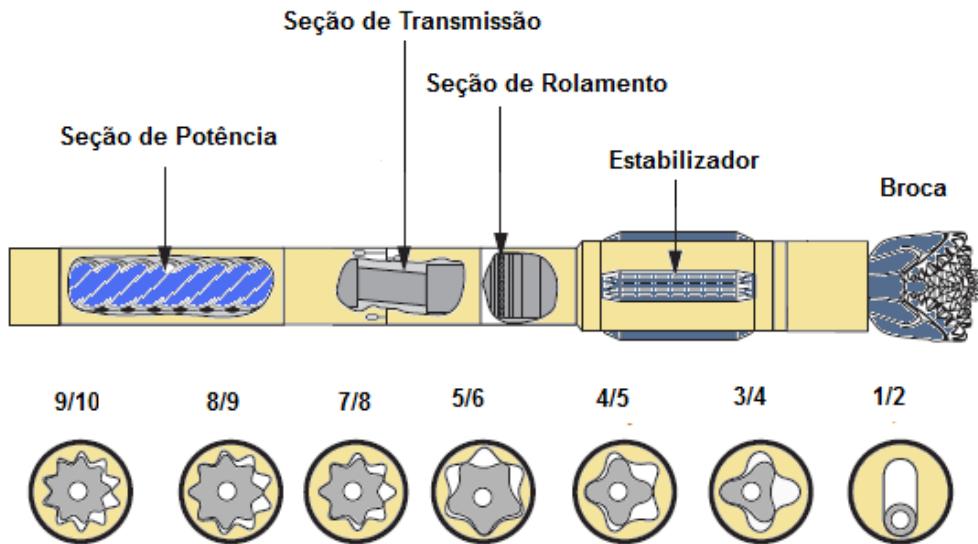


Figura 56 - Motor de fundo de deslocamento positivo e seus principais componentes, estabilizador e broca (parte superior), e a configuração de lóbulos de um motor de fundo (parte inferior)
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.2.2 Turbina de Perfuração (*Drilling Turbine*)

A turbina de perfuração é também considerada um motor de fundo, pois também possibilita a rotação da broca sem haver rotação da coluna de perfuração. Entretanto, sua constituição é totalmente diferente dos motores de fundo de deslocamento positivo. Além do mais, a turbina é acionada somente por fluidos de perfuração líquidos.

A turbina de perfuração (Figura 57) é formada por um rotor e estator com hélices montadas com certa angulação em relação ao fluxo de fluido de perfuração. O rotor é conectado ao eixo de conexão com broca (*drive shaft*) e o estator é conectado a carcaça da turbina. Cada par (rotor/estator) é chamado de estágio; Uma turbina típica possui em média de 80 a 250 estágios. O estator direciona o fluxo de fluido para as hélices do rotor, acionando o eixo de conexão com a broca no sentido horário. A turbina é usada nas mesmas condições que o motor de fundo apresentado na subseção anterior.

Esta técnica apresenta algumas vantagens: propicia elevada rotação à broca, o que garante taxas de penetração (ROP) razoáveis; produz menor carga torcional aplicada à coluna de perfuração e redução do desgaste da coluna de perfuração.

Conforme já foi mencionado, a turbina de perfuração pode ser associada ao BHA assim como foi feito com o motor de fundo de deslocamento positivo.

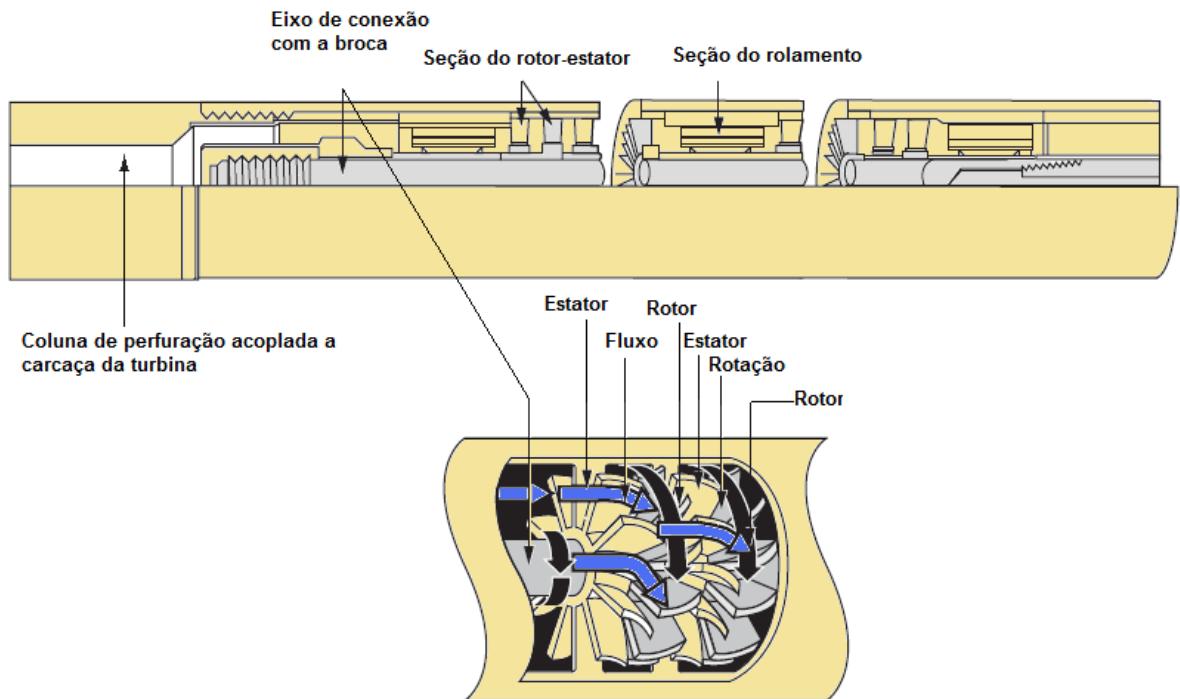


Figura 57 – Turbina de perfuração
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.2.3 Substituto de Deflexão (*Bent Sub*)

O substituto de deflexão é um tubo curto com diâmetro aproximadamente igual ao do comando (DC) com conexões rosqueadas em cada uma de suas extremidades. O substituto é desenvolvido de maneira que o eixo geométrico da extremidade conectada ao motor de fundo (motor de deslocamento positivo ou turbina) apresenta uma inclinação menor que 3° em relação ao eixo geométrico da extremidade conectada ao comando (DC). Desta forma, o substituto de deflexão introduz certa inclinação aos elementos da composição de coluna de fundo (BHA) logo abaixo dele, o que determina a inclinação do eixo geométrico da broca de perfuração. Veja a Figura 58.

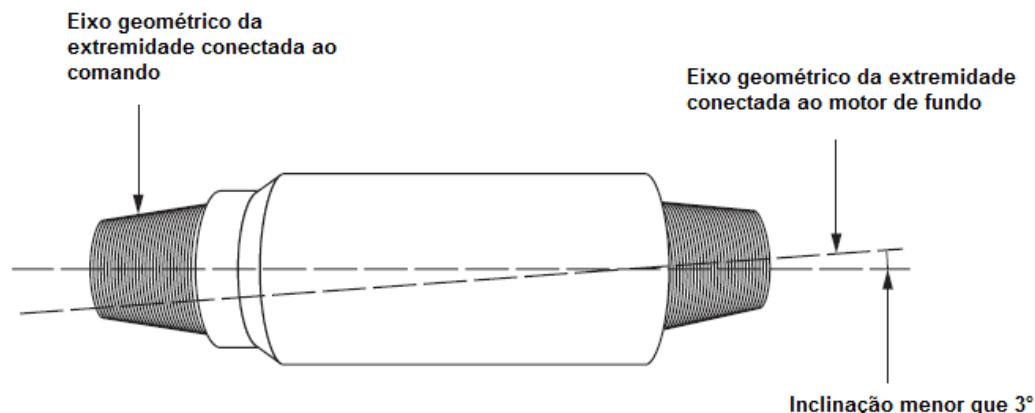


Figura 58– Substituto de deflexão
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

Sabe-se que a introdução desse substituto na composição de coluna de fundo (BHA) implica que o centro da broca de perfuração esteja fora da linha central do tubo de perfuração; portanto, não é possível rotacionar a broca através da rotação da coluna de perfuração a partir da superfície (mesa rotativa ou *top driver*).

Assim, o substituto de deflexão deverá ser empregado juntamente com o motor de fundo do tipo: cavidades progressivas e turbina de perfuração, vistos na subseção anterior.

Veja a seguir, na Figura 59, um exemplo de uma composição de coluna de fundo (BHA) com substituto de deflexão.

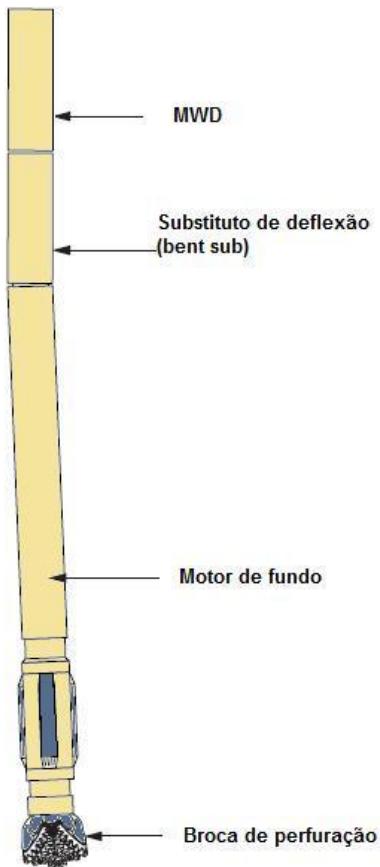


Figura 59– Exemplo de composição de coluna de fundo (BHA) com substituto de deflexão
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

3.2.4 Sistema de Perfuração Orientável (*Steerable Drilling Systems*)

O sistema de perfuração orientável também é formado por uma composição de coluna de fundo, da mesma maneira que o BHA anteriormente detalhado. Contudo, a composição de coluna de fundo do sistema de perfuração orientável apresenta equipamentos diferenciados e mais modernos.

O sistema de perfuração orientável permite mudanças nas características direcionais do poço, como por exemplo, a inclinação e o azimute, sem que haja a retirada da coluna de perfuração para modificação da composição de coluna de fundo, assim como na perfuração com BHA simplificada ou associada a algum outro equipamento.

O sistema é composto por: um motor orientável (*steerable*) (veja Figura 60), um estabilizador, uma broca de perfuração e uma ferramenta de medição direcional

(MWD), que monitora e transmite para a superfície, em tempo real, o azimute e a inclinação do poço.

A atribuição de uma pequena angulação à carcaça do motor de fundo, na altura da junta universal, possibilita converter um motor de fundo convencional em um motor orientável (*steerable motor*). Essa região da carcaça do motor modificada (*bent housing*) exerce o mesmo papel do substituto de deflexão (*bent sub*) mencionado anteriormente.

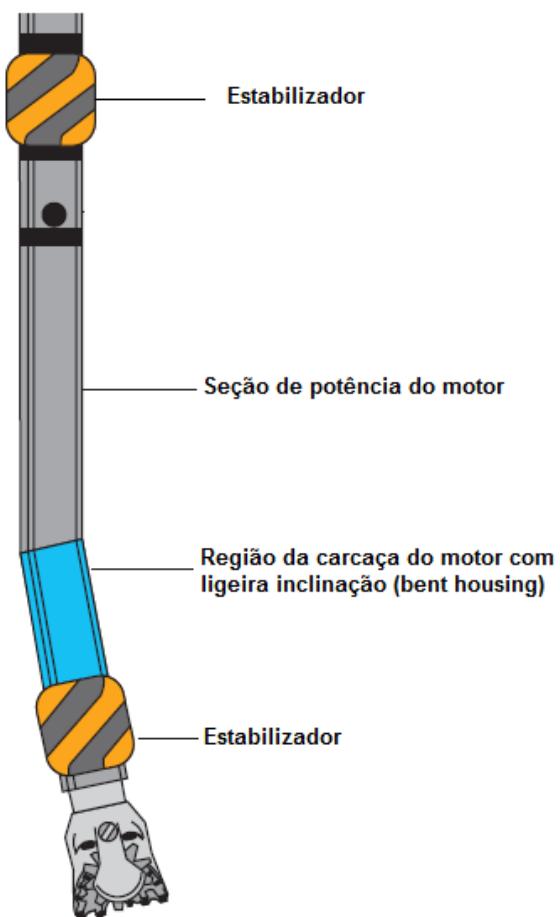


Figura 60— Visualização do motor steerable
Fonte: Anadrill/Schlumberger (1996), modificado.

Pelo fato da região inclinada da carcaça do motor (*bent housing*) estar próxima à broca de perfuração, o ângulo nominal atribuído à broca é menor que o do método de deflexão citado anteriormente, onde se utiliza um motor de fundo convencional e um substituto de deflexão. Desta forma, é possível, também, girar a broca através da rotação da coluna de perfuração, de maneira similar aquela operação realizada com BHA visto anteriormente.

Cada combinação de ângulo de *bent housing* com o diâmetro do motor de fundo e do poço determina o *dogleg* da ferramenta, que determinará o *dogleg severity* esperado pela aplicação do conjunto. Apesar da pequena angulação na carcaça (*bent housing*), o *dogleg severity* alcançado pelo conjunto é elevado.

O sistema de perfuração orientável pode ser acionado de duas formas diferentes: através do modo orientado (*sliding*) e através do modo rotativo (veja Figura 61).

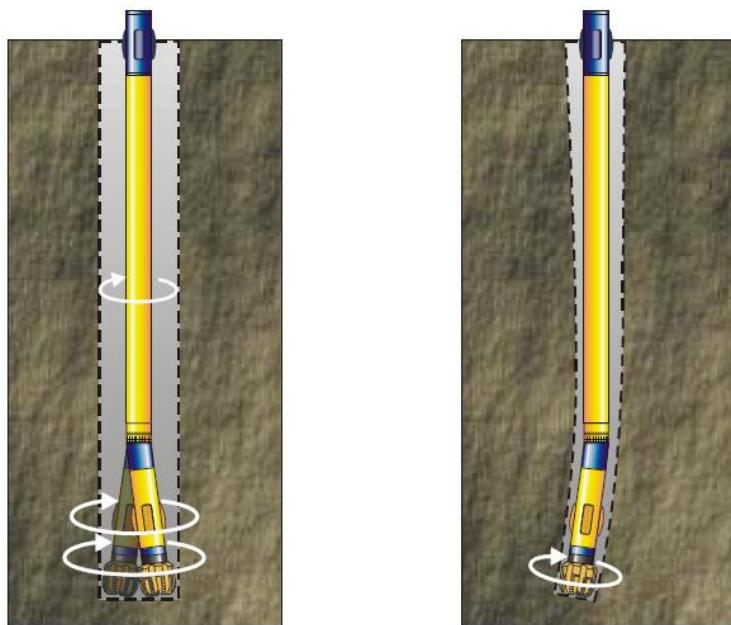


Figura 61– Visualização do modo rotativo (à esquerda) e do modo orientado (*sliding*) (à direita)
Fonte: Inteq/Baker Hughes (2002).

No modo orientado, o motor *steerable* é direcionado a partir da rotação da coluna de perfuração através da mesa rotativa ou *top driver*. Ressalta-se que o giro da coluna não é para efetuar a perfuração em si, mas para efeito de posicionamento da face da ferramenta (*tool face*- veja subseção 2.2), isto é, gira-se a coluna até que seja obtida a direção desejada. Com o MWD devidamente instalado na composição de coluna de fundo, é possível acompanhar esse processo de posicionamento no painel de superfície do MWD.

Com a face da ferramenta posicionada corretamente, trava-se a mesa rotativa ou *top driver*, e dá-se segmento a perfuração, mantendo constante a direção e com a broca sendo rotacionada apenas pelo motor *steerable*.

Logo que se atingir a direção e inclinação final almejada, seja numa seção de perda ou ganho de ângulo, aciona-se o modo rotativo. Neste modo, a mesa rotativa ou *top driver* é destravado para que a coluna de perfuração gire da mesma maneira que ocorre na perfuração comum. Assim, a influência do ângulo de inclinação da broca sobre o direcionamento do poço é, de certo modo, anulado pelo seu giro excêntrico, o que permite uma perfuração retilínea (direção e inclinação constantes).

Assim como qualquer outro sistema de perfuração, ele apresenta alguns problemas relacionados a cada modo de acionamento.

Com relação ao modo de perfuração orientado (*sliding*), o fato de a coluna de perfuração ficar o tempo todo apoiada na parte inferior da seção transversal do poço gera risco de aprisionamento dessa coluna, e a limpeza do poço se torna ineficiente, por fatores já explicados anteriormente.

Com relação ao modo rotativo, são observadas as seguintes desvantagens: vibrações que podem provocar falhas no motor e no sensor direcional (MWD), elevado desgaste da broca e da coluna, e diâmetro do poço irregular.

Sem dúvida, a utilização dos sistemas de perfuração orientáveis pode ser vantajosa, visto que se reduz o número de manobras e também o tempo de perfuração do poço. Sabe-se que o custo diário de aluguel da sonda de perfuração é elevadíssimo. Logo, redução do tempo implica num redução considerável do custo do processo.

3.2.5 Sistema Rotativo de Perfuração Orientável (*Rotary Steerable Systems - RSS*)

O sistema rotativo de perfuração orientável (RSS) descreve aqui operações similares ao sistema de perfuração orientável descrito na subseção anterior. Entretanto, este sistema permite que a coluna de perfuração gire durante todo o processo de escavação, inclusive durante a perfuração de seções de ganho ou perda de ângulo e alterações da direção. Dessa maneira, o sistema rotativo não possui um motor de

fundo. Dependendo do tipo de poço a ser escavado, é possível associar o sistema rotativo de perfuração orientável com motor de fundo, para aumentar a potência mecânica na broca sem maiores torques na superfície.

O sistema rotativo de perfuração orientável (*RSS*) é considerado a evolução do sistema de perfuração orientável (*steerable system*).

O sistema rotativo de perfuração orientável permite uma limpeza do poço eficaz, visto que a rotação da coluna contribui muito para a suspensão dos cascalhos, colocando-os em direção à superfície, além de reduzir a chance de ocorrer o aprisionamento da coluna de perfuração.

Os principais componentes do sistema rotativo de perfuração orientável são: estabilizador não rotativo orientável (*non-rotating steerable stabiliser*), sensores eletrônicos (*electronics probe*) e ferramenta MWD (veja Figura 62):

A) Estabilizador não rotativo orientável (*non-rotating steerable stabiliser*):

O estabilizador é composto por um eixo de conexão com a broca (*drive shaft*), uma camisa (bucha) excêntrica interna e uma carcaça exterior não rotativa.

A carcaça contém uma unidade direcional capaz de controlar a direção da broca durante a escavação. O controle ocorre a partir de um dispositivo constituído de três pistões que controlam a orientação (posicionamento) da camisa (bucha) excêntrica interna, a qual empurra o eixo de conexão com a broca e a broca na direção desejada.

Os pistões – operados por elevada pressão hidráulica – exercem forças independentes em direções distintas sobre a camisa (bucha) excêntrica interna, de maneira que a força resultante posiciona-a corretamente, orientando o eixo de conexão com a broca (*drive shaft*) e a broca ao longo de uma trajetória previamente calculada e com *dogleg severity* compatível com aqueles pré-estabelecidos pela equipe de perfuração (vide Figura 63). As

forças são controladas por um dispositivo eletrônico localizado na carcaça exterior não rotativa, que recebe comandos da superfície.

Dentro do dispositivo eletrônico, existe um sistema de microprocessamento, o qual calcula a pressão hidráulica em cada pistão necessária para obter a orientação desejada da face da ferramenta (*tool face*). Nesse processo, o sistema leva em consideração, os limites de *dogleg* pré-estabelecido para a seção do poço a ser perfurado. Veja a seguir o esquema do estabilizador na Figura 64.

B) Sensores Eletrônicos:

Os sensores eletrônicos controlam a interface entre todas as ferramentas do sistema rotativo de perfuração orientável. Contempla sensores direcionais (magnéticos e gravitacionais), que medem o azimute através de um magnetômetro triaxial; e de vibração, que garante que os equipamentos do sistema rotativo de perfuração orientável operem dentro das especificações e com máximo de eficiência. Os sensores direcionais juntamente com o inclinômetro próximo a broca garante o correto posicionamento do sistema rotativo de perfuração orientável. Estes sensores também fazem parte da ferramenta MWD.

C) Ferramenta MWD:

Essa ferramenta é responsável pelo registro direcional que fornece a inclinação e direção azimutal do poço.

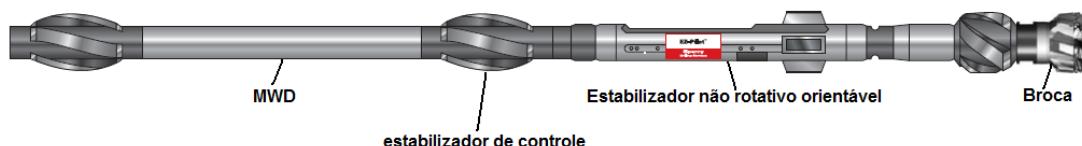


Figura 62– Visualização do sistema rotativo de perfuração orientada
Fonte: www.halliburton.com

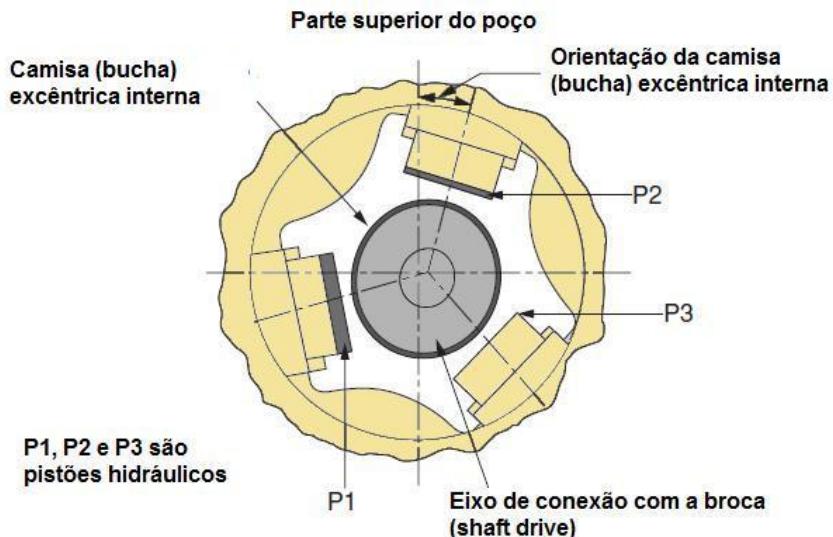


Figura 63– Seção transversal da parte final do estabilizador orientável não rotativo (*non-rotating steerable stabiliser*)

Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

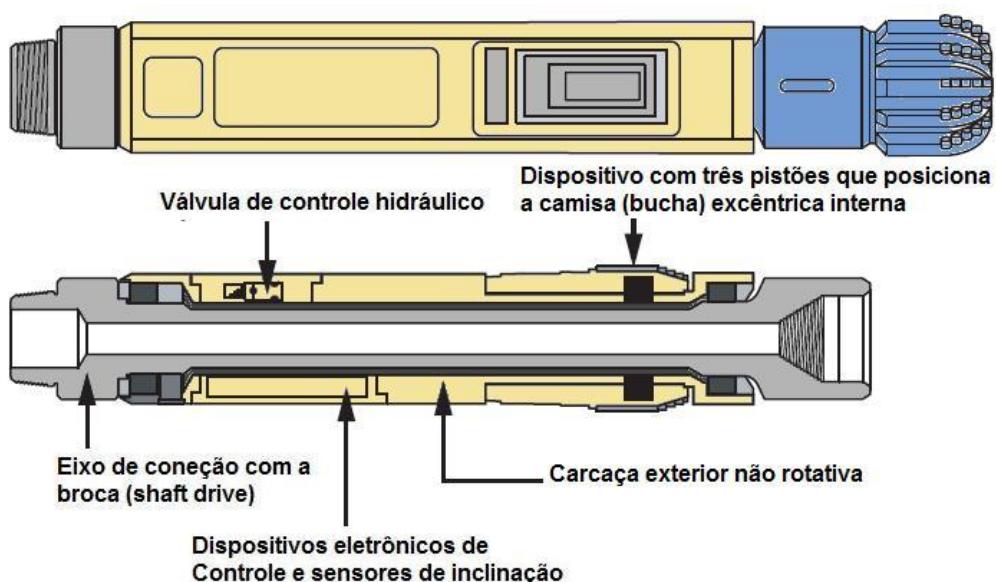


Figura 64– Esquema do estabilizador orientável não rotativo (*non-rotating steerable stabiliser*)

Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

Tecnologias recentes de sistemas rotativos de perfuração orientável (RSS) como o *Power Drive Rotary Steerable Systems*, fabricados pela Schlumberger, propiciam a perfuração de poços direcionais com taxas de penetração elevada, arrasto reduzido, baixos ricos de aprisionamento da coluna e um sistema de limpeza do poço bem evoluído.

3.2.6 Equipamento de Perfilagem em Tempo Real (*Logging While Drilling - LWD*)

O LWD é uma extensão da tecnologia empregada no MWD, a qual é parte integral da coluna de perfuração.

O LWD pode conter um ou mais sensores, cujos tipos são: raios gama, para identificar a argilosidade das formações; resistividade, para identificar o tipo de fluido contido nos poros das rochas; sônicos e de densidade neutrão (estes dois últimos são chamados de perfis radioativos), que identificam a porosidade da rocha; ressonância magnética, que identificam e tipificam os fluidos na rocha e quanto deste fluido poderá ser extraído; e testes de pressão, que fazem tomadas de pressão em pontos de interesse para identificar trechos do reservatório que estão com pressão original ou com diminuição desta (depletados) (vide Figura 65).

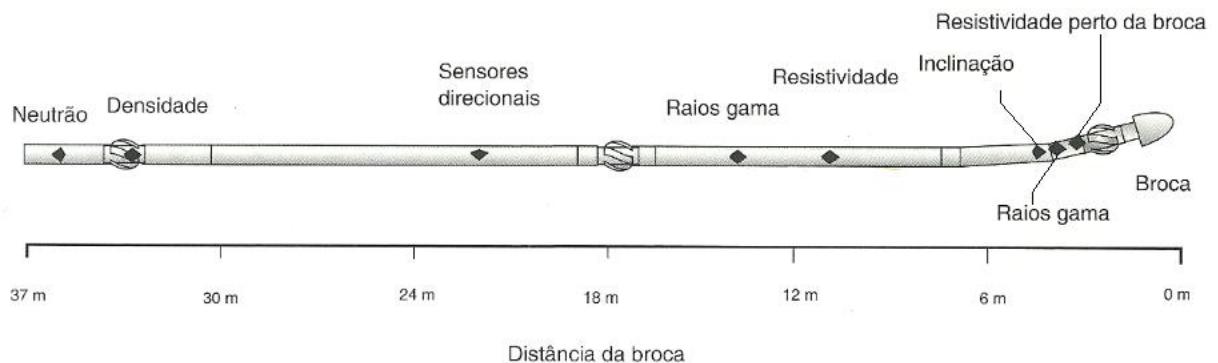


Figura 65– Esquema ilustrativo de posicionamento dos sensores de LWD e MWD em uma composição de coluna de fundo.

Fonte: Rocha et al (2008), modificado.

Os dados referentes aos sensores do LWD são transmitidos à superfície através da tecnologia de envio de pulsos no próprio fluido de perfuração. A leitura dos pulsos é realizada a partir de transdutores localizados na tubulação vertical de distribuição do fluido de perfuração (*standpipes*), localizados na plataforma de perfuração. As tecnologias disponíveis hoje são: sistema de pulso positivo (Figura 66), o qual gera uma restrição momentânea no fluxo do fluido dentro do tubo de perfuração (pulso com pressão superior a do fluido de perfuração); sistema de pulso negativo (Figura 67), o qual cria um pulso com pressão inferior a do fluido de perfuração; e sistema

de pulsos contínuos (ondas) (Figura 68), o qual produz pulsos em uma determinada frequência no fluido de perfuração. Dos sistemas listados acima, o sistema de pulsos positivos é o mais utilizado na indústria de petróleo.

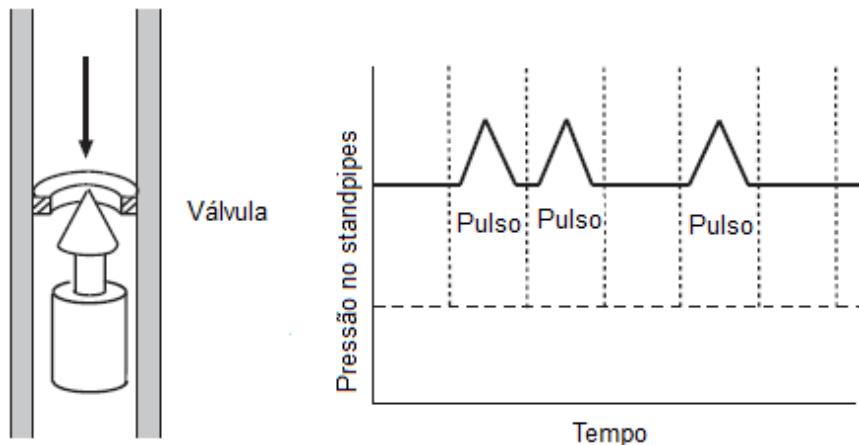


Figura 66– Sistema de pulsos positivos
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

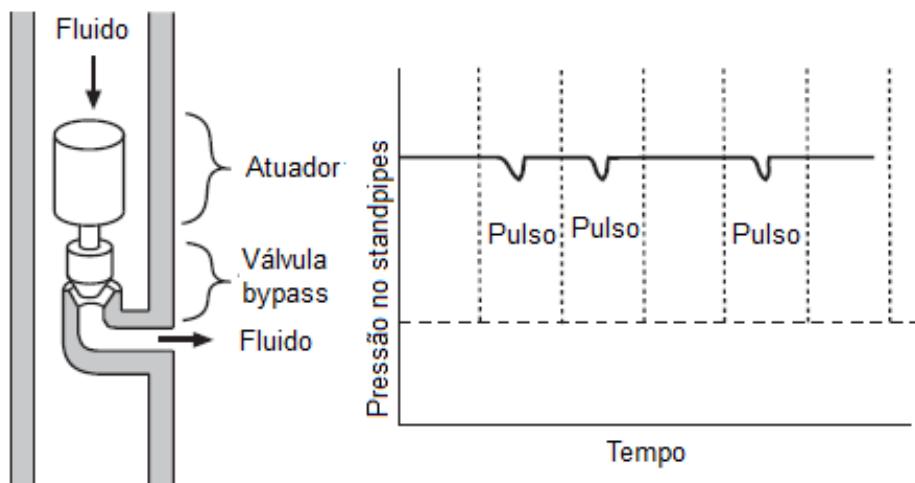


Figura 67– Sistema de pulsos negativos
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

Identificam-se algumas vantagens no emprego deste equipamento na escavação de um poço: os dados do LWD são utilizados para obtenção da pressão dos poros; o equipamento providencia uma rápida avaliação e delimitação do reservatório a ser explorado, e permite a aquisição de dados de poços difíceis de serem avaliados com instrumentos a cabo comuns.

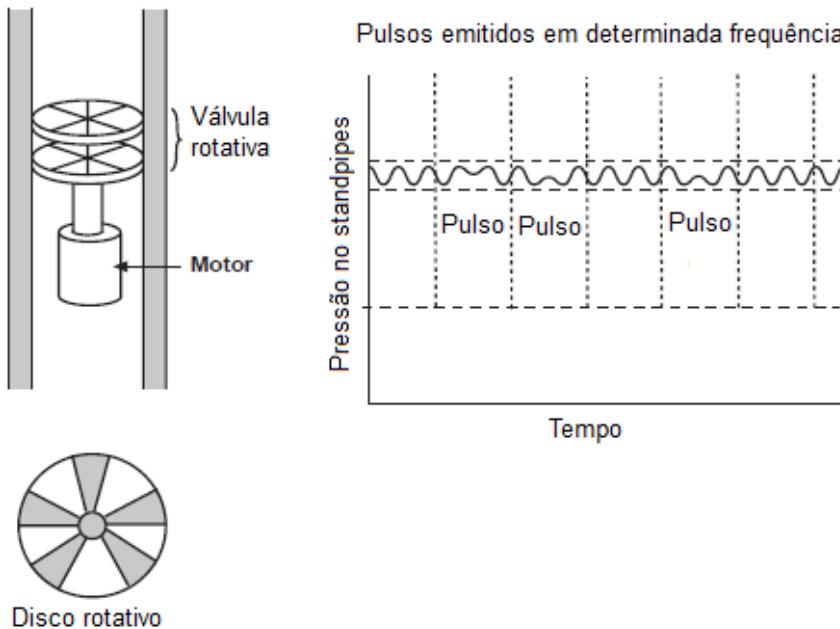


Figura 68– Sistema de pulsos contínuos (ondas)
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

Há, todavia, algumas desvantagens com relação ao uso do LWD. Em áreas cuja taxa de penetração (ROP) é elevada e a ferramenta LWD é utilizada para orientar motores de fundo, os dados de perfilagem serão limitados. Uma limitação do LWD é que as informações serão transmitidas em apenas uma determinada frequência. Deste modo, alguns dados obtidos do LWD devem ser armazenados na própria ferramenta e baixados para um computador, logo que for realizada uma manobra. Além do mais, a ferramenta LWD representa mais um equipamento que poderá falhar na composição de coluna de fundo, visto que aumenta as chances de manobras não programadas.

3.2.7 Técnica de Navegação Geosteering

A técnica de navegação *geosteering* é definida basicamente como o processo de escavação de poços horizontais ou de outros tipos de poço direcionais em que decisões sobre ajustes necessários na sua trajetória são tomadas com base na aquisição em tempo real de dados geológicos e do reservatório. No processo de perfuração direcional convencional, a trajetória do poço é executada de acordo com um planejamento geométrico predefinido (como direção e inclinação do poço). O objetivo é seguir a trajetória o mais próximo possível do alvo previsto.

Desta forma, essa técnica utiliza modernos sistemas de perfuração como o sistema rotativo de perfuração orientável (*rotary steerable systems*) equipados de um conjunto de ferramentas do tipo LWD, o mais perto possível da broca (vide Figura 69).

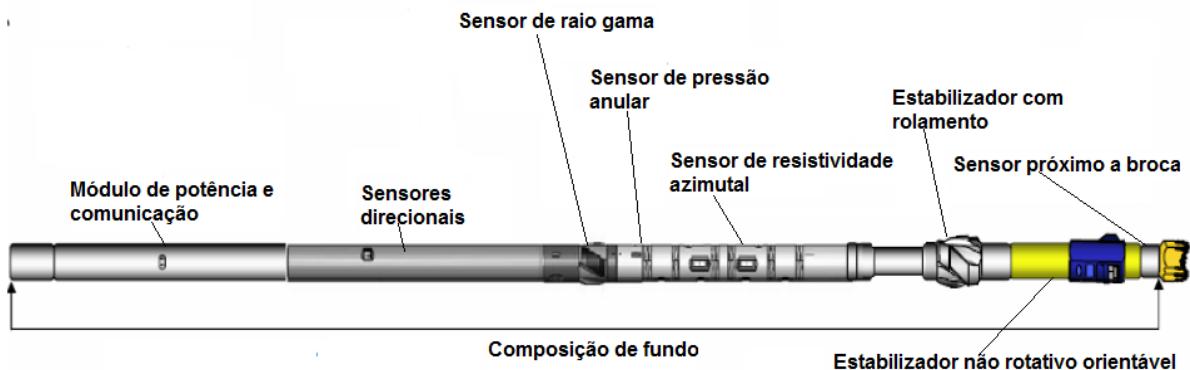


Figura 69– Sistema *geosteering* com ferramenta deflectora e sensores azimutais de LWD
Fonte: AI-MUDHII, Mohammed A. et al (2005)

As ferramentas LWD possibilitam avaliar de que quadrante do poço veio uma falha geológica e assim ajustar a trajetória do poço na direção mais adequada.

Imagine que se deseja navegar em uma camada que tenha certa resistividade. Todavia, perde-se a camada por atravessar uma falha na formação rochosa. Sem a ferramenta LWD se perderia uma boa extensão do poço navegando sem rumo em busca da camada desejada. Com a ferramenta em questão, é possível identificar a camada indesejada e corrigir a trajetória do poço de forma muito mais precisa.

A tecnologia *geosteering* vem acompanhada de modernos softwares de aquisição de dados, cuja função é compilar os dados provenientes dos sensores na composição de coluna de fundo e gerar gráficos, que possam ser interpretados para auxílio em possíveis intervenções na trajetória do poço. Veja a seguir, na Figura 70, a interface do software.

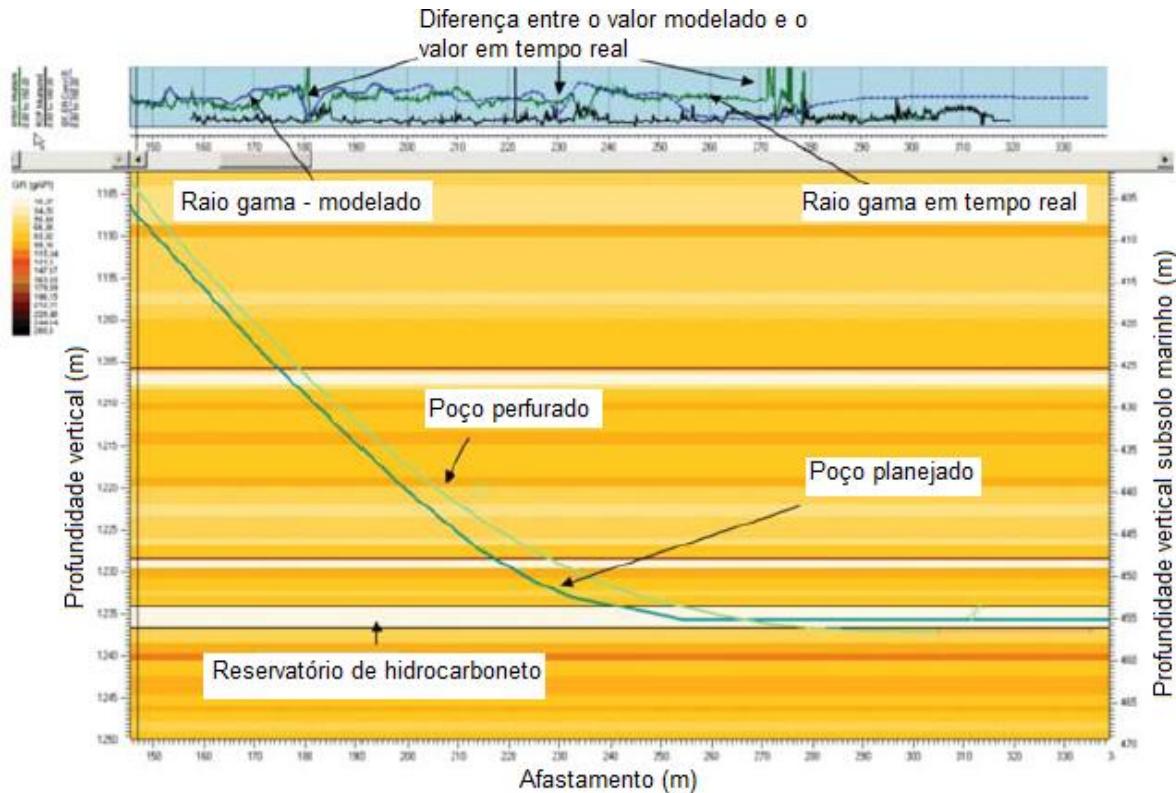


Figura 70– Interface do software de processamento de dados (obtidos em tempo real) utilizado para perfuração de poços direcionais com tecnologia *geosteering*

Fonte: BOURGEOIS, Daniel; SEGAL, Steven (2007)

Os softwares permitem gerar perfis 3D do subsolo, o que facilita a tomada de decisões em tempo real (veja Figura 71).



Figura 71– Sala de visualização 3D
Fonte: Rocha et al (2008).

3.3 EQUIPAMENTOS DE REGISTRO DIRECIONAL

Os equipamentos de registro direcional são de suma importância para a escavação de poços, seja sua trajetória complexa ou não, pois é necessário localizar a composição de coluna de fundo no espaço, para que assim seja definida a real trajetória do poço. Desta maneira, o principal objetivo da medição direcional é a obtenção da localização do poço, através de dados que satisfaçam a precisão requerida, com custos otimizados.

As medições direcionais, também denominadas de surveys ou “fotos”, são essenciais para que os objetivos (*target*) estabelecidos sejam atingidos, as colisões sejam evitadas, os *doglegs* e *dogleg severity* sejam identificados e os poços multilaterais e com ramificações secundárias sejam corretamente posicionados.

Não somente na perfuração o registro direcional é totalmente justificável em outras fases subsequentes como a completação, a produção e o abandono do poço.

Para que as medições sejam feitas corretamente, seleciona-se o equipamento mais adequado para a realização do serviço. Os principais fatores que deverão considerados na escolha são: temperatura do poço, visto que possuem limites operacionais quanto à temperatura do poço; máxima inclinação do projeto, pelo fato de algumas ferramentas possuírem limites operacionais para poços mais inclinados; presença de revestimento, por impossibilitar a utilização de instrumentos magnéticos; latitude do poço, por afetar o funcionamento dos instrumentos magnéticos e a precisão dos instrumentos giroscópicos; entre outros fatores.

3.3.1 Equipamentos Magnéticos de Registro Direcional

Estes equipamentos podem sofrer interferência magnética dos constituintes da coluna de perfuração e até do revestimento da parede do poço. Assim, o uso de equipamentos magnéticos requer a utilização de comandos não magnéticos (compostos de monel), cuja função é alojar os sensores magnéticos de registro direcional.

Os equipamentos magnéticos podem ser classificados em termos do número de medições: equipamento magnético de registro simples e equipamento magnético de registro múltiplo.

A) Equipmento magnético de registro simples:

Este equipmento foi desenvolvido por volta de 1930 para medição da inclinação, da direção do poço e da orientação da face da ferramenta (*tool face*). O instrumento consiste de três seções:

- Um inclinômetro composto por um compasso magnético e um dispositivo de medição de inclinação;
- Uma câmera fotográfica;
- Um dispositivo sincronizador ou uma unidade de sensor de movimento.

A unidade angular consiste de um compasso magnético e um fio de prumo. O compasso magnético é capaz de girar até que se alinhe com o campo magnético da terra. O fio de prumo se mantém na posição vertical independente inclinação do equipmento de medição dentro do poço. A câmera fotográfica consiste de um disco de filme, montado em um dispositivo a prova de luz, um conjunto de lâmpadas e uma unidade de potência (baterias). O dispositivo sincronizador é utilizado para operar o conjunto de lâmpadas quando o equipmento está na posição correta para que as informações sejam registradas no disco de filme. O operador responsável pelo equipmento deve estimar o tempo requerido para atingir a estação de medição do poço, onde necessariamente ocorrerá o acendimento das lâmpadas (tarefa não muito fácil) (veja Figura 72). Equipamentos modernos utilizam a unidade de sensor de movimento, a qual acenderá as lâmpadas quando o instrumento de medição parar de se movimentar.

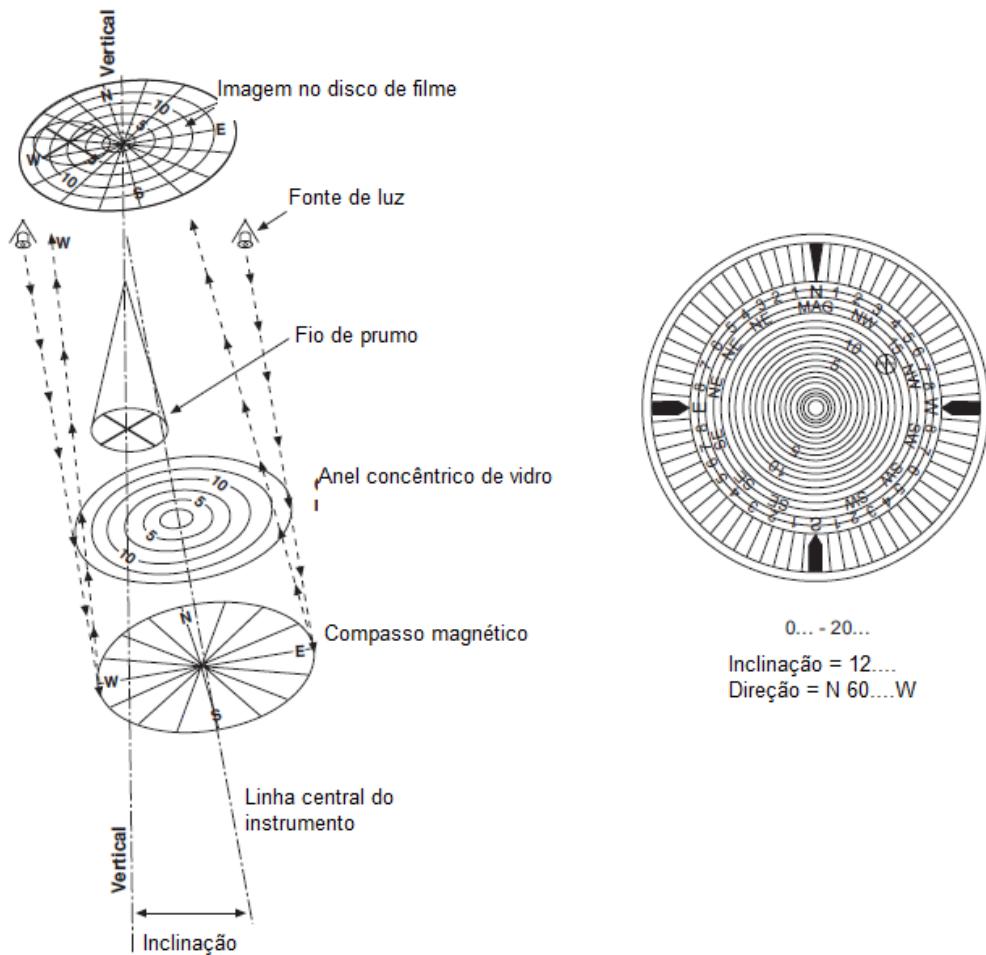


Figura 72– Instrumento magnético de registro simples (à esquerda) e registro de foto do instrumento magnético (à direita)

Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

B) Equipmento magnético de registro múltiplo:

É um instrumento que registra, simultaneamente, em um filme fotográfico ou em um módulo de memória de estação múltiplas, a direção magnética e a inclinação do poço. Os registros são obtidos quando a composição de coluna de fundo é retirada do poço. O princípio de funcionamento é o mesmo que o instrumento anterior, porém a unidade fotográfica é diferente (vide Figura 73).

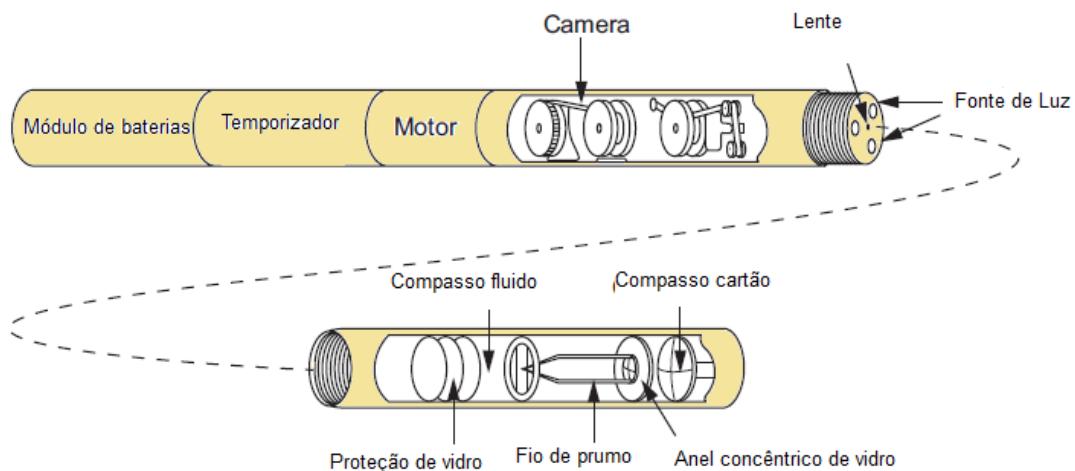


Figura 73 - Instrumento magnético de registro múltiplo
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado

3.3.2 Equipamento Giroscópico de Registro Direcional

Este equipamento, assim como os demais, grava a direção e inclinação do poço em um filme fotográfico em forma de disco. O Registro Direcional é realizado pela bússola giroscópica, ao invés do compasso magnético e fio de prumo. Portanto, os equipamentos giroscópico possuem a grande vantagem de não sofrerem interferência magnética, o que possibilita o seu uso em seções do poço revestidas ou não.

Com relação à constituição do giroscópio, ele é composto por uma roda capaz de girar em torno de um eixo e possui liberdade para girar em torno dos outros dois eixos cartesianos. A inércia da roda giroscópica faz com que o eixo, em torno do qual a roda giroscópica gira continuamente, aponte sempre para uma única direção. Na superfície, o giroscópio é alinhado com uma direção conhecida (Norte geográfico) e quando estiver em operação dentro do poço, continuará a apontar para essa direção (veja Figura 74).

Os equipamentos giroscópicos, também, são classificados em: de registro simples ou múltiplos. Em um equipamento giroscópico de registro simples, o giroscópio gira com uma velocidade de 40000 rpm. Um cartão de compasso em forma de disco é acoplado e alinhado ao eixo do giroscópio, que sempre apontará para a direção norte geográfico, de maneira que essa direção será registrada num filme fotográfico

sempre que as luzes forem acionadas, assim como no equipamento magnético. Vale apena ressaltar que o giroscópio é muito sensível à vibração.

Já o giroscópio de registro múltiplo é geralmente aplicado em poços completados que necessitam de múltiplos registros direcionais ao longo de sua trajetória. As medições são registradas em um filme fotográfico, da mesma maneira que no instrumento giroscópico anterior, entretanto, o operador deverá programar o temporizador para que sejam tiradas as fotos nas profundidades corretas. Vale apena ressaltar que o dispositivo fotográfico é um pouco diferente do equipamento de registro simples.

Com relação às condições de operação do giroscópio de registro múltiplo, ele pode ser utilizado eficientemente até uma inclinação de 20° e pode ser operado a cabo ou ser lançado através da coluna de perfuração.

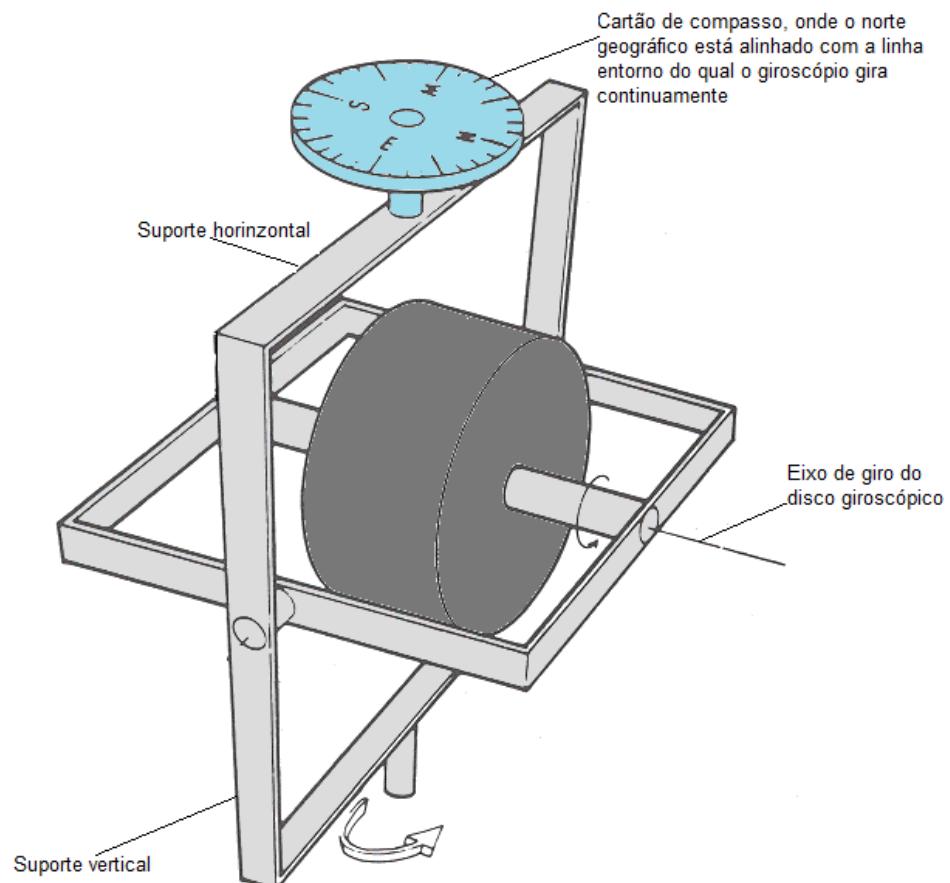


Figura 74– Dispositivo giroscópico
Fonte – O autor.

3.3.3 Sistema de Navegação Inercial (*Inercial Navigation System – INS*)

O sistema de navegação inercial é uma técnica de navegação autônoma do qual os dados provenientes de acelerômetros e giroscópios são usados para rastrear a posição e a orientação da coluna de perfuração a partir de dados de um ponto estabelecido como referencial. A unidade de medição inercial contém tipicamente três giroscópios montados ortogonalmente entre si e três acelerômetros também ortogonalmente dispostos entre si, a fim de que sejam obtidos dados como a velocidade angular e a aceleração linear respectivamente. Através de um sistema de microprocessamento de dados, é possível processar os sinais provenientes desses dispositivos e gerar a posição e orientação da coluna de perfuração.

O sistema de navegação inercial também pode ser aplicado em: aviões, mísseis, naves espaciais, submarinos e navios.

Um sistema de navegação inercial é basicamente constituído pelos seguintes componentes: três acelerômetros, que medem as acelerações da coluna de perfuração com respeito aos eixos cartesianos; uma plataforma estabilizada por giroscópios, sobre a qual estão os acelerômetros; e um sistema microprocessado para determinar a posição e orientação da coluna de perfuração, a partir dos dados referenciais inicialmente estabelecidos (veja Figura 75).

A teoria do sistema de navegação inercial fundamenta-se na aplicação do princípio da inércia a um sistema giroscópico. O sistema de navegação inercial é construído de forma que tende a permanecer estável no espaço em três planos perpendiculares entre si, num espécie de plataforma estabilizada.

A plataforma é constituída de um sistema com suspensão *cardan*, de modo que tenha completa liberdade de movimento em todos os três planos. Desta forma, os três giroscópios atuam cada um com uma ação estabilizante sobre cada um dos três eixos desse sistema.

Os giroscópios detectam qualquer rotação da plataforma (nos três eixos coordenados). Esses sinais são enviados a motores de torque que rotacionam a estrutura da plataforma de maneira a cancelar tal movimentação, mantendo a plataforma estabilizada, isto é, alinhada a um sistema de referência global (veja Figura 75).

A orientação do sistema de navegação inercial é obtida a partir de sensores de medição angular instalados na estrutura da plataforma. Para que seja calculada a posição da coluna, os sinais provenientes dos acelerômetros são duplamente integrados. Note que é necessário extrair a gravidade da componente vertical da aceleração global medida. O algoritmo do sistema de navegação inercial é mostrado na Figura 76.

O sistema de navegação inercial é capaz de atuar em poços com elevadas inclinações, e seus dados são de grande precisão.

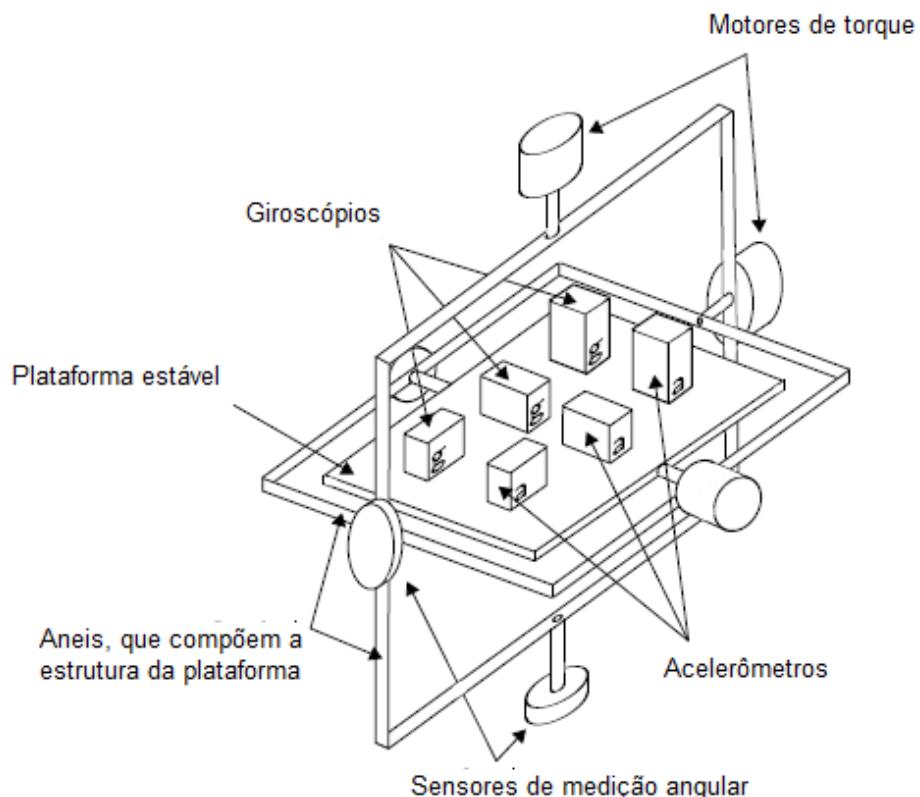


Figura 75– Sistema de Navegação Inercial
Fonte: Woodman, Oliver J. (2007), modificado.

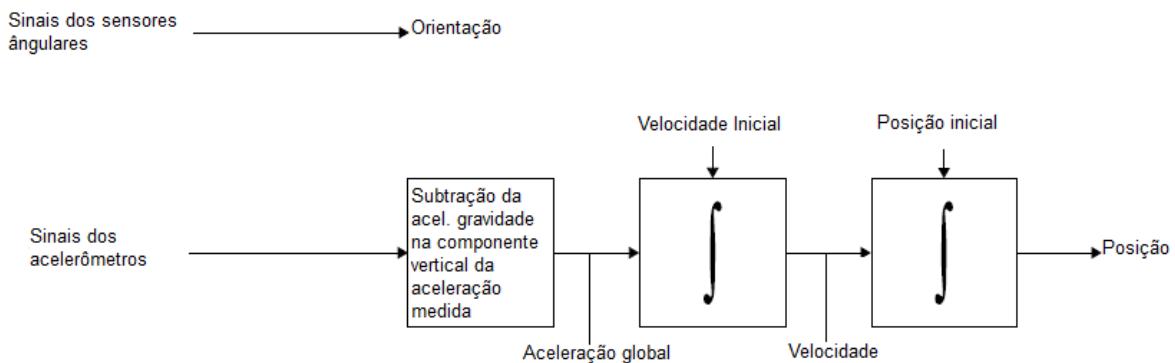


Figura 76– Algoritmo para determinação da posição e da orientação da composição de coluna de fundo

Fonte: Woodman, Oliver J. (2007), modificado.

3.3.4 Medição Continua sem Cabo (MWD)

O equipamento de medição contínua sem cabo, conhecido com *measurement while drilling* (MWD), permite reunir e transmitir informações da seção do poço que é perfurada, sem interromper as operações normais de perfuração. Essas informações incluem: dados referentes à trajetória do poço; dados relacionados às propriedades geológicas da formação; e dados referentes aos parâmetros de perfuração, como a taxa de perfuração e o peso sobre a broca. Elas são transmitidas à superfície do mesmo modo que o equipamento LWD, já explicados.

O equipamento MWD foi inicialmente introduzido à perfuração de poços direcionais em 1978 no mar do norte. Para que fossem feitas medições com os equipamentos guiados a cabo, gastava-se cerca de 1 a 2 horas, diferentemente dos sistemas MWD, que gastam 4 minutos.

Recentemente, companhias produtoras de equipamentos MWD desenvolveram sistemas complexos que não só obtêm informações sobre a trajetória direcional e parâmetros de perfuração, como também informações geológicas, através de sensores com raios gama, medidores de resistividade da formação, entre outros. Basicamente, são os mesmos instrumentos contidos no sistema LWD; por esta razão, diz-se que o sistema LWD é uma extensão da tecnologia empregada nos sistemas MWD.

O sistema MWD é composto por dois sistemas distintos: o sistema de fundo e o sistema de superfície, que detectam os pulsos e os decodificam (vide Figura 77).

A) Sistema de fundo:

O sistema de fundo apresenta sistema de transmissão de dados que são idênticos ao do LWD: sistema de pulso positivo (Figura 66), sistema de pulso negativo (Figura 67) e sistema de pulsos contínuos (ondas) (Figura 68). Todos utilizam a coluna de fluido de perfuração como meio de transmissão dos dados à superfície. Com relação à fonte de potência do sistema de fundo, a energia necessária para o seu funcionamento é gerada por um conjunto turbina/alternador.

O sistema de fundo também apresenta instrumentos de aquisição de dados direcionais e geológicos, e de obtenção de informações relacionadas a parâmetros de perfuração (vibração, torque, peso sobre a broca, temperatura e pressão do anular). O instrumento de aquisição de dados direcionais é formado por três acelerômetros ortogonais e três magnetômetros ortogonais, os quais são capazes de fornecer a inclinação, a direção azimutal e a orientação da face da ferramenta. Da mesma forma que no LWD, o instrumento de medição de dados geológicos é constituído de sensor de raio gama, um dispositivo de medição da resistividade da formação e sensor nêutron.

Finalmente, o sistema de controle coordena a aquisição, o armazenamento e a transmissão dos dados obtidos pelos sensores do sistema de fundo. Sabe-se que as voltagens de cada sensor devem ser lidas e armazenadas até que a ferramenta esteja pronta para enviá-los à superfície. Para tanto, faz-se uso de modernos sistemas de controle (veja Figura 78).

B) Sistema de Superfície:

O equipamento MWD possui transdutores de pressão conectados à tubulação vertical de distribuição de fluido de perfuração (*standpipes*), localizados na plataforma de perfuração. Os transdutores deverão ser sensíveis o suficiente para detectar pequenas variações de pressão (50-100 psi) em pequenos

intervalos de tempo com intuito de decodificá-los e processá-los para que se tenha em mãos informações úteis do processo de perfuração.

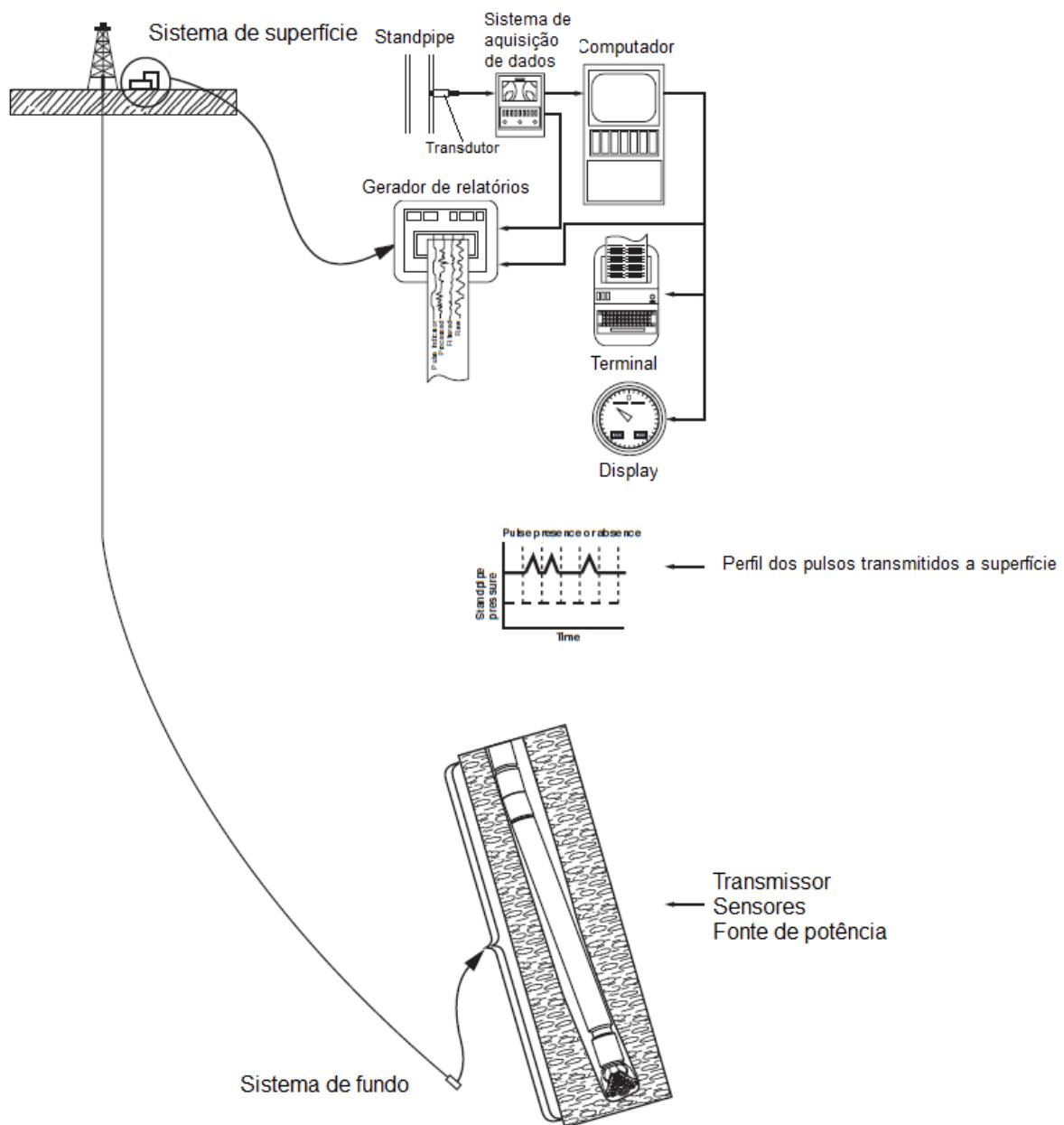


Figura 77– Esquema de funcionamento do MWD
Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

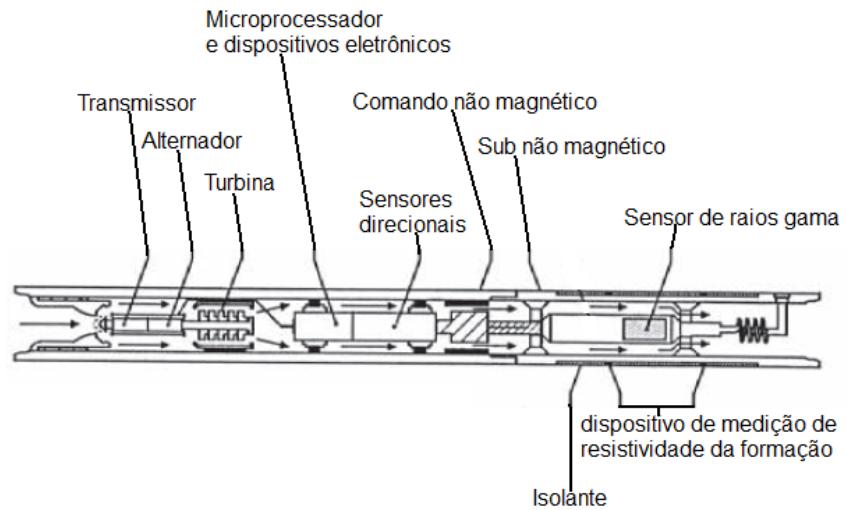


Figura 78– Sistema de Fundo do equipamento MWD

Fonte: Heriot Watt University (2005), modificado.

4 PERFURAÇÃO DIRECIONAL EM FORMAÇÕES SALINAS

Não faz sentido falar sobre o estado da arte da perfuração direcional sem entrar no mérito da perfuração direcional em formações salinas. O desenvolvimento de tecnologias de ponta e o surgimento de técnicas de perfuração cada vez mais complexas são vitais para a viabilização da prospecção do petróleo em reservatórios delimitados por essas formações.

A perfuração de formações salinas com os métodos convencionais constitui uma prática relativamente nova na indústria de petróleo e possui desafios ainda não muito bem compreendidos. Perfurando-as com técnicas direcionais, além de amplificar os problemas já existentes, criam-se novos desafios ainda mais complexos, que merecem uma atenção especial. Desenvolvem-se então novas tecnologias para contornar os novos desafios e se estabelece um conjunto de estratégias

A seguir, serão detalhados alguns desafios que cercam essa modalidade de perfuração direcional, assim como as tecnologias envolvidas no processo de escavação de poços direcionais no pré sal. Abordar-se-ão, também, estratégias de perfuração do sal, baseadas em experiências adquiridas na perfuração de poços direcionais em formações salinas de outras regiões do globo terrestre, que garantem uma operação livre de problemas, previnem o colapso do revestimento e minimizam os custos do processo de perfuração.

4.1 DESAFIOS DA PERFURAÇÃO DIRECIONAL EM FORMAÇÕES SALINAS

O sal é um material geológico atípico, porque uma amostra de sal, quando submetido a um carregamento constante, apresenta uma considerável deformação. Essa deformação é vinculada ao módulo do carregamento, ao tempo de exposição e as propriedades físicas do sal da amostra. Tal comportamento é chamado de fluência (*creep*).

Do ponto de vista operacional, a alta mobilidade do sal provoca a redução do diâmetro do poço, de modo a gerar um aumento significativo do torque e a necessidade de repasses constantes, além de consequências catastróficas como o fechamento total do poço, promovendo o colapso do revestimento (tubos de aço e concreto) do poço e a prisão da coluna de perfuração.

Com o conhecimento prévio dos modos de falha estrutural do poço adquiridos no Capítulo 2, verifica-se que a seção do poço escavada em camadas homogêneas (mesmo tipo de sal) está submetida a um estado de tensão isotrópico que pode ser considerado crítico. Isto porque devido à mobilidade da camada de sal, o desenvolvimento de tensões trativas radiais torna-se extremamente perigoso para a integridade da parede do poço revestido. Caso a intensidade das tensões radiais positivas ultrapassem o limite de resistência da composição tubo de aço/ concreto, há o colapso do poço e não mais a fratura localizada. Predomina, neste caso, o modo de falha por tração, com efeitos danosos similares aos do modo de falha por cisalhamento. Ressalta-se que também não se elimina a possibilidade de ocorrência do modo típico de falha por cisalhamento, caso a camada de sal seja composta por subcamadas de diferentes tipos de sal com diferentes taxas de fluência.

A Figura 79 mostra uma situação em que a fluência do sal gera esforços cisalhantes no revestimento do poço, de tal maneira que é possível visualizar os efeitos danosos do modo de falha estrutural por cisalhamento.

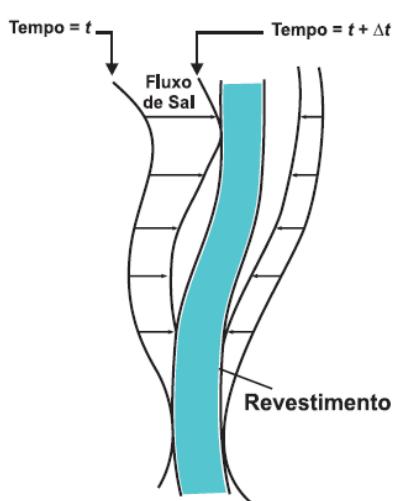


Figura 79– Forças cisalhantes devido à movimentação do sal
Fonte: Falcão et al (2007).

Portanto, a fluênciça do sal poderá comprometer o poço em qualquer etapa do seu projeto, seja na fase de perfuração, seja na fase de completação e produção.

Conforme se verificou também no Capítulo 2, o fluido de perfuração influencia muito na estabilidade do poço. Sabe-se perfeitamente que a seção do poço em contato com a camada de sal lida com tensões elevadíssimas e grande mobilidade da formação salina; portanto é essencial a correta escolha do fluido de perfuração, com relação ao seu peso específico (o mais elevado possível), para que seja restabelecido o equilíbrio de tensões nas proximidades do poço escavado, e se evite falha estrutural do poço.

Ademais, a escolha do fluido de perfuração deverá levar em consideração a sua solubilidade com o sal presente no subsolo. A dissolução do sal no fluido contribui: para a irregularidade do diâmetro ao longo da seção perfurada no sal; com a formação de cavernas, que seriam porções escavadas da parede do poço pelo processo de dissolução do sal; e ainda, com a formação de batentes, que representam pedaços da formação originados da intercalação de subcamadas muito solúveis e pouco solúveis que podem se soltar da formação salina e provocar frequentes prisões da coluna de perfuração. Tais fatores também implicam numa má limpeza do poço e uma série de problemas operacionais, já citados no Capítulo 2.

Os desafios da perfuração direcional não estão limitados somente à travessia do sal, mas também quando se perfura próximo a domos salinos ou diápiros (Figura 80), isto é, nas proximidades da formação salina em geral.

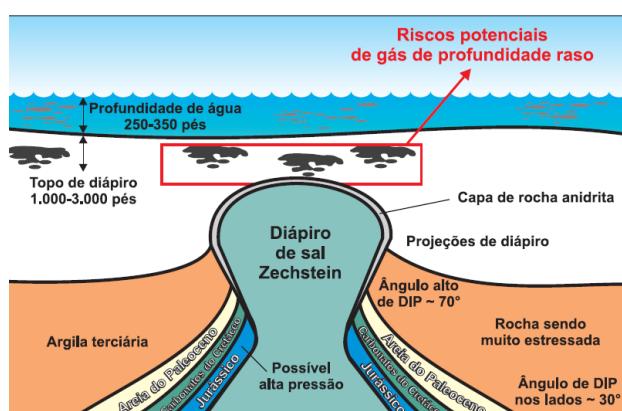


Figura 80- Diápiros de sal
Fonte: Falcão et al (2007).

Conforme foi explanado no Capítulo 1, as proximidades de domos salinos ou diápiros (isto é, nas proximidades das formações salinas em geral¹⁰) apresentam grande instabilidade tectônica e alterações nas geopressões. Além de dificultarem o controle direcional da trajetória do poço, as instabilidades tectônicas propiciam a ocorrência do modo de falha por cisalhamento, pois o movimento relativo entre subcamadas adjacentes sujeitam a parede do poço (revestida ou não) a uma crítica tendência de cisalhamento reinante no meio, que nem sempre o fluido de perfuração é capaz de conter, restaurando o equilíbrio neste meio.

As incertezas das estimativas das geopressões agravam esse cenário crítico, pelo fato de impossibilitar um preciso dimensionamento do peso específico do fluido de perfuração necessário para o restabelecimento do equilíbrio do meio, o que potencializa a ocorrência de *kick* e leva inevitavelmente à falha estrutural do poço.

Com relação ao pré-sal brasileiro, os reservatórios de hidrocarbonetos se dispõem sob a camada de sal localizada abaixo do leito do mar em regiões com lâminas d'água profundas. Além do desafio operacional de se explorar em lâminas d'água profundas, o ambiente do pré-sal é extremamente corrosivo com quantidades significativas de dióxido de carbono (CO_2) e ácido sulfídrico (H_2S). Perfurar esse tipo de subsolo demanda o emprego de uma metalurgia nobre e cimentos especiais, durante o processo de completação e perfuração. Para agravar os riscos, atenta-se a significativa probabilidade de obstrução do anular por depósitos de parafinas e hidratos.

Como foi possível verificar, os riscos operacionais da perfuração direcional do pré-sal são muitos. Então, a viabilidade da perfuração direcional do pré-sal depende de um minucioso planejamento da trajetória do poço. Por exemplo, evitam-se trajetórias com elevados *doglegs* através do sal, para que não haja aumento excessivo do torque e arrasto além da potencialização de vibrações do tipo (*stick-slip*), discutidos no Capítulo 2, e do aprimoramento ou adaptação de tecnologias direcionais já existentes para superar tais riscos.

¹⁰ De acordo com Falcão et al (2007), as formações salinas são encontradas no subsolo com diferentes formas, tais como: almofadas, diápiros, muralhas, entre outros tipos.

4.2 TECNOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Existem dois sistemas de fluidos de perfuração empregados no pré-sal: fluidos à base de água saturada (NaCl) e fluidos não aquosos ou sintéticos.

Os fluidos à base de água saturada (NaCl) foram o primeiro tipo de fluido empregado na perfuração do pré-sal, sendo limitado a perfuração de pequenos intervalos de sal. Suas vantagens são: baixo custo de produção e tratamento e possibilidade de ser descartado no mar. As desvantagens são: variação da solubilidade com a temperatura, extremamente corrosivo, não impedem a dissolução de outros sais; e a necessidade de grande quantidade de sal para se alcançar a sua saturação.

Os fluidos não aquosos são formulados à base de n-parafina ou outra base sintética, éster, por exemplo. São menos tóxicos que os fluidos à base de óleo diesel, anteriormente empregados. São os mais empregados atualmente, inclusive no pré-sal brasileiro. Com relação às vantagens, pode-se dizer que apresentam grande estabilidade térmica, grande potencial de lubrificação, boa estabilidade reológica e não reagem quimicamente com a formação. Já as desvantagens são: alto custo de produção e tratamento, não é permitido o seu descarte no mar, requerem secador de cascalhos e dificultam a detecção de *kick* de gás.

4.3 TECNOLOGIA DE ALARGAMENTOS

O alargamento do poço executado simultaneamente à sua perfuração é a estratégia atualmente utilizada para se perfurar espessas camadas de sal. Existem dois conceitos de alargadores: excêntricos e concêntricos.

A) Tecnologia excêntrica:

Os alargadores inseridos nesta categoria não possuem partes móveis. O alargamento se dá pela excentricidade da broca, isto é, o centro de rotação da broca não coincide com o eixo de rotação da coluna. Atualmente, são

empregados dois tipos de alargadores com essa tecnologia: brocas bicêntrica e *drill out ream while drilling* – DORWD.

- Brocas bicêntrica:

O seu centro não coincide com o do poço perfurado e não apresentam partes móveis, o que diminui a chance de falhas. A estrutura cortante é de PDC, visto no Capítulo 3. O seu custo é inferior aos demais alargadores. Entretanto, essas brocas conferem ao poço grandes diâmetros, que ultrapassam os diâmetros dos estabilizadores da coluna de perfuração. Isso confere a broca uma tendência de desvio nos poços verticais e dificuldade de controle dos direcionais. Por conseguinte, se limitam a rotação e o peso sobre a broca devido à má estabilização da coluna de perfuração. A descentralização da broca resulta em vibrações que podem ser danosas aos equipamentos e à coluna de perfuração. Além do mais, não permite repasses graças a sua arquitetura, o que implica a necessidade de utilização de alargadores (*underreamers*). Finalmente, essa tecnologia gera poços com diâmetros irregulares, o que compromete a descida do revestimento (veja Figura 81).



Figura 81- Alargador tipo broca bicêntrica, com tecnologia excêntrica
Fonte: Rocha et al (2007).

- *Drill out ream while drilling* – DORWD:

Os alargadores DORWD representam a evolução das brocas bicêntrica, visto que são melhores balanceados que o modelo anterior e permitem um melhor controle direcional. São formados por duas peças, isto é, o alargador com as aletas de alargamento e da broca. Dessa maneira, é possível instalar uma série de brocas, verificadas no Capítulo 3, e variar a composição de coluna de fundo (BHA) utilizada na coluna de perfuração, já que o DORWD pode ser posicionado em qualquer lugar na coluna. Entretanto, o DORWD apresenta um design que não permite repasses, que também implica no emprego de alargadores (*underreamers*) na coluna de perfuração (vide Figura 82).



Figura 82– Alargador tipo DORWD, com tecnologia excêntrica
Fonte: Rocha et al (2007).

B) Tecnologia concêntrica:

Tipo de alargador que apresenta partes móveis e foi projetado para permitir repasses, sem a necessidade de emprego do alargador (*underreamer*). É possível perfurar e alargar simultaneamente, da mesma forma que a tecnologia anterior, ou só alargar um poço pré-perfurado a partir de uma determinada seção.

O esquema de funcionamento implica um diferencial de pressão aplicado na ferramenta, que faz com que os braços se abram e inicie o processo de alargamento do poço.

A sua grande desvantagem em relação à tecnologia anterior é que suas partes móveis são suscetíveis a falhas. Uma possível quebra de um dos braços gera um “peixe difícil de ser pescado” com operações padrão de pesca.

Os alargadores desta categoria mais comuns são: *underreamer reamaster*, produzido pela Smith Internacional; *anderreamer*, fabricado pela Andergauge; e brocas expansíveis, produzidos pela Weatherford.

- *Underreamer reamaster:*

São formados por duas peças básicas, semelhante ao DORWD, o qual permite instalar próxima a broca ou afastado dela. Os cortadores podem ser de PDC, de dentes de aço ou insertos de carbeto de tungstênio.

Este modelo é muito empregado em formações moles, mas uma nova versão, mais robusta, está em desenvolvimento para formações médias. Inevitavelmente, seus braços são muito solicitados na operação de desgaste da formação e podem quebrar. (veja Figura 83).



Figura 83- Alargador tipo *Underreamer reamaster*, com tecnologia concêntrica
Fonte: Rocha et al (2007).

- *Anderreamer:*

Equipamento projetado com três blocos cortadores defasados de 120° com duas fileiras de pastilhas de PDC cada um. São acionados por

aplicação de peso ou hidráulicamente. São indicados para formações duras, como anidrita (tipo de sal) (vide Figura 84).

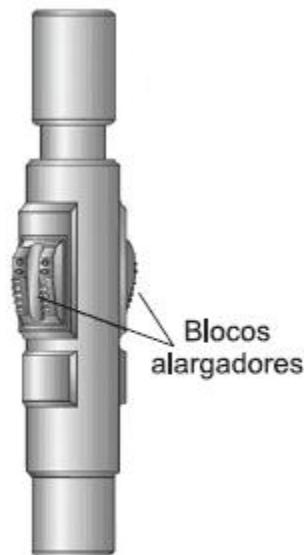


Figura 84– Alargador tipo *Anderreamer*, com tecnologia concêntrica
Fonte: Rocha et al (2007).

- Brocas expansíveis:

Composto por quatro aletas cortantes revestidas com pastilhas de PDC, defasados em 90°. O acionamento das aletas se dá através do descolamento de um pistão interno por pressão hidráulica. Para recolher as aletas, reduz-se a pressão hidráulica para que as molas internas sejam capazes de recolher as aletas. Este equipamento é mais indicado para formações moles (veja Figura 85).



Figura 85– Alargador tipo broca expansível, com tecnologia concêntrica
Fonte: Rocha et al (2007).

4.4 TECNOLOGIAS ADICIONAIS

Além dos alargadores, existem outras tecnologias que auxiliam a perfuração de camadas de sal, entre as quais se destacam: sondas de perfuração especialmente desenvolvidas para a perfuração do pré-sal; sistemas rotativos de perfuração orientável (*rotary steerable systems - RSS*); e equipamento de perfilagem em tempo real (LWD).

- Sondas de perfuração especialmente desenvolvidas para a perfuração do pré-sal:

A 5° e 6° geração de plataformas de perfuração, classificação relacionada ao nível de desenvolvimento tecnológico da plataforma, possibilita a execução das operações de perfuração através do sal com eficácia em regiões do oceano com lâminas de água ultraprofundas, visto que permitem o emprego de elevados torques e grandes rotações na coluna de perfuração.

Substituíram-se as bombas hidráulicas por outras com maiores potências e os tubos de perfuração (DP) por outros mais resistentes e de maior espessura para suportarem pressões mais elevadas – possível com a instalação de uma torre e um guindaste com maior capacidade de carga. Aumentaram-se os

reservatórios de fluidos de perfuração e de cimento a fim de possibilitar a perfuração de longas seções do subsolo.

- Sistemas rotativos de perfuração orientável (*Rotary steerable systems - RSS*):
A experiência adquirida em poços anteriormente perfurados mostrou que motores de deslocamento positivo (PDM), detalhado no Capítulo 3, são ineficientes na perfuração direcional de camadas de sal. O sistema RSS, também detalhado no Capítulo 3, possibilita: grandes taxas de penetração (ROP), uma perfuração suave e com *doglegs* mais consistentes. O custo elevado das operações viabilizou a sua utilização no pré-sal.
- Equipamento de perfilagem em tempo real (LWD):
Assim como a perfuração em ambientes severos, a perfuração no pré-sal necessita do acompanhamento constante de alguns dados geológicos e de alguns parâmetros de perfuração, bem definidos no Capítulo 3 ao se estudar sobre este tipo de equipamento. O LWD tem significativa importância quando se trata de perfurar usando técnicas de navegação em tempo real (*geosteering*) também definida no Capítulo 3, muito utilizada na escavação de poços do pré-sal.

Sabe-se que o equipamento LWD é constituído de uma série de sensores de captura de dados. Os mais importantes, para aplicação no pré-sal, são os sensores de raios gama, que proporcionam uma visualização detalhada das mudanças dos parâmetros de perfuração (ROP, peso sobre a broca, torque). Essas mudanças estão associadas a mudanças litológicas do subsolo, as quais indicam o início e o final da camada de sal, e a existência de formações salinas como diápiros.

Não menos importante, os sensores sônicos, cuja função é gerar perfis sísmicos do subsolo escavado em tempo real, fazem parte do LWD. Também podem integrar um único equipamento denominado de *seismic while drilling – SWD*.

Os sinais obtidos dos sensores sônicos preveem, com maior precisão, as profundidades e as características litológicas ainda não atingidas pelo poço, tal como a base das formações salinas. Essas informações podem ser utilizadas para promover mudanças em tempo real da trajetória direcional do poço como mudança da inclinação do poço no pré-sal, evitando-se que se perca o objetivo final (*target*), o reservatório de petróleo.

4.5 ESTRATÉGIA DE PERFURAÇÃO DO SAL

No início da perfuração direcional em formações salinas utilizavam-se tecnologias não muito apropriadas para esse tipo de perfuração. Isso acarretava uma série de problemas operacionais resultante das vibrações excessivas, como danificação dos equipamentos de fundo e da estrutura da coluna de perfuração. As operações de repasse eram obrigatórias e se perfurava com taxas de penetração relativamente baixas.

Atualmente, existe uma gama de tecnologias especialmente modificadas para a perfuração de formações salinas, conforme foi visto na subseção anterior. Logo, aumentou-se o custo dos equipamentos empregados na escavação, embora se tenha reduzido drasticamente o custo com problemas operacionais. Por essa razão, o resultado final foi uma substancial redução do custo total de escavação do poço direcional em formações salinas.

As grandes corporações do ramo conseguem perfurar, de maneira viável economicamente, mais de 3000 metros de camada de sal (halita – tipo de sal com grande taxa de fluência) em uma única fase no Golfo do México.

Com um histórico de mais de 400 poços perfurados somente no Golfo do México, as novas tecnologias de processamentos sísmicos e dos dados obtidos do LWD preveem os diápiros com pelo menos 150 metros de antecedência (Falcão et al, 2007).

Com todo um *know-how* estabelecido em outras áreas do globo terrestre, as grandes corporações do ramo estão perfeitamente habilitadas a explorar o pré-sal brasileiro. Para tanto, faz-se necessário reunir todas as experiências anteriores e adaptá-las para o cenário brasileiro a fim de formular uma estratégia de perfuração que garanta uma operação livre de transtornos.

Segundo Falcão et al (2007), é estabelecida uma estratégia operacional composta por um conjunto de pontos importantes no que se refere a perfuração de rochas salinas na margem continental brasileira:

- A)** Circulação de fluido de perfuração uma vez a cada 12 horas com aditivos que dissolvam as obstruções decorrentes do acúmulo de sal no fluido em todas as linhas que compõem o sistema de perfuração;
- B)** Conscientizar a equipe quanto aos riscos de se perfurar sais solúveis;
- C)** Utilizar uma composição de coluna de fundo (BHA) o mais simples possível, mas dentro dos requisitos necessários para a perfuração do poço direcional em questão;
- D)** A equipe embarcada deve contar com dois fiscais (um, sempre acompanhando a perfuração na boca do poço), um técnico em pescaria, dois técnicos de fluido e um químico;
- E)** Interromper o funcionamento do sistema de circulação de fluido de perfuração e a mesa rotativa, que fornece rotação e torque à coluna de perfuração, somente o tempo necessário para a conexão dos tubos ou dos equipamentos que compõem a coluna de perfuração;
- F)** Monitorar em tempo real os parâmetros de perfuração para detecção de possíveis problemas. Por exemplo, o aumento do torque e /ou arrasto pode indicar uma má limpeza do poço, como também o princípio de fechamento do poço e consequentemente a prisão da coluna de perfuração;

- G)** Durante a perfuração do sal, a cada seção perfurada, retira-se a coluna de perfuração até que uma porção da coluna de mesmo comprimento da seção de sal perfurada esteja acima da mesa rotativa e desce-a novamente para verificação das condições mecânicas do poço (obtenção de novos dados com LWD, repasses com a broca, etc.);
- H)** Efetuar uma manobra curta (recolhimento parcial da coluna de perfuração) até que a broca atinja o final da seção de revestimento anterior a cada 10 horas mesmo se estiverem perfurando abaixo da camada salina para evitar possíveis fechamentos do poço e acompanhar sua condição mecânica;
- I)** Caso se utilize broca bicêntrica deverá realizar uma manobra completa para a descida do alargador (*underreamer*) a fim de repassar todo o intervalo perfurado;
- J)** Acompanhamento do comportamento da inclinação e direção do poço através do MWD e tomar as medidas necessárias caso seja observado desvio indesejável na trajetória do poço.

5 CONCLUSÃO

A demanda por recursos energéticos não renováveis fez com que se desenvolvesse um novo segmento de perfuração, a perfuração direcional, a fim de superar os desafios e viabilizar a prospecção de hidrocarbonetos em reservas até então economicamente inviáveis, com os métodos convencionais de perfuração, pelo fato de não se ter uma boa abrangência do reservatório de forma a se obter baixos fatores de recuperação.

À perfuração direcional se atribui grande parte das conquistas atuais na indústria de petróleo referente à exploração e desenvolvimento de novas reservas. Isso foi possível graças ao desenvolvimento de novas tecnologias e técnicas de perfuração, e a consolidação de um *know-how* estabelecido com a vasta experiência decorrente de sucessos e fracassos na perfuração de poços direcionais ao redor do globo terrestre.

O presente trabalho objetivou introduzir no âmbito do Centro Tecnológico da UFES conhecimentos acerca de uma modalidade de perfuração de grande importância na Indústria de Petróleo e de grande abrangência internacional. Foi proposta e devidamente consolidada uma visão geral desse segmento de perfuração através da exposição dos seguintes itens: das aplicações e classificações de poços direcionais; das definições básicas; dos sistemas de referência; e uma breve introdução ao planejamento direcional. Dando sequência, foram mostrados os principais tipos de composição de coluna de fundo (BHA) presente na coluna de perfuração e os seus principais equipamentos - dos mais simples aos mais complexos.

Após adquirir um conhecimento detalhado do que é a perfuração direcional, foi possível estabelecer um paralelo com a perfuração de poços direcionais no pré-sal, colocando em discussão os principais desafios referentes ao tipo de poço em questão e novamente expor algumas modernas tecnologias de perfuração: os fluidos de perfuração mais apropriados; os tipos de alargadores e equipamentos adicionais como as sondas de perfuração especialmente desenvolvidas para a perfuração do pré-sal; os sistemas rotativos de perfuração orientável (*rotary steerable systems* -

RSS); e os equipamento de perfilagem em tempo real (LWD), sem os quais seriam impossível se obter sucesso na perfuração do pré-sal.

Desse modo, acredita-se que o estado da arte da perfuração direcional foi apresentado com objetividade e abrangência, atendendo as crescentes necessidades de conhecimento nessa área de inegável importância estratégica.

Deixam-se como propostas para trabalhos futuros os seguintes pontos, que não foram estendidos neste texto por extrapolarem ao escopo previsto nos objetivos do presente trabalho: o estudo mais detalhado das geopressões e dos modos de falha de poços direcionais; o estudo mais minucioso dos sistemas de aquisição de dados, que é o cerne da perfuração direcional; por fim, o exame mais aprofundado do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo com foco na estimativa da taxa de fluênciia do sal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AI-MUDHHI, Mohammed A. et al. **Geosteering with Advanced LWD Technologies** – Placement of Maximum Reservoir Contact Wells in a Thinly Layered Carbonate Reservoir. Saudi Aramco Journal of technology, p. 1-11, 2005.
2. ANADRIL/SCHLUMBERGER. **Directional Drilling Training Manual**, EUA, 1996.
3. BOURGOYNE, A. T. Jr. et al. **Applied Drilling Engineering**, SPE, EUA, 1984.
4. BRITTO, Guilherme Augusto dos Santos. **Energia Mecânica Específica e suas Aplicações na Perfuração de Poços de Petróleo**. 2010. 82f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
5. Carden, S. R.; Grace, D. R. **Horizontal and Directional Drilling**. Tulsa, Oklahoma: OGCI Company, LLC, PetroSkills, 2007.
6. BOURGEOIS, Daniel; SEGAL, Steven. **Horizontal Drilling Techniques Evolve With New Geosteering Technologies**. The American Oil&Gas Reporter, Agosto de 2007.
7. FALCÃO, J. L. et al. **Perfuração em Formações Salinas**. Boletim Técnico de Produção de Petróleo, Rio de Janeiro. v. 2, n. 2, p. 261- 286, 2007.
8. HERIOT WATT UNIVERSITY. **Drilling Engineering Manual**, UK, 2005.
9. INTEQ/BAKER HUGHES. **Drilling Engineering Workbook**, EUA, 1995.
10. INTEQ/BAKER HUGHES. **Drilling Fluids Reference Manual**, EUA, 2006.
11. INTEQ/BAKER HUGHES. **Navi – Drill Motor Handbook**, EUA, 2002.
12. MIMS, M.; KREPP, T&WILLIAMS. **Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells**. 2end ed. Houston, Texas: K&M Technology Group, LLC, 1999.
13. MIMS, M.; KREPP, T&WILLIAMS. **Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells**. 2end ed. Houston, Texas: K&M Technology Group, LLC, 2003. p.126- 131.
14. PEREIRA, Bruno César Murta. **Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões**. 2007. 120f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
15. PORTAL DRILLING CONTRACTOR: Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org>>. Acessado em setembro de 2011.

16. PORTAL DRILLING FORMULAS: Disponível em: <www.drillingformulas.com>. Acessado em outubro de 2011.
17. PORTAL HALLIBURTON: Disponível em: <www.halliburton.com>. Acessado em outubro de 2011.
18. PORTAL PROFESSIONAL SUPPLIER OF OOILFIELD EQUIPMENTS - MMC: Disponível em: <www.mmcmachinery.com>. Acessado em setembro de 2011.
19. PORTAL SERVIÇO GEOLÓGICO DO PARANÁ: Disponível em: <<http://www.mineropar.pr.gov.br/modules/glossario/conteudo.php?conteudo=M>>. Acessado em setembro de 2011.
20. PORTAL SHENLONG: Disponível em: <www.petrodrillingtools.com>. Acessado em setembro de 2011.
21. PORTAL TUBE TECHNOLOGIES: Disponível em <www.tubetechnologiesinc.com>. Acessado em outubro de 2011.
22. PORTAL WWTINTERNACIONAL: Disponível em: <www.wwtinternacional.com>. Acessado em setembro de 2011.
23. RABIA, Hussain. **Well Engineering &Construction**, Entrac Consulting, UK, 2002.
24. RIXSE, Mel/Baker Hughes Inteq; JOHNSON, M. O. /BP Exploration (Alaska). **High Performance Coil Tubing Drilling in Shallow North slope Heavy Oil**. IADC/SPE 74553, 2002.
25. ROCHA, Paulo Marques. **Estudos da Influência da Coluna de Perfuração na Hidráulica de Poços de Longo Alcance**. 2009. 94f. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
26. ROCHA, L. A. S. et al. **Perfuração Direcional**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciênciac: Petrobrás: IBP, 2008.
27. THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciênciac: Petrobrás, 2001.
28. Woodman, Oliver J. An **Introduction to Inertial Navigation**. Technical Report, Cambridge, n.696, 2007.