

INTERFERÊNCIA MAGNÉTICA EM EQUIPAMENTOS DE REGISTRO DIRECIONAL

Rodrigo Amaral do Patrocínio Porto

**PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

Aprovado por:

Prof. Paulo Couto - DEI/POLI -UFRJ

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho - DEI/POLI -UFRJ

Eng. Shiniti Ohara – Devon Energy

Eng. Gilberto Rafainer - Halliburton

Eng. João Maria Dantas - Halliburton

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

12 DE JANEIRO DE 2009

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus e, em segundo lugar, a todos que me auxiliaram no desenvolvimento deste trabalho.

“Ouve os conselhos, aceita a instrução. Tu serás sábio para o futuro”

(Prov. 19:20)

Sumário

NOMENCLATURA	V
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	XI
1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – Motivação	2
1.2 – Objetivos.....	3
2 – PERFURAÇÃO DIRECIONAL	5
2.1 – Aplicações de Poços Direcionais.....	6
2.2 – Definições Básicas:	8
2.3 – Projeto de Poços Direcionais.....	11
2.3.1 – Sistemas de Referência	11
2.3.2 – Dados de Projeto.....	14
2.3.3 – Trajetórias Básicas de Poços Direcionais.....	17
2.3.3.1 – Trajetória Tipo I ou B&H.....	18
2.3.3.2 – Trajetória Tipo II ou S.....	21
2.3.3.3 – Trajetória Tipo III ou J	23
2.3.3.4 – Trajetória Design Wells.....	24
2.4 – Ferramentas Defletoras.....	25
2.4.1 – Whipstock	26
2.4.2 – Jateamento	27
2.4.3 – Motor de Deslocamento Positivo (PDM).....	27
2.4.4 – Steerable System (SS)	29
2.4.5 – Rotary Steerable System (RSS).....	31
3 – ACOMPANHAMENTO DIRECIONAL	33
3.1 – Equipamentos de Registro Direcional	34
3.2 – Equipamentos Magnéticos.....	35
3.2.1 – Equipamento Magnético de Registro Simples (Magnetic Single Shot - MSS)	36
3.2.2 – Equipamento Magnético de Registro Múltiplo (Magnetic Multi Shot- MMS)....	38
3.2.3 – Medição Contínua a Cabo (Steering Tool).....	39

3.2.4 – Measure While Drilling (MWD)	39
3.2.4.1 – Sistemas de Telemetria	41
3.3 – Equipamentos Giroscópicos	43
3.3.1 – Giroscópio de Registro Simples (Gyroscopic Single Shot - GSS).....	44
3.3.2 – Giroscópio de Registro Múltiplo (Gyroscopic Multi Shot -GMS).....	45
3.3.3 – Sistema de Navegação Inercial (Inertial Navegation System - INS).....	45
3.4 – Medições Magnéticas	46
3.4.1 – O Campo Magnético Terrestre	46
3.4.2 – Dip Angle	48
3.4.3 – Influência do Referencial Norte na Determinação da Trajetória do Poço	49
3.4.4 – Declinação Magnética	50
3.4.5 – Correção Azimutal.....	51
4 – INTERFERÊNCIA MAGNÉTICA	56
4.1 – Interferência Axial.....	56
4.1.1 – Determinação do Espaçamento não-Magnético	57
4.2 – Interferência Cros-axial	58
4.3 – Métodos de Correção da Interferência.....	59
4.3.1 – Teoria básica.....	59
4.3.2 – Algoritmo Long Collar	61
4.3.3 – Modelos Geomagnéticos	62
4.3.4 – Algoritmo Short Collar	63
4.3.5 – IFR.....	65
4.3.6 – IIFR.....	68
4.3.7 – Software Cazandra.....	69
4.4 – Garantia e Controle de Qualidade de Surveys Magnéticos	72
5 – ESTUDO DE CASO	73
5.1 – Problemas encontrados	74
5.2 – Lições Aprendidas	79
6 – CONCLUSÃO	81
7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

Nomenclatura

A	Azimute	[°]
A ₁	Azimute do poço na estação 1	[°]
A ₂	Azimute do poço na estação 2	[°]
B _C	Campo magnético crustal	[nT]
B _D	Campo de perturbações magnéticas combinadas	[nT]
B _M	Campo magnético principal.....	[nT]
B _x	Componente do campo magnético transversal	[nT]
B _y	Componente do campo magnético transversal	[nT]
B _z	Componentes do campo magnético axial	[nT]
Da	Afastamento do objeto	[m]
Dl	Afastamento do EOB.....	[m]
DLS	Dogleg Severity	[°/30m]
ΔMD	Intervalo entre os dois registros em metros	[m]
K	Constante do BUR	
M ₁	Profundidade medida do poço na estação 1.....	[m]
M ₂	Profundidade medida do poço na estação 2.....	[m]
R	Raio de curvatura.....	[m]
V ₂	Profundidade vertical do final do trecho de <i>drop off</i>	[m]
V _a	Profundidade vertical do objeto.....	[m]
V _k	Profundidade vertical do KOP.....	[m]
V _l	Profundidade vertical do EOB.....	[m]
α	Inclinação.....	[°]

α_1	Inclinação do poço na estação 1	[°]
α_2	Inclinação do poço na estação 2	[°]
θ	<i>Tool face</i>	[°]

SIGLAS:

BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
BUR	<i>Build Up Rate</i> (Taxa de Ganho de Inclinação)
C	Convergência
CMT	Campo Magnético da Terra
CNP	<i>Compensated Neutron Porosity</i> (Neutão)
D	Declinação
DLS	<i>Dogleg Severity</i>
DOR	<i>Drop Off Rate</i> (Taxa de Perda de Inclinação)
EOB	<i>End Of Build</i>
GD	Direção do <i>Grid</i>
GMS	<i>Gyroscopic Multi Shot</i> (Giroscópio de Registro Múltiplo)
GSS	<i>Gyroscopic Single Shot</i> (Giroscópio de Registro Simples)
HD	<i>Hole Direction</i> (Orientação do poço)
IIFR	<i>Interpolated InField Referencing</i>
IFR	<i>InField Referencing</i>
INS	<i>Inertial Navegation System</i> (Sistema de Navegação Inercial)
KOP	<i>Kick Off Point</i>
LC	<i>Long Collar</i>
MD	<i>Measured Depth</i> (Profundidade Medida)
MMS	<i>Magnetic Multi Shot</i> (Magnético de Registro Múltiplo)
MN	Norte Magnético
MSS	<i>Magnetic Single Shot</i> (Magnético de Registro Simples)
MWD	<i>Measure While Drilling</i> (Medição Contínua Sem Cabo)
PDM	<i>Positive Displacement Motor</i>
RSS	<i>Rotary Steerable Systems</i>
SAD	<i>South American Datum</i>
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>

SC	<i>Short Collar</i>
SS	<i>Steerable Systems</i>
TD	Direção Verdadeira
TVD	<i>True Vertical Depth</i> (Profundidade Vertical)
UTM	<i>Universal Transversal Mercator</i>
VS	<i>Vertical Section</i> (Afastamento)

Lista de Figuras

Figura 2.1: Poço direcional.....	5
Figura 2.2: Alcance de locais inacessíveis	6
Figura 2.3: Perfuração de vários poços a partir de uma mesma sonda.....	7
Figura 2.4: <i>Sidetrack</i>	7
Figura 2.5: Poço horizontal	7
Figura 2.6: Poço de alívio.....	8
Figura 2.7: Afastamento e TVD	9
Figura 2.8: Inclinação e azimute.....	10
Figura 2.9: Orientação <i>toolface</i> e <i>high side</i>	10
Figura 2.10: Sistema de coordenadas geográficas.....	12
Figura 2.11: Divisão do globo em zonas UTM	12
Figura 2.12: Intervalo de valores <i>Northing</i> e <i>Easting</i> para cada zona UTM.....	13
Figura 2.13: Norte Verdadeiro x Norte Magnético	14
Figura 2.14: Norte Verdadeiro x <i>Grid</i> Norte	14
Figura 2.15: Seções notáveis de um poço direcional.....	15
Figura 2.16: Registros ou estações consecutivas.....	17
Figura 2.17: Tipos de trajetórias direcionais	18
Figura 2.18: Trajetória I	19
Figura 2.19: Trajetória II	21
Figura 2.20: Desgaste da coluna de perfuração e de revestimento.....	22
Figura 2.21: Formação de <i>chaveta</i>	23
Figura 2.22: Trajetória III.....	23
Figura 2.23: Trajetória do tipo <i>design well</i>	25
Figura 2.24: <i>Whipstock</i>	26
Figura 2.25: Variação do <i>whipstock</i> para aplicações em <i>sidetracks</i>	26
Figura 2.26: Broca para jateamento.....	27
Figura 2.27a: Motor de fundo.....	28
Figura 2.27b: <i>Bent sub</i>	28
Figura 2.28: <i>Bent housing</i> ajustável	29

Figura 2.29: Modo orientado do sistema <i>steerable</i>	30
Figura 2.30: Modo rotativo do sistema <i>steerable</i>	30
Figura 2.31: <i>Push the Bit</i>	31
Figura 2.32: <i>Point the Bit</i>	32
Figura 3.1: Ação do comando não magnético	35
Figura 3.2: Sensor magnético eletrônico	36
Figura 3.3: <i>Magnetic single shot</i>	36
Figura 3.4: <i>Single shot</i> eletrônico	37
Figura 3.5: <i>Magnetic multi shot</i>	38
Figura 3.6: Disposição dos magnetômetros e acelerômetros	40
Figura 3.7: Componentes básicos do MWD.....	40
Figura 3.8: Componente gerador de pulsos positivos	41
Figura 3.9: Componente gerador de pulsos negativos.....	42
Figura 3.10: Transmissão de dados através de pulsos eletromagnéticos.....	42
Figura 3.11: Telemetria por cabo	43
Figura 3.12: Giroscópio.....	44
Figura 3.13: <i>Gyroscopic single shot</i>	44
Figura 3.14: <i>Gyroscopic multi shot</i>	45
Figura 3.15: Sensor do INS	46
Figura 3.16: Linhas do campo magnético da Terra.....	47
Figura 3.17: <i>Dip angle</i>	48
Figura 3.18: Componentes do <i>dip angle</i>	49
Figura 3.19: Declinação magnética	50
Figura 3.20: Mapa agônico.....	51
Figura 3.21: Convenção de sinais de declinação.....	51
Figura 3.22a: Exemplo de correção.....	52
Figura 3.22b: Exemplo de correção.....	53
Figura 3.23: Convergência	53
Figura 3.24: Exemplo de correção.....	54
Figura 3.25: Exemplo de correção.....	55
Figura 4.1: Magnetização de componentes do BHA.....	56
Figura 4.2: Zonas A, B e C.....	57
Figura 4.3: Gráficos usados na determinação do número de monéis	58
Figura 4.4: Fontes de interferência cros-axial	58

Figura 4.5: Sistemas de coordenadas da ferramenta e geográfico.....	60
Figura 4.6: Disposição dos magnetômetros do MWD	61
Figura 4.7: Exemplo da compilação da intensidade do campo magnético.....	63
Figura 4.8: Espaçamento mínimo das porções magnetizáveis do BHA.....	64
Figura 4.9: Curva tangente	65
Figura 4.10: Comparação dos dados coletados pelo MWD e pelo observatório.....	68
Figura 4.11: Fluxograma do processo de IIFR.....	69
Figura 4.12: Interface da versão básica do Cazandra	70
Figura 4.13: Correção simples no azimute através do Cazandra.....	71
Figura 5.1: Projeto do poço	73
Figura 5.2: Azimutes da operação	74
Figura 5.3: Inclinações da operação	75
Figura 5.4: Comparação das metodologias	78

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Características das trajetórias direcionais.....	24
Tabela 3.1: Componentes do <i>magnetic single shot</i>	37
Tabela 3.2: Componentes do <i>magnetic multi shot</i>	38

Resumo

A perfuração direcional corresponde a uma das principais técnicas da atual indústria do petróleo. Ela viabiliza a superação de inúmeros desafios associados ao alcance de reservatórios, além de proporcionar um considerável aumento da produtividade dos poços.

O desenvolvimento dessa atividade seria inatingível sem a implementação e evolução das técnicas de registro direcional, as quais permitem controlar a trajetória da broca rumo ao objetivo previsto no projeto.

A compreensão dos princípios de funcionamento das ferramentas de *survey* é essencial para que se possa identificar suas vantagens e limitações, assim como determinar as situações nas quais cada uma é mais indicada.

Atualmente os equipamentos magnéticos de registro direcional são os mais utilizados pela indústria, especialmente a ferramenta denominada MWD (*Measure While Drilling*). Estes fazem uso das leituras de componentes do campo magnético e do campo gravitacional para calcular parâmetros, tais como direção e inclinação, necessários ao posicionamento espacial da broca durante a perfuração.

O conhecimento do campo magnético atuante no ambiente do poço, assim como as possíveis fontes de interferência, são essenciais no levantamento de registros através dessas ferramentas. Isto define a confiabilidade dos dados levantados e consequentemente o controle da operação.

Palavras-chave: Perfuração direcional, Interferência magnética, *Survey*

Abstract

The directional drilling is a major current technique of the petroleum industry. It enables overcoming many challenges associated with the scope of reservoirs and provide a considerable increase in the wells productivity.

The development of this activity would be unattainable without the implementation and development of techniques for directional record, which allow the drilling control towards the goal, set in the project.

Understanding the operation principles of the survey tools is essential to an operator be able to identify its strengths and limitations, and determine the situations where each one is more appropriate.

Nowadays the magnetic survey equipment is often used by industry, especially the tool called MWD (Measure While Drilling). These make use of the magnetic and gravity components to calculate parameters, such as direction and inclination, required for the spatial positioning of bit during the drilling process.

The knowledge of the magnetic field at the well environment and the possible sources of interference are essential in the survey process through these tools. This defines the collected data reliability and therefore the operation control.

Keywords: Directional drilling, Magnetic Interference, *Survey*

1 – INTRODUÇÃO

O início da perfuração de poços direcionais ocorreu por volta do ano de 1900, nos Estados Unidos. Nesta época, a perfuração de poços de petróleo desenvolvia-se rapidamente e era frequente a perda de poços, devido a prisões de ferramentas ou quebras de equipamentos, impedindo a sua conclusão e, evidentemente, não atingindo os objetivos propostos. Outro problema que ocorria (e que continua ocorrendo) era o desvio dos poços verticais, devido às inclinações das camadas terrestres que forçam o poço a ganhar ângulo, afastando-o do objetivo programado.

Da constatação de que os poços verticais da época alcançavam grandes afastamentos e, com o desenvolvimento da perfuração, criou-se uma “ciência” da perfuração direcional controlada. Esta “ciência” nada mais é do que perfurar um poço para atingir um objetivo pré-estabelecido, com algumas particularidades como o afastamento da vertical que passa pela locação e o direcionamento tridimensional da broca.

Em 1929 foi perfurado o primeiro poço direcional controlado no campo de Seminole, Oklahoma (EUA), o qual atingiu 38° de inclinação. Um ano mais tarde, na Califórnia (EUA), foram perfurados vários poços direcionais com bases em praias e dirigidos para o mar, a fim de desenvolver o campo ali existente. Em 1933 foi desenvolvido o campo de Signal Hil (Califórnia-EUA), embaixo do imenso cemitério que havia no local.

A partir desta data, o desenvolvimento dos campos petrolíferos marítimos e lacustres nos EUA passou a ser realizado por meio de poços direcionais. Junto a esta corrente deu-se um intenso desenvolvimento de ferramentas auxiliares para perfuração direcional através de empresas especificamente dirigidas para este tipo de trabalho.

Nada disso seria possível sem a implementação de instrumentos que possibilitassem o controle da trajetória do poço, daí a grande importância das ferramentas de controle direcional. Saber a localização e para onde está apontada a broca é vital para qualquer perfuração deste tipo, pois define o sucesso ou fracasso da operação.

Os primeiros instrumentos utilizados para este fim consistiam basicamente em um conjunto formado por uma bússola, um inclinômetro e uma máquina fotográfica a partir dos quais se obtinham registros (fotos) dos pontos de interesse dentro do poço. A

evolução destes aparelhos resultou nos modernos MWD's (*Measure While Drilling*) que consistem em ferramentas de controle contínuo da posição espacial do poço durante a perfuração. Estes instrumentos são compostos por dois elementos principais, um conjunto de acelerômetros e magnetômetros dispostos ortogonalmente entre si que são responsáveis por realizar leituras dos campos gravitacionais e magnéticos respectivamente.

A partir dos dados coletados são feitos cálculos através de algoritmos específicos que resultam na localização da ferramenta de perfuração no interior do poço em tempo real. Tal facilidade permite a eliminação, ou pelo menos a redução da necessidade de redirecionamento da trajetória gerando uma considerável economia em tempo de sonda e consequentemente na redução do custo do poço.

O campo magnético terrestre pode sofrer interferências de diferentes fontes que compreendem desde anomalias locais advindas das formações, componentes magnetizados da coluna ou mesmo pela presença de revestimentos de poços próximos.

Por fazer uso da leitura do campo magnético local é imprescindível que se determine o nível da interferência atuante para que possam ser tomadas medidas mitigadoras dos seus efeitos e dessa forma impedir que dados errôneos sejam empregados nos cálculos de trajetória.

A fim de contornar os efeitos da interferência magnética a indústria do petróleo conta com algoritmos e *softwares* que gerenciam e substituem leituras potencialmente alteradas por outras advindas de modelos teóricos ou até mesmo da própria região onde está sendo realizada a operação.

Este trabalho presta-se a analisar a interferência magnética e suas consequências, além de apresentar as ferramentas de controle dos seus efeitos apontando seus pontos fortes e limitações.

1.1 – Motivação

Como dito na seção anterior, o estudo da questão da interferência é de suma importância no processo de registro direcional através de ferramentas magnéticas como o MWD. Sua influência é capaz de resultar em desvios significativos na trajetória do poço os quais devem ser rigidamente controlados, sobretudo em operações específicas como a perfuração de poços de alívio e em projetos que fazem uso da tecnologia SAGD

(dois poços são perfurados em trajetórias muito próximas, sendo um responsável pela produção de óleo e outro pela injeção de vapor dentro do reservatório).

Compreender as fontes de interferência e saber como agir na situação em que esta se faz presente é parte indispensável ao engenheiro responsável pela operação de perfuração.

Hoje a indústria do petróleo conta com algumas metodologias de controle dos seus efeitos, porém é essencial que se faça uma análise prévia da aplicabilidade técnica e econômica de cada uma antes da sua implementação. A escolha, quando feita de forma não criteriosa, pode resultar em graves problemas operacionais e em grandes prejuízos que envolvem tanto a empresa prestadora de serviços quanto a operadora.

A escolha deste assunto foi motivada principalmente pela relevância do mesmo dentro do programa *trainee* da empresa Halliburton, sendo do interesse de ambas as partes um conhecimento mais acurado das questões básicas que regem a problemática assim como dos fundamentos da perfuração direcional.

1.2 – Objetivos

O trabalho tem como principal finalidade explicitar a questão da interferência magnética nos equipamentos de registro durante a perfuração de poços direcionais assim como os mecanismos de controle dos seus efeitos. Este foi dividido em cinco capítulos, cada um com suas respectivas metas.

O capítulo 1 destina-se a introduzir os conceitos a serem abordados nas seções subsequentes levantando sua importância dentro do contexto do trabalho e suas propostas quanto à forma de abordagem.

O capítulo 2 visa apresentar os conceitos básicos da perfuração direcional, suas aplicações, definições e algumas ferramentas de desvio. São também descritos os tipos de trajetórias mais simples presentes na literatura e os elementos cruciais na elaboração de um projeto. A principal meta nesta fase é fornecer uma visão geral a respeito da operação e a sua importância para a indústria em termos de viabilização de projetos e aumento da produtividade de um campo.

O capítulo 3 trata da questão do acompanhamento direcional e das ferramentas desenvolvidas para este fim. A abordagem é feita de forma a explicitar primeiramente os equipamentos mais simples seguindo para os modernos e mais utilizados atualmente.

O foco da seção está na descrição dos equipamentos de registro magnético, sobretudo o MWD. Trata-se também a respeito do campo magnético terrestre apontando suas peculiaridades e a sua relevância dentro do escopo do trabalho. O objetivo deste capítulo é direcionar o estudo rumo à questão da interferência magnética através da discussão da importância do acompanhamento direcional e dos princípios de funcionamento das ferramentas magnéticas.

O capítulo 4 presta-se a descrever efetivamente a questão da interferência magnética levantando suas fontes e consequências no processo de levantamento dos registros direcionais. São explicitadas também as tecnologias destinadas ao controle dos seus efeitos juntamente com suas vantagens e limitações. A finalidade principal desta seção é levantar a problemática causada pela interferência e as metodologias que a indústria conta para lidar com essa questão.

O capítulo 5 consiste em um estudo de caso realizado a partir de dados operacionais de perfuração de uma sonda alocada na Bacia de Campos – RJ. Neste ocorreram problemas de desvio de trajetória consideráveis oriundos de interferências magnéticas que comprometeram o andamento da perfuração do poço. O objetivo deste capítulo é destacar os distúrbios que os fatores de interferência podem gerar e aplicação das técnicas de controle em meio a um ambiente *offshore*.

2 – PERFURAÇÃO DIRECIONAL

A perfuração direcional é uma técnica usada na exploração de petróleo, na qual poços inclinados permitem que objetivos localizados em coordenadas diferentes daquelas da cabeça de poço sejam atingidos. Tal fato é de grande importância para a indústria do petróleo, pois permite que vários poços de desenvolvimento sejam perfurados a partir de uma única plataforma, reduzindo custos com instalações submarinas e linhas de produção.

Mesmo na perfuração “vertical” a broca move-se em direções que fogem a esse eixo por razões que podem compreender a não uniformidade das formações, a disposição das camadas em relação umas às outras e fatores de ordem operacional.

O sucesso da perfuração direcional está associado principalmente ao aumento de produtividade de um poço, uma vez que essa tecnologia permite perfurar lateralmente ou horizontalmente, expondo dessa forma uma maior área do reservatório. Com isso, consegue-se maximizar a recuperação através de um número menor de poços perfurados.

Poços direcionais com grandes inclinações e horizontais constituem, hoje, o padrão usado na indústria para poços de desenvolvimento.

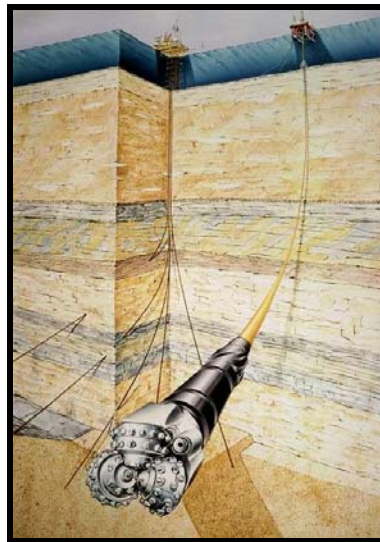


Figura 2.1: Poço direcional

2.1 – Aplicações de Poços Direcionais

Atualmente, a aplicação de poços direcionais é capaz atender aos mais diferentes objetivos, assim como contornar situações onde problemas de locação de sonda se tornam fatores críticos. São diversas as razões que justificam uma perfuração deste tipo, dentre elas podemos citar restrições de ordem econômica: em algumas situações pode-se reduzir gastos operacionais relacionados ao emprego de uma sonda flutuante pela utilização de outra *onshore*, que possa ser alocada em regiões próximas (caso de um reservatório situado diretamente abaixo de um lago ou junto à costa litorânea); e restrições ambientais: partindo da situação descrita acima pode-se também associar a impossibilidade de alocar uma sonda flutuante no lago pelo fato deste compor um ambiente protegido ou ser fonte de água potável para a população local.

Ao passo que o custo relacionado ao desenvolvimento de campos cresce, seja em cenários *onshore* ou *offshore*, locais remotos ou ambientes hostis, aumenta também a aplicação da perfuração direcional.

Um poço direcional é desenvolvido, geralmente, quando se deseja:

- Atingir locais inacessíveis para a perfuração convencional, como por exemplo, uma zona habitada ou uma base montanhosa;

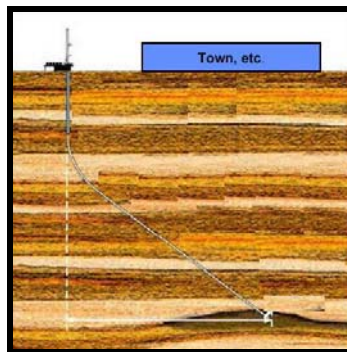


Figura 2.2: Alcance de locais inacessíveis

- Perfurar diversos poços a partir de uma mesma locação, no mar ou em terra;



Figura 2.3: Perfuração de vários poços a partir de uma mesma sonda

- Desviar lateralmente um poço obstruído (*sidetrack*) ou por motivo de ordem técnica;

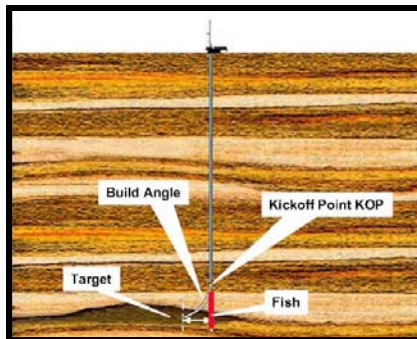


Figura 2.4: *Sidetrack*

- Perfurar poços horizontais, multilaterais e de grande afastamento;

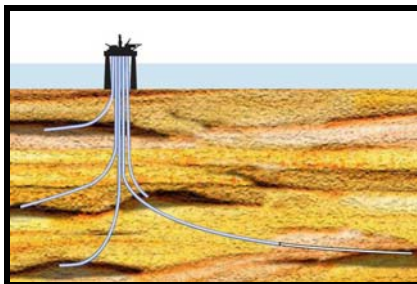


Figura 2.5: Poço horizontal

- Perfurar poços de alívio (interceptar um poço em *blowout*) e poços SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*).



Figura 2.6: Poço de alívio

2.2 – Definições Básicas:

Um poço é caracterizado como direcional quando a linha vertical passando pelo objetivo (*target*) está localizada a certa distância horizontal da cabeça do poço. Esta distância horizontal é chamada de afastamento (*Vertical Section*). O caminho percorrido pela broca, partindo da cabeça do poço até atingir o objetivo, é chamado de trajetória direcional.

A distância vertical, passando através da cabeça e qualquer ponto do poço, é chamada profundidade vertical (*True Vertical Depth – TVD*), enquanto a distância percorrida pela broca para atingir essa profundidade é chamada de profundidade medida (*Measured Depth – MD*).

O objetivo é o local no espaço onde a trajetória deve atingir. Geralmente é definido pelo geólogo ou pelo engenheiro de reservatório e pode ser um ponto em profundidade ou mesmo uma seção inteira de uma formação com diferentes inclinações.

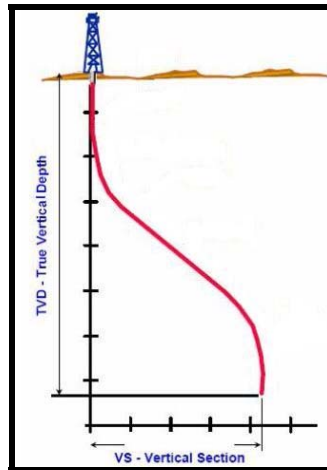


Figura 2.7: Afastamento e TVD

Outros conceitos essenciais para a perfuração direcional são: a inclinação, o azimute e a orientação da *Toolface*.

A inclinação é definida pelo ângulo, medido em graus, entre a tangente ao eixo do poço e o vetor gravitacional local. Por convenção, um poço vertical é definido pela inclinação de 0° e um poço horizontal pela inclinação de 90° .

O azimute (*Hole Direction*) é definido pelo ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o norte de referência (norte verdadeiro, magnético ou *grid* norte). O azimute pode ser representado de duas formas: em graus ou em quadrantes, sendo que a primeira é a mais usual. Em graus o azimute varia de 0 a 360° , medindo-se no sentido horário a partir do norte de referência. A forma de quadrantes quebra o círculo trigonométrico em quatro seções de 90° , resultando nos quadrantes nordeste (NE), sudeste (SE), sudoeste (SW) e noroeste (NW). É importante lembrar que cada quadrante varia de 0 a 90° .

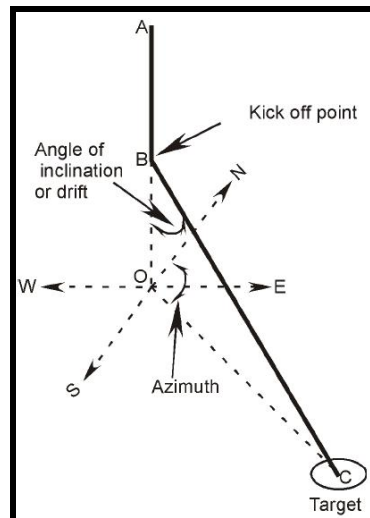


Figura 2.8: Inclinação e azimute

A orientação *Toolface* é definida pelo ângulo formado pela ferramenta direcional e o ponto superior (*high side*) do poço. Varia de 0 a 360° no sentido horário a partir do ponto de *high side*. Pode ser classificada como *toolface* magnética ou gravitacional, sendo que em inclinações inferiores a 5° a *toolface* magnética é mais precisa, pois se referencia diretamente ao norte magnético. Já a *toolface* gravitacional apresenta maior precisão em inclinações superiores a 5° pois tem como referência o ponto de *high side* do poço.

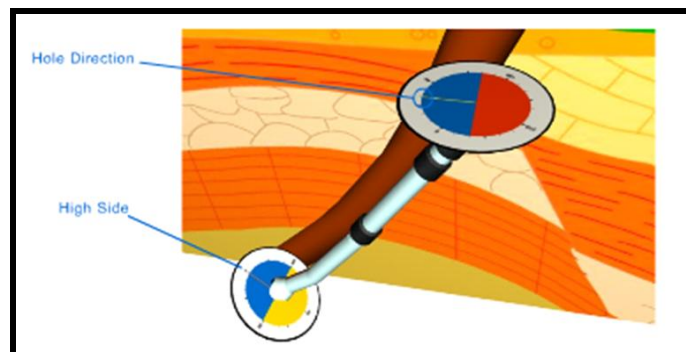


Figura 2.9: Orientação *toolface* e *high side*

O conjunto dessas informações compõe um registro da trajetória do poço denominado *survey*. *Surveys* são extremamente importantes no acompanhamento de operações de perfuração, correspondendo a um ponto de partida para o direcionamento do poço rumo ao seu objetivo. Podem ser definidos como um método de medição, cálculo e plotagem de dados de orientação e posicionamento do poço no espaço.

2.3 – Projeto de Poços Direcionais

O projeto consiste na determinação da trajetória que o poço deverá seguir para atingir o objetivo. Para se elaborar o projeto do perfil de um poço direcional deve-se inicialmente coletar as informações necessárias ao cálculo da trajetória, assim como das diversas formações que o poço atravessará. Como principais elementos para a definição da trajetória direcional podemos citar:

- Sistema de referência;
- Dados de projeto - Coluna geológica prevista, profundidade vertical do objetivo, profundidade vertical final, ponto de desvio orientado do poço (KOP – *Kick Off Point*), a taxa de ganho da inclinação (*build up rate*) e/ou a taxa de perda de inclinação (*drop off rate*);
- Escolha da trajetória do poço.

2.3.1 – Sistemas de Referência

Coordenadas são elementos que servem para determinar a posição de um ponto em relação a um sistema de referência, o que em termos de perfuração direcional significa saber a posição da broca no decorrer da operação.

As coordenadas geográficas são as representações mais comuns, onde todos os pontos da superfície terrestre são localizados pelo cruzamento de duas linhas imaginárias, separadas em intervalos regulares e medidas em graus: latitude (paralelos) e longitude (meridianos).

As latitudes ou paralelos correspondem às linhas paralelas ao Equador, as distâncias são medidas em graus, variando de 0 a 90° norte e sul. A rotação da Terra estabelece um eixo imaginário cuja interseção com a superfície terrestre estabelece dois pólos. A linha intermediária entre esses pólos equivale à linha do Equador.

As longitudes ou meridianos são as linhas paralelas ao meridiano de Greenwich, a partir dele as linhas imaginárias variam de 0 a 180°, para oeste e leste. Este meridiano foi estabelecido em 1884, através de um acordo internacional, tendo por referência a linha imaginária que passa pelo Observatório Astronômico Real inglês na cidade de Greenwich, próxima a Londres, Inglaterra.

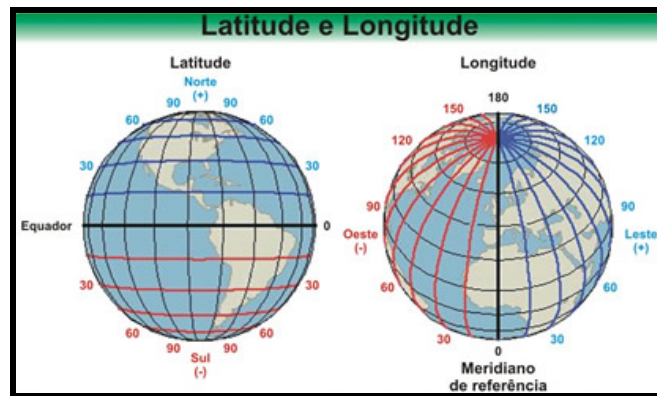


Figura 2.10: Sistema de coordenadas geográficas

Uma maneira de identificar a posição de objetos na superfície terrestre é através do uso dos chamados Sistemas de Referência Geodésicos. Estes, por sua vez, estão associados a uma superfície de projeção, na qual se aproxima a forma da Terra e sobre a qual são desenvolvidos todos os cálculos das suas coordenadas.

O mapa de projeção mais usado pela indústria do petróleo é a *Universal Transverse Mercator* (UTM). Neste método, a superfície terrestre é representada sobre a casca de um cilindro que envolve o globo a partir do meridiano central.

A UTM projeta seções do globo em zonas onde cada uma apresenta largura de 6°. Cada zona, que tem sua origem na interseção do seu meridiano central e o equador, é planificada por um quadrado imposto sobre ela. Existem 60 zonas que cobrem toda a Terra, situadas entre 84° N e 80° S (as áreas polares não são descritas pelo UTM).

O sistema geodésico regional para a América do Sul denomina-se SAD69 (*South American Datum*) e foi instituído por convenção no ano de 1969.

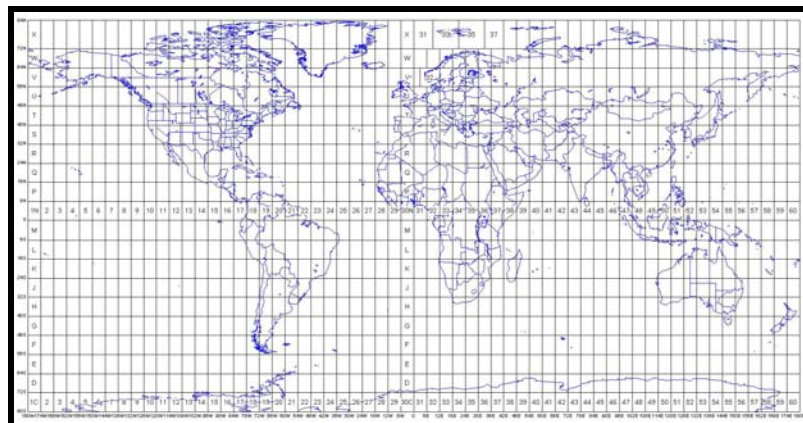


Figura 2.11: Divisão do globo em zonas UTM

Qualquer posição de um objeto em coordenadas UTM é descrita através de três elementos: a zona em que se encontra, o *Easting* e o *Northing*.

As coordenadas UTM's *Northing* e *Easting* são estabelecidas da seguinte forma, para cada zona:

- *Northing* (Y): mede-se sempre a partir da linha do Equador. Acima desta inicia-se com 0m com os valores aumentando na direção norte. No sentido descendente, inicia-se com 10.000.000m com os valores diminuindo na direção sul.
- *Easting* (X): o meridiano central de cada zona corresponde ao valor de 500.000m, as coordenadas neste eixo variam entre 100.000m e 900.000m.

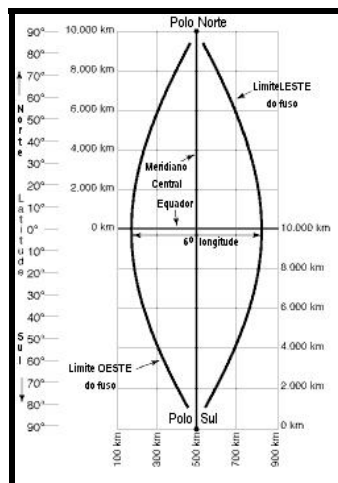


Figura 2.12: Intervalo de valores *Northing* e *Easting* para cada zona UTM

Outros parâmetros importantes, durante o referenciamento, são as definições de norte verdadeiro, norte magnético e *grid* norte.

- Norte Verdadeiro: São linhas em direção ao pólo norte geográfico, paralelas às longitudes. Consiste numa referência absoluta para o mapeamento da Terra.
- Norte Magnético: São linhas em direção ao norte magnético que variam com o passar do tempo.

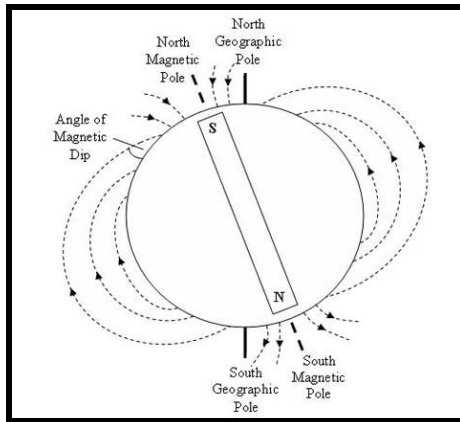


Figura 2.13: Norte Verdadeiro x Norte Magnético

- *Grid Norte*: Linhas paralelas entre si e perpendiculares à linha do Equador.

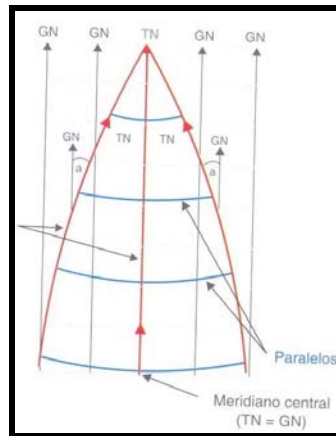


Figura 2.14: Norte Verdadeiro x *Grid Norte*

2.3.2 – Dados de Projeto

O primeiro passo no planejamento de um poço se traduz na definição dos objetivos. Um poço direcional pode ter um ou mais objetivos que podem compreender, além do próprio reservatório, estruturas geológicas, falhas ou até mesmo outros poços, no caso da implementação de um poço de alívio.

A posição de um objetivo segue o sistema descrito na seção anterior, adicionando-se a profundidade na qual este se situa, porém, é comum durante as fases de planejamento e execução de um poço, simplesmente se utilizar sistemas locais de referência baseados em coordenadas cartesianas. A figura a seguir tem o intuito de demonstrar alguns dos dados essenciais na elaboração de um projeto direcional.

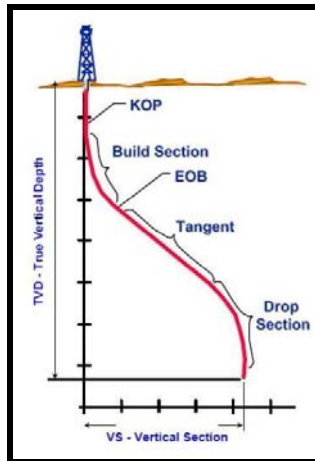


Figura 2.15: Seções notáveis de um poço direcional

Às seções ilustradas na figura acima, podemos associar os seguintes dados de projeto:

- TVD: *True Vertical Depth* (Profundidade Vertical);
- VS: *Vertical Section* (Afastamento);
- KOP: *Kick Off Point* (Ponto Inicial de Desvio), corresponde ao ponto onde o poço abandona a configuração vertical, ou seja, dá-se início ao processo de ganho de ângulo;
- BUR: *Build Up Rate* (Taxa de Ganho de Inclinação);
- DOR: *Drop Off Rate* (Taxa de Perda de Inclinação);

A taxa de *build up* mais comumente usada é a de $2.5^\circ/30\text{m}$ o que implica num raio de curvatura de 688m. Dependendo do caso, podem-se usar taxas mais suaves como $2^\circ/30\text{m}$ ou $1^\circ/30\text{m}$, que minimizarão problemas de arraste, torque e repasses. A BUR pode ser calculada pela expressão:

$$BUR = \frac{K(\alpha_1 - \alpha_2)}{(M_2 - M_1)}$$

Onde:

α_1 = inclinação do poço na estação 1;

α_2 = inclinação do poço na estação 2;

M_1 = profundidade medida do poço na estação 1;

M_2 = profundidade medida do poço na estação 2;

$K = 30$ para BUR (graus/30m) e 100 para BUR (graus/100ft)

Para um mesmo projeto, a taxa de *drop off* escolhida é normalmente menor que a taxa de *build up* utilizada. Por exemplo: para um *build up* de 3°/30m usa-se uma taxa de *drop off* de 1.5°/30m, ou menor.

Associados aos elementos sobrecitados estão os conceitos de *dogleg* e *dogleg severity* (DLS) que são intimamente ligados. *Dogleg* é a medida da mudança angular total, expressa em graus, entre duas estações sucessivas, independentemente da distância entre elas. *Dogleg severity* corresponde a um valor de *dogleg* normalizado, calculado em graus por unidade de comprimento, geralmente 100ft ou 30m. Pode ser calculada a partir da inclinação e azimute pela da equação:

$$DLS = \frac{\sqrt{(\alpha_1)^2 + (\alpha_2)^2 - 2\alpha_1\alpha_2\cos(A_1 - A_2)}}{\Delta MD} \times 30$$

Onde:

α_1 = inclinação do poço na estação 1;

α_2 = inclinação do poço na estação 2;

A_1 = Azimute do poço na estação 1;

A_2 = Azimute do poço na estação 2.

ΔMD = Intervalo entre os dois registros em metros

DLS = *Dogleg Severity* (graus/30m)

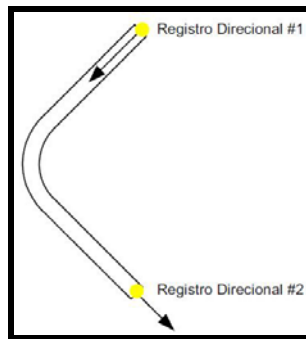


Figura 2.16: Registros ou estações consecutivas

O limite seguro para o *dogleg severity* depende da formação que está sendo perfurada, diâmetro do poço, diâmetro dos componentes da coluna de perfuração e diâmetro do revestimento a ser descido. Caso o DLS seja muito forte podem ocorrer problemas operacionais tais como: fadiga da coluna devido a esforços cíclicos de flexão, aumento do desgaste do revestimento durante a perfuração, dificuldade de descida de equipamentos de perfilagem e de revestimentos.

2.3.3 – Trajetórias Básicas de Poços Direcionais

O estabelecimento da trajetória que deverá ser seguida pelo poço é um dos itens mais importantes do planejamento. De uma maneira geral podem-se listar alguns fatores que afetam a trajetória direcional:

- Profundidade total do poço;
- Limitações de torque e arraste;
- Presença de formações rasas e inconsolidadas que dificultem o ganho de ângulo resultando num aprofundamento do KOP;
- Aspectos geológicos, tais como: direção, mergulho das camadas das formações e presença de falhas;
- Existência de formações instáveis que podem limitar a inclinação do poço;
- Requisitos de reservatório, tais como: profundidade de entrada, formato e direção do objetivo;
- Operações futuras a serem realizadas no poço como o *gravel pack*, o faturamento hidráulico, etc.

A evolução da perfuração direcional tem permitido que as mais complexas trajetórias sejam realizadas com sucesso. De modo geral, as trajetórias direcionais podem estar compreendidas em um único plano (bidimensionais ou 2D) ou podem estar contidas em mais uma dimensão até alcançar seu objetivo no projeto (3D).

As trajetórias que serão descritas a seguir compreendem a trajetória B&H (*Build and Hold* ou Tipo I), S (Tipo II), J (Tipo III) e *design wells* (3D).

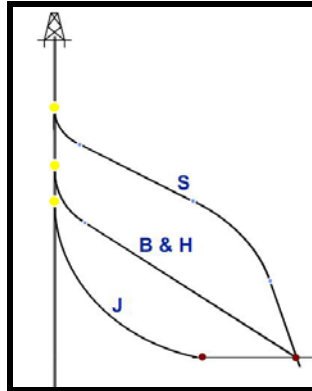


Figura 2.17: Tipos de trajetórias direcionais

2.3.3.1 – Trajetória Tipo I ou B&H

Deve ser escolhida quando o afastamento horizontal é grande em relação à profundidade do poço e o KOP está situado normalmente próximo à superfície.

A utilização de KOP's rasos é comum em poços de grande afastamento horizontal, de modo a minimizar o ângulo do poço. Em contrapartida, o aprofundamento do KOP incorre em trechos verticais mais longos nas fases iniciais do poço, onde as formações são mais sujeitas a problemas de instabilidade. É importante destacar que o aprofundamento do KOP traz algumas desvantagens relacionadas ao ganho de ângulo inicial, o qual pode ser mais difícil de ser atingido devido ao fato das formações se tornarem mais duras e consolidadas com a profundidade.

Esta trajetória caracteriza-se por um trecho de crescimento de inclinação (*build up*), de taxa fixa, terminando com um trecho de inclinação constante (*slant*) passando pelo centro do alvo e prosseguindo até atingir a profundidade final. É também mais comumente utilizada devido a maior facilidade de execução, economia no tempo de manobra e, conseqüentemente, no custo final do poço. A figura a seguir representa este tipo de trajetória.

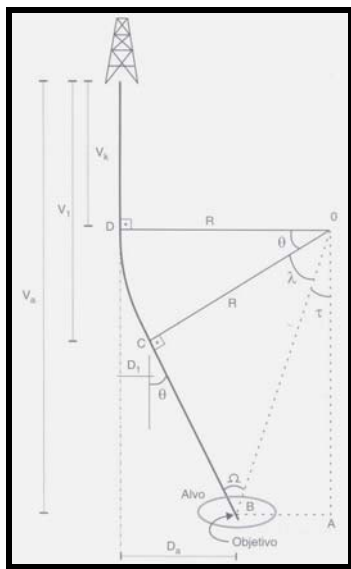


Figura 2.18: Trajetória I

Onde:

V_k = profundidade vertical do KOP;

V_1 = profundidade vertical do EOB;

V_a = profundidade vertical do objeto;

D_1 = afastamento do EOB;

D_a = afastamento do objeto;

θ = ângulo máximo do trecho reto.

Os dados necessários para o cálculo da trajetória do Tipo I são:

- Coordenadas do poço;
- Coordenadas do objetivo;
- Profundidade vertical do objetivo.

A sequência de cálculo desta trajetória é mostrada em seguida. É importante frisar que o raio de curvatura R , numa seção de ganho de ângulo, poderá ser maior ou menor que o afastamento total requerido para se atingir a localização do fundo do poço.

(1) Determinação do raio de curvatura R

Onde:

$$R = \frac{180}{\pi} \times \frac{K}{BUR}$$

(2) Determinação do ângulo máximo do trecho reto θ

Onde:

$$\theta = \Omega - \tau$$

$$\tan \tau = \frac{BA}{AO} = \frac{R - D_a}{V_a - V_k} \therefore \tau = \arctan\left(\frac{R - D_a}{V_a - V_k}\right)$$

$$\sin \Omega = \frac{R}{OB} \text{ e } \Omega = \arcsen\left(\frac{R}{\sqrt{(R - D_a)^2 + (V_a - V_k)^2}}\right)$$

$$\theta = \arcsen\left(\frac{R}{\sqrt{(R - D_a)^2 + (V_a - V_k)^2}}\right) - \arctan\left(\frac{R - D_a}{V_a - V_k}\right)$$

(3) Determinação da seção DC

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times R \times \theta \text{ ou } L_{DC} = \frac{K \times \theta}{BUR}$$

(4) Determinação de D_1 e V_1

$$D_1 = R \times (1 - \cos \theta)$$

$$V_1 = V_k + R \times \sin \theta$$

(5) Determinação da seção CB

$$L_{CB} = \frac{(V_a - V_1)}{\cos \theta}$$

2.3.3.2 – Trajetória Tipo II ou S

Pode ser escolhida sempre que o afastamento horizontal for pequeno em relação à profundidade do poço, com KOP localizado próximo a superfície. É preferível em situações nas quais, quando calculado para o Tipo I, resulte em baixa inclinação final e difícil controle direcional. Caracteriza-se por apresentar, após os intervalos de *build up* e inclinação constante, um intervalo de perda de inclinação a uma taxa fixa (*drop off*), até atingir a vertical ou uma angulação próxima.

Os dados necessários para o cálculo da trajetória do Tipo II são:

- Coordenadas do poço;
- Coordenadas do objetivo;
- Profundidade vertical do objetivo.

A partir desses dados obtém-se a profundidade do KOP, a taxa de ganho de ângulo (BUR), a taxa de perda de ângulo (*drop off rate*) e a profundidade vertical para o final do *drop of*.

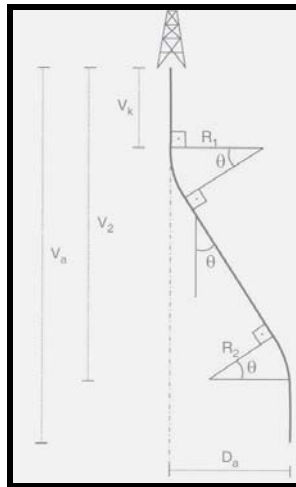


Figura 2.19: Trajetória II

A sequência de cálculos é similar e utiliza as mesmas expressões da trajetória tipo I, com exceção do trecho reto, determinando-se:

- 1) os raios de curvatura R_1 e R_2 ;
- 2) o ângulo máximo do trecho reto θ ;
- 3) as profundidades verticais;
- 4) os afastamentos dos pontos de interesse da trajetória;
- 5) os comprimentos medidos entre esses pontos.

$$\theta = Y - \arccos\left(\frac{R_1 + R_2}{V_2 - V_k}\right) \times \text{sen}Y$$

$$Y = \arctan\left(\frac{V_2 - V_k}{R_1 + R_2 - D_a}\right)$$

Onde:

V_k = profundidade vertical do KOP;

V_2 = profundidade vertical do final do trecho de *drop off*;

V_a = profundidade vertical do objeto;

D_a = afastamento do objeto.

Como inconveniências na execução deste tipo de trajetória podem-se destacar o alto desgaste da coluna de perfuração e de revestimento, o aumento da possibilidade da formação de chaveta e a consequente prisão de coluna. No ponto de vista econômico pode implicar no uso de mais um revestimento para cobrir o trecho em *drop off*.

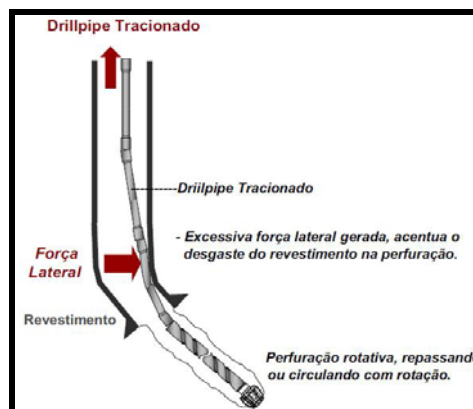


Figura 2.20: Desgaste da coluna de perfuração e de revestimento

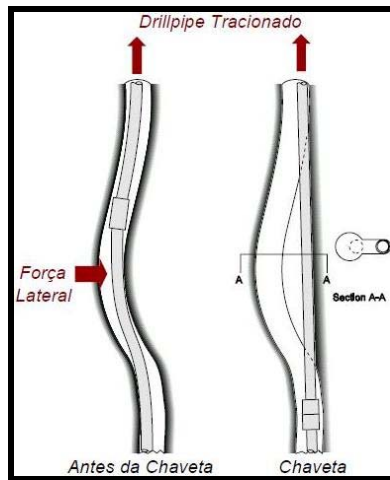


Figura 2.21: Formação de chaveta

2.3.3.3 – Trajetória Tipo III ou J

Assemelha-se ao tipo I com a diferença do KOP ser mais profundo, caracteriza-se por terminar a fase de *build up* sem o trecho de inclinação constante (*slant*). São utilizadas em geral para o aproveitamento de poços verticais. Como o KOP é profundo, pode ser necessário o uso de ferramentas especiais na orientação da ferramenta defletora.

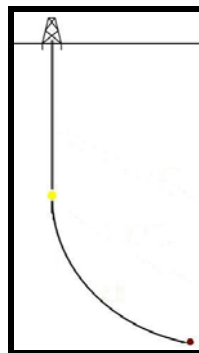


Figura 2.22: Trajetória III

A comparação entre as trajetórias pode ser resumida na tabela a seguir:

Tipo	Características	Vantagens	Desvantagens
I	<ul style="list-style-type: none"> - Desvio próximo à superfície; - Inclinação mantida até o alvo; - Revestimento de superfície é assentado logo após o trecho curvo; - São aplicados em poços rasos e onde o revestimento intermediário não é necessário. 	<ul style="list-style-type: none"> - O ângulo de desvio é melhor; - Evita o perigo de chaveta. 	<ul style="list-style-type: none"> - Todas as operações são feitas num poço inclinado.
II	<ul style="list-style-type: none"> - O desvio é feito próximo à superfície; - Poço prolonga-se reto, seguido por uma seção inclinada e depois perde inclinação, podendo ou não retornar a vertical. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pode atingir mais de um alvo na mesma vertical; - Atinge a zona produtora na vertical. 	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilita formação de chaveta após o segundo desvio caso não se revista o poço.
III	<ul style="list-style-type: none"> - O desvio é feito em uma maior profundidade; - O ângulo de desvio cresce até o alvo; - O afastamento do alvo é menor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Perfuração direcional só na fase final do poço. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mais cara devido à profundidade do desvio; - Menor distância para controle do direcional.

Tabela 2.1 – Características das trajetórias direcionais

2.3.3.4 – Trajetória Design Wells

As trajetórias classificadas como 3D ou *Design Wells* apresentam as seguintes características básicas:

- Seção vertical finalizada pelo KOP;
- Seção vertical com ou sem giro;
- Seção tangente;
- Seção de *drop off* com giro;
- Seção tangente opcional;
- Azimutes variáveis.

Esse tipo de trajetória é aplicada normalmente em situações onde o posicionamento da plataforma é restrito, não permitindo o alinhamento da cabeça do poço com o objetivo do mesmo, ou quando há interesse de reduzir as linhas de produção por motivos técnicos ou econômicos. Neste caso, além de fazer uma curva para o ganho de inclinação é necessária uma alteração gradual na direção do poço.

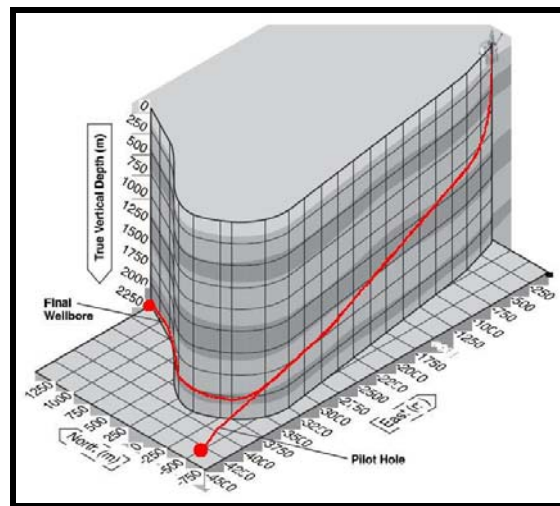


Figura 2.23: Trajetória do tipo *design well*

Uma das desvantagens da utilização dessa modalidade de poço consiste na maior complexidade da perfuração e na maior dificuldade de completação. Além disso, as constantes mudanças de ângulo acarretam aumento do arraste que pode ocasionar problemas operacionais.

2.4 – Ferramentas Defletoras

Uma vez determinada a trajetória, surge a necessidade de implementá-la. Tal operação é impossível sem a utilização de ferramentas defletoras. Os desvios na direção do poço podem ser feitos através do *whipstock*, jateamento, motores de deslocamento positivo (PDM – *Positive Displacement Motor*), *Steerable Systems* (SS) e *Rotary Steerable Systems* (RSS).

2.4.1 – Whipstock

Ferramenta utilizada em poço aberto que corresponde a uma cunha de aço temperado, com uma extremidade em forma de ponta e uma ranhura côncava que guia a broca do *whipstock* (menor que a broca de perfuração) de encontro à parede do poço.

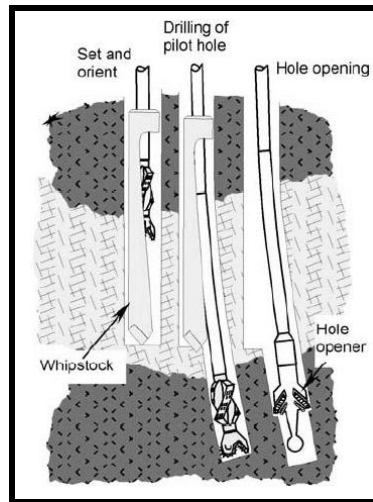


Figura 2.24: *Whipstock*

Este método foi, por muito tempo, a única ferramenta defletora usada na perfuração direcional. Sua utilização atualmente está associada a operações de desvio (*sidetrack*) em janelas abertas no revestimento. Variações desta natureza são muito usadas na perfuração e completação de poços multilaterais.

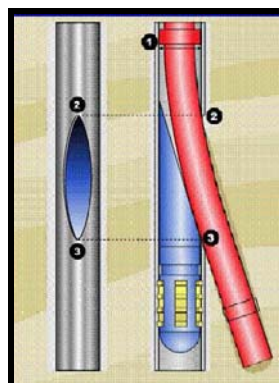


Figura 2.25: Variação do *whipstock* para aplicações em *sidetracks*

2.4.2 – Jateamento

Indicado nos casos em que a formação é muito mole ou friável. Nesta operação são usadas brocas tricônicas com um ou dois jatos de maior diâmetro. A força hidráulica “desgasta” o poço na direção em que a vazão é maior, permitindo dessa forma a deflexão do mesmo. O jateamento é desenvolvido da seguinte forma:

- O jato maior é orientado na direção desejada;
- A erosão lateral provocada pela energia hidráulica da lama faz com que a coluna de perfuração, sem rotação, deslize no poço recém perfurado pela ação do fluido.
- Após 1 a 2m terem sido perfurados (jateando/deslizando), a coluna é girada para perfurar o trecho posterior de 6 a 7m onde é efetuado um registro direcional para avaliar a última seção jateada.

O sucesso dessa técnica depende muito da litologia da formação. A grande limitação do método é que normalmente o KOP deve estar a pequena profundidade.

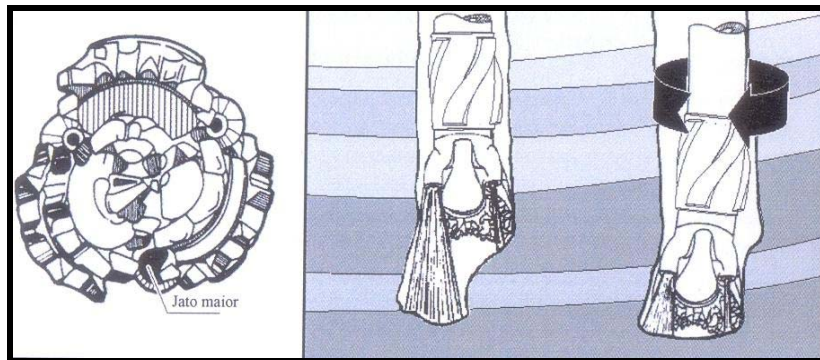


Figura 2.26: Broca para jateamento

2.4.3 – Motor de Deslocamento Positivo (PDM)

Corresponde hoje a uma das ferramentas básicas da perfuração direcional, referido normalmente como motor de fundo.

O motor de fundo equivale a um motor hidráulico, conectado logo acima da broca e movimentado pelo fluxo de fluido de perfuração que é bombeado através da coluna.

Sua principal função é transmitir rotação e torque à broca, de maneira independente à rotação da coluna.

A deflexão é obtida através de um *sub* torto (*bent sub*) posicionado acima do motor durante a perfuração.

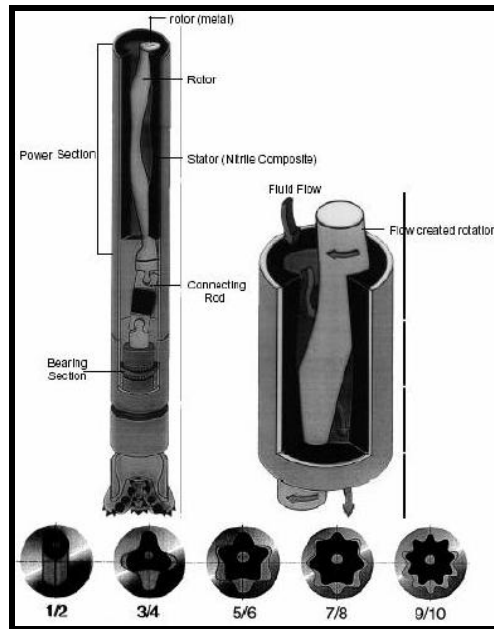


Figura 2.27a: Motor de fundo

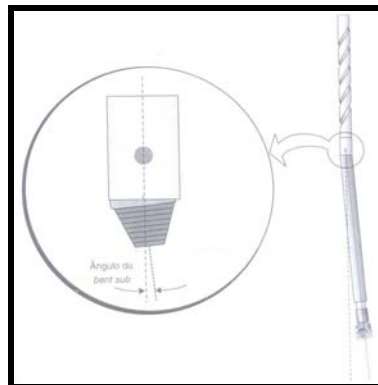


Figura 2.27b: *Bent sub*

De um modo geral, a grande limitação do conjunto motor de fundo e *bent sub* está associada à limitada capacidade de ganho de ângulo que é restrita ao ângulo do próprio *sub*. A necessidade de manobras constantes para retirada/colocação do *bent sub* também é um forte ponto negativo dessa operação, pois aumenta o tempo de sonda e conseqüentemente o custo final do poço.

2.4.4 – Steerable System (SS)

Esse sistema é composto por um motor *steerable* e uma ferramenta de medição direcional contínua, o MWD (*Measure While Drilling*). O motor *steerable* consiste no conjunto motor de fundo somado a outro elemento denominado *bent housing* que é capaz de ajustar ângulos de 0 a 3° entre a broca e a coluna de perfuração. Cada combinação de ângulo do *bent housing* com o diâmetro do motor de fundo e do poço determina o *dogleg* da ferramenta que, por sua vez, determinará o *dogleg severity* da trajetória.



Figura 2.28: *Bent housing* ajustável

A perfuração realizada através do sistema *steerable* se divide em dois modos:

- Orientado: nesse modo o motor é orientado da superfície girando-se a mesa rotativa ou *top driver*, com o acompanhamento da indicação da *toolface* no painel de superfície do MWD, até que a direção desejada seja obtida. Em seguida, perfura-se um pequeno trecho apenas pela ação da broca (sem rotação da coluna) e, uma vez alcançada a direção desejada, a coluna é deslizada poço adentro.

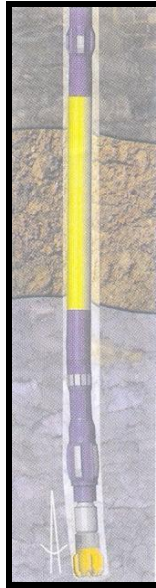


Figura 2.29: Modo orientado do sistema *steerable*

- Rotativo: no modo rotativo a coluna inteira gira da mesma maneira e a operação prossegue mantendo a trajetória.

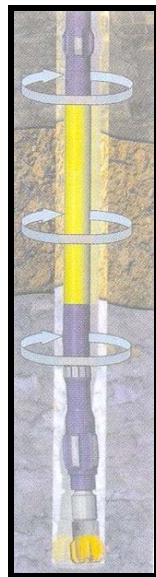


Figura 2.30: Modo rotativo do sistema *steerable*

Esse sistema apresenta como principais desvantagens a possibilidade de prisão diferencial da coluna durante o modo orientado, prisão por desmoronamento do poço, flambagem da coluna, baixa eficiência na limpeza do poço e problemas de vibração.

2.4.5 – Rotary Steerable System (RSS)

Corresponde a evolução do sistema *steerable*, apresentando a grande vantagem de que a coluna de perfuração gire durante todo o tempo, inclusive nos trechos de ganho de ângulo e alteração de direção. Consiste em uma ferramenta defletora que é conectada imediatamente acima da broca e permite a alteração com taxa controlada da trajetória do poço. São classificados em dois grupos:

I. Quanto ao modo de atuação:

- *Push the Bit*: nesse modo de atuação uma força é aplicada contra o poço para que a broca atinja a inclinação e direção desejadas. Este sistema exige a utilização de brocas com capacidade de corte lateral de *gauge* ativo. Corresponde a uma tecnologia mais antiga e apresenta também a característica de ser muito afetada pelo calibre do poço próximo à broca. Por atuar através da aplicação de um esforço lateral contra a parede do poço, esses sistemas têm melhor desempenho em formações duras.

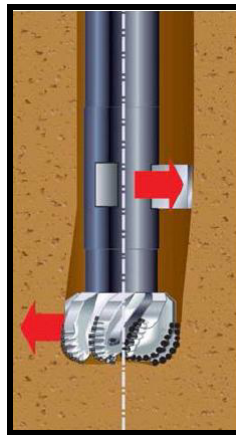


Figura 2.31: *Push the Bit*

- *Point the Bit*: nesta situação a broca é capaz de formar ângulos em relação ao resto da coluna para que seja atingida a trajetória desejada. Consiste em uma tecnologia mais recente sendo capaz de gerar DLS altos. Ferramentas deste tipo apresentam como

desvantagem o fato de serem mais complexas, o que aumenta consequentemente o risco de falhas.

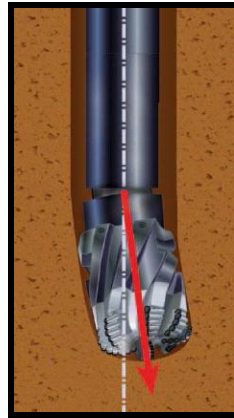


Figura 2.32: *Point the Bit*

II. Quanto à trajetória criada:

- DLS fixo: apresenta como desvantagem a possibilidade de geração de pontos de altos DLS os quais podem representar problemas operacionais posteriores.
- DLS variável: permitem construir poços com curvaturas constantes e menos trechos de alteração brusca da trajetória. Dessa forma, são mais recomendados quando se desejam poços de baixa tortuosidade.

3 – ACOMPANHAMENTO DIRECIONAL

Um importante parâmetro para o acompanhamento direcional é a obtenção de dados que possam ser usados para determinar a posição espacial da broca e, conseqüentemente, a trajetória do poço. Na indústria, esses registros ponto a ponto são chamados de fotos ou *surveys* e contam com dados de inclinação, azimute e orientação de *toollface* da ferramenta de perfuração.

Neste capítulo, serão descritos os equipamentos de registro direcional a partir dos quais se obtêm esses importantes parâmetros. A obtenção de tais medições é fundamental, por exemplo, para que:

- Os objetivos geológicos sejam atingidos;
- As colisões entre poços sejam evitadas;
- Os poços em *blowout* sejam combatidos através de perfuração de poços de alívio;
- O posicionamento correto de *sidetracks* e de poços multilaterais sejam efetuados;
- Os *doglegs* e *dogleg severities* sejam identificados, minimizando os pontos onde possa haver dificuldade de manobra para execução de operações posteriores à perfuração.

Cada tipo de sistema de medição será utilizado com base em critérios técnicos e econômicos. Porém, de um modo geral, pode-se dizer que os objetivos de qualquer boa medição direcional são:

- Obter e manter informações da localização dos poços;
- Assegurar que os dados satisfaçam à precisão requerida;
- Realizar as medições de forma eficiente em termos de custo, sem comprometer as exigências de acurácia dos dados.

Portanto, os fatores que influenciam na seleção do instrumento de registro direcional são:

- Tamanho do objetivo: isto irá definir, em parte, as exigências de precisão da ferramenta;
- Latitude do poço: a latitude do poço afeta os instrumentos magnéticos, assim como a precisão de instrumentos giroscópicos;
- Presença de poços adjacentes: a interferência magnética é inerente a algumas instalações com várias guias (muitos poços na mesma sonda);
- Máxima inclinação de projeto: algumas ferramentas possuem limitações operacionais para poços mais inclinados;
- Condições do poço e formação: poços de alta temperatura, seção aberta ou seção de menor diâmetro limitam o uso de alguns instrumentos;
- Orçamento no poço: assim como no custo da sonda, este fator irá impactar na escolha da melhor ferramenta em termos de custo-benefício;
- Poço aberto ou poço revestido: poços revestidos afetam os instrumentos magnéticos, portanto estes são utilizados apenas em poços abertos;

3.1 – Equipamentos de Registro Direcional

No escopo da perfuração, existem vários tipos de equipamentos disponíveis no mercado para efetuar os chamados registros direcionais. Em termos de tipo de medição, os equipamentos podem ser classificados como magnéticos ou giroscópicos.

Em se tratando de números de medições, estes podem ser classificados como equipamentos de registros simples, múltiplos ou contínuos. Possuem diferentes níveis de precisão e preços, sendo sua aplicação dependente das condições atuantes no ambiente do poço. Os principais equipamentos de registros direcional são:

- Magnético de Registro Simples (*Magnetic Single Shot – MSS*);
- Magnético de Registro Múltiplo (*Magnetic Multi Shot – MMS*);
- Medição Contínua a Cabo (*Steering Tool*);
- Medição Contínua sem Cabo (MWD);
- Giroscópio de Registro Simples (*Gyroscopic Single Shot – GSS*);
- Giroscópio de Registro Múltiplo (*Gyroscopic Multi Shot – GMS*);
- Sistema de Navegação Inercial (*Inertial Navigation System*).

3.2 – Equipamentos Magnéticos

Estes sensores utilizam o campo magnético da Terra para medir a direção (azimute) do poço. Os equipamentos magnéticos não podem ser utilizados dentro ou próximos de poços revestidos, pois podem sofrer interferências em suas leituras devido à magnetização destes elementos.

A aplicação dessas ferramentas requer o uso de comandos não magnéticos que têm como função alojar sensores de registro direcional ou prover isolamento entre outros componentes do BHA. Esses comandos são construídos com uma liga não magnética denominada monel, cujo intuito é o de diminuir a interferência provocada pela coluna de perfuração sem, no entanto, atrapalhar na ação do campo magnético terrestre.

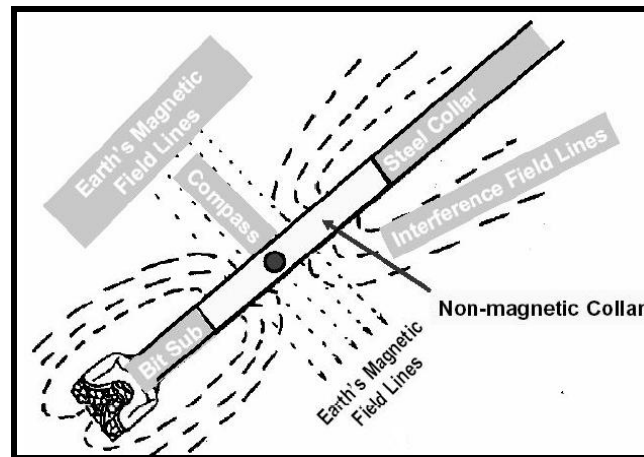


Figura 3.1: Ação do comando não magnético

Este grupo de ferramentas se divide em dois outros subgrupos: sensores mecânicos e sensores eletromagnéticos.

- Sensores Magnéticos Mecânicos: os sensores magnéticos mecânicos fazem uso de uma bússola que se orienta em direção ao norte magnético. A inclinação pode ser medida de duas maneiras diferentes, alguns sensores utilizam um aparato pendular no qual um peso é suspenso sobre um *grid* e outros fazem uso de um dispositivo flutuante suspenso em um fluido que possibilita que o mesmo mova-se livremente à medida que a inclinação varia. Estas ferramentas podem ser usadas para capturar apenas uma foto (*single shot*) ou uma série delas (*multi shot*).

- Sensores Magnéticos Eletrônicos: os sensores eletrônicos medem o campo magnético da Terra e as forças gravitacionais por meio de equipamentos chamados magnetômetros e acelerômetros, respectivamente. As leituras dos acelerômetros proveem inclinações, enquanto as dos magnetômetros são responsáveis principalmente pela obtenção do azimute. Estas ferramentas podem captar um único *survey*, uma série deles ou até mesmo trabalhar em tempo real (MWD). Estes instrumentos consistem na evolução dos sensores magnéticos mecânicos, sendo por isso mais precisos e confiáveis.



Figura 3.2: Sensor magnético eletrônico

3.2.1 – Equipamento Magnético de Registro Simples (*Magnetic Single Shot - MSS*)

É um equipamento composto por uma bússola magnética, um inclinômetro e uma câmera fotográfica, alojados dentro de um comando não magnético. Registra, simultaneamente, a direção magnética, a inclinação e a orientação *toolface* de poços não revestidos em um disco de filme individual. A direção dos registros obtida deverá ser corrigida da declinação local de acordo com o mapa magnético da área. É utilizado para monitorar o progresso do poço e a orientação da coluna de perfuração.



Figura 3.3: *Magnetic single shot*

A tabela a seguir detalhará os componentes desse equipamento.






Componentes			
	Dispositivo ativador da câmera		Suporte do filme individual
	Baterias		Lente e lâmpadas
	Dispositivo de medição da inclinação e do azimute local		

Tabela 3.1: Componentes do *magnetic single shot*

A versão eletrônica deste equipamento é composta por três elementos principais: um *probe* responsável pela coleta de dados, alojamento dos sensores e do circuito de controle, um conjunto de baterias e uma carcaça protetora. Esta ferramenta permite que o operador determine com precisão o momento em que os registros serão tomados, através de um temporizador interno ou pela programação do sensor para ser acionado em um ambiente específico.



Figura 3.4: *Single shot* eletrônico

3.2.2 – Equipamento Magnético de Registro Múltiplo (*Magnetic Multi Shot- MMS*)

Instrumento que registra, simultaneamente, em um filme fotográfico de 8mm ou em um módulo de memória de estações múltiplas, a direção magnética e a inclinação de poços não revestidos. Os registros são tomados geralmente quando o BHA (*Bottom Hole Assembly*) é retirado do poço. Assim como o anterior, o equipamento é alojado dentro de um comando não magnético. É utilizado para investigar todo o poço depois da perfuração e permite um menor tempo de operação, pois os registros são tomados em uma única corrida. A tabela a seguir detalhará os componentes desse equipamento



Figura 3.5: *Magnetic multi shot*







Componentes			
	Temporizador eletrônico para ativação da unidade solenóide e das lâmpadas		Câmera
	Baterias		Lente e lâmpadas
	Unidade solenóide		Dispositivo de medição da inclinação e do azimute do local

Tabela 3.2: Componentes do *magnetic multi shot*

Sua versão eletrônica apresenta os mesmos componentes do *single shot* eletrônico. O processo de tomada de registros é feito juntamente com a retirada da coluna de perfuração, no qual os *surveys* são obtidos periodicamente durante toda a seção de poço aberto. Os dados coletados ficam armazenados na memória da ferramenta, sendo posteriormente transferidos para o computador que fará os cálculos de inclinação e azimute.

3.2.3 – Medição Contínua a Cabo (*Steering Tool*)

Equipamento composto por um sensor magnético de direção e um sensor gravitacional de inclinação, que transmitem os dados para a superfície através de um cabo elétrico. Utilizado com motor de fundo, fornece a cada instante a posição do poço, não podendo ser usado durante a perfuração rotativa, pois sua transmissão é feita através de um cabo. Um computador na superfície decodifica os sinais e realiza os cálculos direcionais. Possibilita, dessa forma, o acompanhamento durante a perfuração e a transmissão de dados em tempo real.

3.2.4 – Measure While Drilling (MWD)

Os equipamentos de medição contínua sem cabo, conhecidos como *Measure While Drilling* (MWD), permitem a obtenção de dados em tempo real e são atualmente as principais ferramentas utilizadas no processo de obtenção de informações para o cálculo da inclinação, azimute e *tool face* durante a perfuração. A captação de dados é feita através de três magnetômetros e três acelerômetros, dispostos perpendicularmente no interior da ferramenta, os quais realizam suas leituras através dos campos magnéticos e gravitacionais respectivamente. Sua transmissão de dados se dá em forma de pulsos de pressão através da lama de perfuração (telemetria), sendo captados e decodificados na superfície.

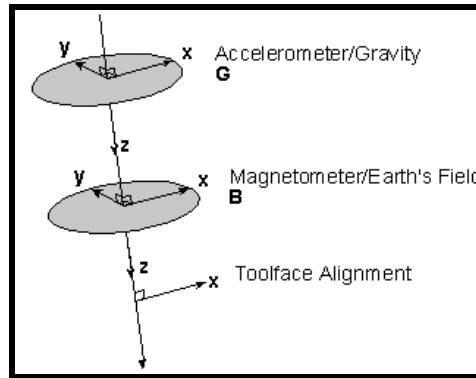


Figura 3.6: Disposição dos magnetômetros e acelerômetros

O MWD pode ser usado tanto na perfuração rotativa quanto com motor de fundo, sendo que em ambos os casos os registros são feitos continuamente e apresentados em um mostrador remoto. Esta ferramenta possui várias vantagens em relação aos outros equipamentos, tais como:

- Redução de tempo de sonda;
- Sistema de medição mais acurado;
- Registro direcional contínuo do poço.

Contudo, como os sensores magnéticos do MWD são passíveis de interferência, faz-se necessário que o BHA possua um espaçamento mínimo de monéis, conforme dito anteriormente. Para poços de baixa inclinação, é comum utilizar um giroscópio a cabo para confirmar os resultados provenientes do MWD, demandando um tempo adicional de sonda.

O MWD é composto por quatro elementos principais contidos no corpo da ferramenta, sendo estes os sensores de medição, os transmissores de sinais por pulsos de pressão, o sistema de controle e a unidade de energia. Estes componentes estão ilustrados na figura abaixo.

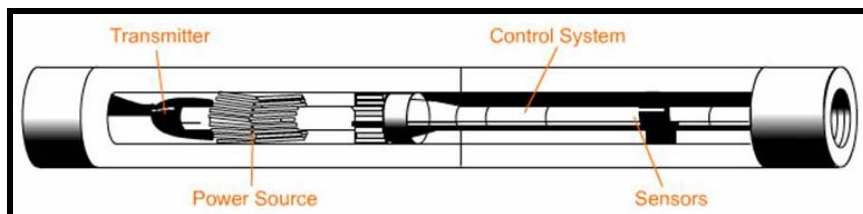


Figura 3.7: Componentes básicos do MWD

Em superfície o MWD conta com um sensor de pressão responsável por detectar os pulsos na lama de perfuração, um computador que decodifica os pulsos e processa os dados e um *display* para expor a informação de *survey* ao operador.

3.2.4.1 – Sistemas de Telemetria

A indústria dispõe de quatro sistemas de telemetria disponíveis no mercado: pulso positivo de pressão, pulso negativo de pressão, pulso eletromagnético e telemetria por cabo. Os sistemas de pulso de pressão usam válvulas para modular o fluxo de fluido de perfuração no interior da coluna, gerando ondas que se propagam em direção à superfície, que são posteriormente detectadas por transdutores na sonda.

O sistema de pulso positivo restringe momentaneamente o fluxo de fluido, resultando em uma elevação momentânea de pressão que é detectada na superfície. Este componente é energizado através de uma turbina de lama que aciona um gerador, o qual alimenta o circuito de controle do *pulser* e os sensores. Uma bomba hidráulica comanda um elemento denominado *poppet* que é responsável por gerar o pulso de pressão.

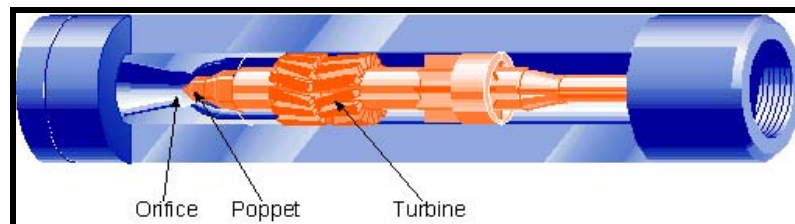


Figura 3.8: Componente gerador de pulsos positivos

No sistema de pulso negativo, o fluido de perfuração é momentaneamente escoado através de uma válvula alojada no comando do *pulser*, criando uma breve queda de pressão dentro da coluna que é detectada na superfície. A amplitude do sinal pulso negativo é função da pressão diferencial entre a área interna da ferramenta e o espaço anular entre o poço e a coluna de perfuração. Um diferencial mínimo de pressão, da ordem de 350psi, é recomendado para que se obtenha uma boa detecção na superfície. Este componente é alimentado via uma bateria de lítio.

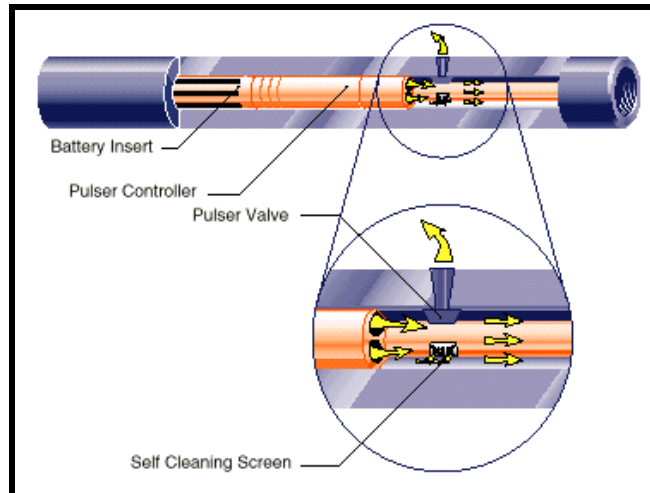


Figura 3.9: Componente gerador de pulsos negativos

Em ambos os sistemas, os dados dos sensores são codificados e transmitidos pela variação do tempo entre pulsos de pressão consecutivos.

O sistema MWD eletromagnético transmite dados via ondas de baixa frequência que se propagam pela terra e são detectadas por uma antena aterrada na superfície. Embora o sistema eletromagnético, até o presente momento, seja limitado a poços *onshore*, ele é particularmente aplicável em operações de perfuração sub-balanceada com ar, espuma ou fluidos aerados, que impedem o uso de telemetria por pulsos de pressão.

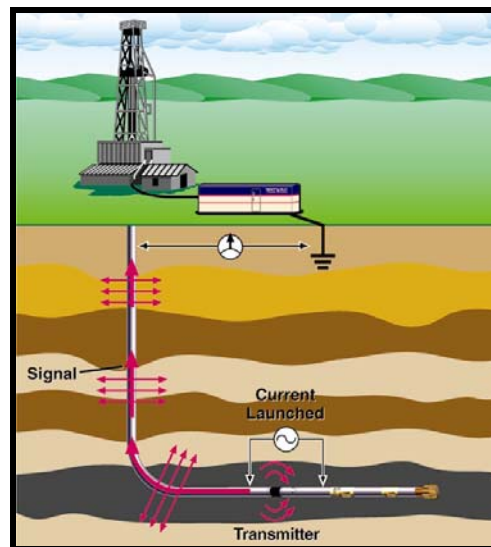


Figura 3.10: Transmissão de dados através de pulsos eletromagnéticos

A telemetria por cabo fornece comunicação bidirecional entre os sensores do MWD e a superfície em velocidades até 10.000 vezes mais rápidas que as taxas de telemetria por pulsos de pressão. O conjunto é baseado em tubos de perfuração contendo cabos (*Intellipipes*) para transmissão de dados interligados a um sistema computacional na superfície que decodifica as informações recebidas.

A grande limitação desse sistema está associada a problemas físicos envolvendo o rompimento do cabo de transmissão, que incorre na interrupção do recebimento das informações lidas pelos sensores direcionais.



Figura 3.11: Telemetria por cabo

3.3 – Equipamentos Giroscópicos

Diferentemente dos equipamentos magnéticos, os instrumentos giroscópicos possuem a grande vantagem de não serem influenciados por forças magnéticas, o que possibilita investigações dentro ou próximo de poços revestidos.

O giroscópio funciona através de um motor que gira com alta velocidade, montado em um mecanismo de dois graus de liberdade (*gimbals*), com uma carta bússola acoplada a esse aparato. O mecanismo articulado permite que o equipamento mude de posição, sem que a direção de rotação do motor seja alterada. As leituras do giroscópio devem ser corrigidas, pois a posição do eixo de rotação do motor muda com o tempo (*drift*), devido a fatores como a rotação da Terra e impactos mecânicos.

Os equipamentos giroscópicos são usados geralmente nos casos em que se visa confirmar os dados obtidos pelos equipamentos magnéticos ou em casos onde questões

relacionadas a aspectos de interferência não permitem a aplicação destes últimos. Pelo fato de necessitarem interromper o processo de perfuração para serem corridos o essas ferramentas geram um maior tempo operacional e, com isso, um maior custo final do poço.

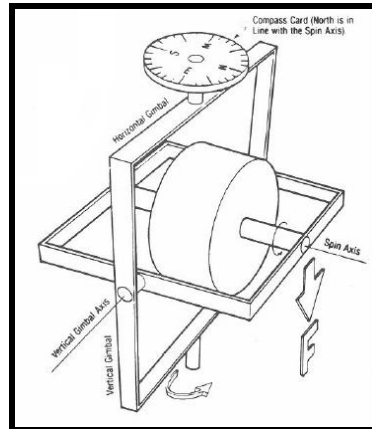


Figura 3.12: Giroscópio

3.3.1 – Giroscópio de Registro Simples (*Gyroscopic Single Shot - GSS*)

Este equipamento grava a direção e a inclinação do poço em um simples filme em forma de disco. O registro de direção é feito por meio de uma bússola giroscópica ao invés de um equipamento magnético sendo, portanto, indicado em situações onde possa haver interferência magnética oriunda de revestimentos ou poços adjacentes.



Figura 3.13: *Gyroscopic single shot*

3.3.2 – Giroscópio de Registro Múltiplo (*Gyroscopic Multi Shot -GMS*)

Esta ferramenta pode ser operada a cabo ou ser lançada no poço através da coluna de perfuração sendo que, na segunda opção, os registros são tomados durante sua manobra de retirada.

O GMS convencional a cabo é eficiente até uma inclinação de aproximadamente 20°. Dessa forma, quando se realiza um trabalho em poços de alto ângulo, utiliza-se o modo contínuo de operação do GMS inicializado a partir de 15° de inclinação do poço. Nesse modo contínuo, o giroscópio não precisa ser parado para coletar os registros atrelados ao ponto de inicialização.

É importante salientar que os instrumentos giroscópicos de registro múltiplo podem ser agrupados em duas categorias, que são:

- Giroscópios livres: são mais antigos e menos precisos, pois devem ser referenciados a uma direção na superfície (na plataforma), podendo acarretar em erros de leitura, além de sofrer um desvio (*drift*) ao longo da descida do poço.
- Giroscópios de taxa de mudança (*NorthSeekingGyro*): instrumentos de alto grau de precisão que buscam o referencial do norte verdadeiro continuamente e, com isso, não sofrem desvios e não ocorre propagação de erro sistêmico como no anterior. A detecção do norte verdadeiro é feita através da componente horizontal da taxa rotacional da Terra que varia com o cosseno da latitude.

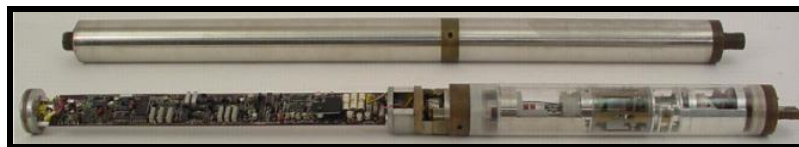


Figura 3.14: *Gyroscopic multi shot*

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

Considerado o equipamento mais preciso quando se trata de tomada de registros direcionais. O INS é composto por três giroscópios, cada um contendo um acelerômetro, dispostos ortogonalmente entre si. Os giroscópios são usados inicialmente

para orientar o sistema em direção ao norte verdadeiro servindo como referência para os acelerômetros. As leituras realizadas por este dispositivo são integradas a fim de se obterem a inclinação e o azimute do poço. Devido ao *design* do sensor, esta ferramenta é capaz de trabalhar em poços de inclinações elevadas. O INS é geralmente corrido a cabo e têm sua aplicação indicada em operações onde são necessários *surveys* de grande precisão.



Figura 3.15: Sensor do INS

3.4 – Medições Magnéticas

Devido ao fato de que atualmente a maior parte do processo de obtenção de registros direcionais ser feito através de sensores magnéticos, faz-se necessário examinar como esses dados são medidos e como o campo magnético da Terra pode impactar na confiabilidade do *survey* direcional.

3.4.1 – O Campo Magnético Terrestre

A existência do campo magnético da Terra (CMT) é conhecida desde Gilbert, que em 1600 propôs no seu livro *De Magnete* que a Terra fosse considerada equivalente a um ímã permanente.

A teoria física matemática capaz de descrever e justificar o CMT só foi alcançada com Maxwell, no fim do século XIX e os primeiros modelos “realistas” do mecanismo gerador do campo só começam a ser construídos a poucas gerações. A prova matemática de que o campo magnético observado na superfície tem como origem fundamental a Terra (e não fenômenos externos) foi obtida por Gauss em 1838. Já nessa

altura, tinha-se concluído que o CMT manifestava certa variação secular, e de que as variações rápidas desse campo tinham correlação com fenômenos atmosféricos como as auroras boreais e tempestades magnéticas.

A utilização da bússola como instrumento de localização sobre a Terra, parte do princípio de que o campo magnético terrestre se aproxima do campo gerado por um ímã permanente alinhado com o eixo de rotação, onde é possível distinguir um “Pólo magnético norte”, um “Pólo magnético sul” e um “Equador magnético”, à semelhança do que ocorre com as referências geográficas.

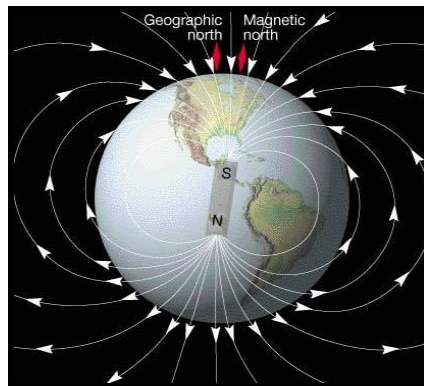


Figura 3.16: Linhas do campo magnético da Terra

O campo magnético terrestre assemelha-se a um dipolo magnético com seus pólos próximos aos pólos geográficos da Terra. Uma linha imaginária traçada entre os pólos sul e norte magnéticos apresenta uma inclinação de aproximadamente $11,3^\circ$ relativa ao eixo de rotação da Terra.

Para se obter dados sobre o campo magnético terrestre podemos utilizar um magnetômetro, que equivale a um aparelho que mede com altíssima precisão os campos magnéticos, ou ainda utilizar uma simples bússola, cuja agulha magnetizada tenderá a se alinhar com o CMT oferecendo, entretanto, uma aproximação grosseira. O campo magnético na superfície terrestre também é muito variável para diferentes pontos como para diferentes épocas.

Em qualquer local da Terra pode-se observar um campo magnético e este apresenta intensidade e direção definidas que podem ser representadas através de um vetor. A intensidade do campo é denominada *Total Field Strength* e a direção é sempre referenciada com o norte magnético.

A intensidade do CMT é medida em subunidades do Tesla, variando entre 60.000nT, próximos aos pólos magnéticos, e 30.000nT, próximos ao equador magnético. Na área de petróleo, ao se referir ao valor medido da intensidade do campo magnético, utiliza-se o termo Btotal.

3.4.2 – Dip Angle

Um fator importante relacionado às linhas de fluxo magnético consiste no chamado *dip angle* que representa o ângulo formado entre as linhas de fluxo magnético e a superfície da Terra. Caso fosse colocada uma bússola no pólo norte magnético observaria-se que sua agulha tenderia a apontar em direção ao solo, no Equador magnético (o qual é diferente do Equador geográfico) a agulha se posicionaria paralelamente a superfície, uma vez que as linhas de fluxo são horizontais. Dessa forma, o *dip angle* de 0° corresponde a uma configuração horizontal e um de 90° equivale à disposição vertical.

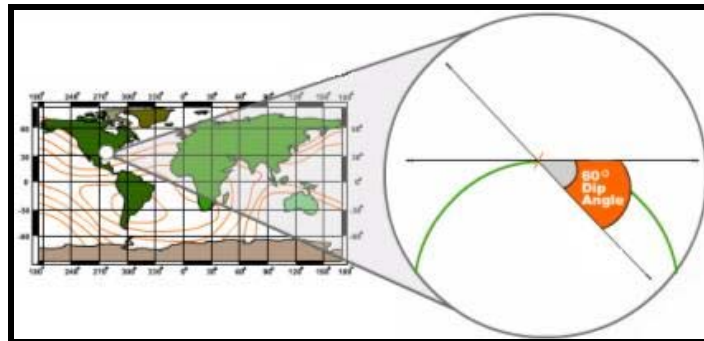


Figura 3.17: *Dip angle*

O *dip angle* deve ser referenciado quanto a sua posição em relação ao equador magnético através de da indicação norte/sul. Como exemplo, pode-se definir um dip de 30° sul no Brasil e um de 60° norte no Golfo do México. A importância deste fator está relacionada ao teste de qualidade de um *survey* funcionando como um parâmetro de comparação ou em alguns casos pode ser empregado no cálculo do azimute do poço.

Outra aplicação útil do *dip angle* está associada às componentes do vetor intensidade do campo magnético local (*total field strength*). A partir da situação exposta anteriormente, para um dip de 60° e uma intensidade de 50.000nT pode-se facilmente

determinar, por trigonometria elementar, as suas componentes horizontal e vertical (25.000nT e 48.000nT respectivamente).

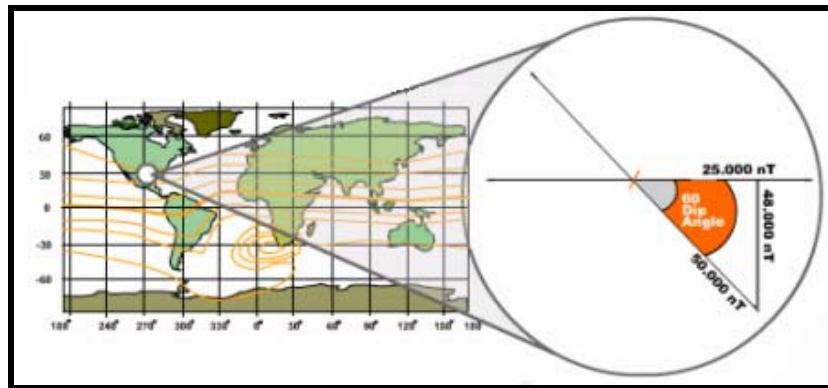


Figura 3.18: Componentes do *dip angle*

Quanto maior for a componente horizontal do *total field strength* melhor é a capacidade de obtenção do azimute do poço através dos sensores magnéticos. Outra forma de se visualizar esta propriedade é constatando que qualquer força orientada verticalmente irá apontar sempre para baixo, não auxiliando dessa forma na identificação do norte magnético.

Qualquer interferência magnética terá um grande efeito sobre a medição da orientação do poço na presença de uma componente horizontal fraca. Geralmente, em áreas onde o *dip angle* é superior a 70° a precisão das medições magnéticas se torna bastante deficiente.

3.4.3 – Influência do Referencial Norte na Determinação da Trajetória do Poço

Os sensores direcionais utilizados na perfuração de poços levantam dados para o cálculo do azimute com base no norte magnético ou no norte verdadeiro. Por outro lado, muitos relatórios de perfuração de poços informam o azimute com base no chamado *grid norte*.

Além disso, os sensores magnéticos sofrem influência do campo da Terra que varia com o passar do tempo. Portanto, faz-se necessário conhecer melhor os conceitos de referência norte e de correção azimutal, devido à grande influência exercida no cálculo da trajetória do poço e para que se tenham dados históricos confiáveis depois da perfuração.

3.4.4 – Declinação Magnética

Todas as medidas originadas a partir de dados relacionados ao campo magnético da Terra estão sujeitos a variações devido ao movimento lento, porém gradual desse campo ao longo do tempo. Devido a este fato, um *survey* medido e referenciado ao norte magnético atual pode não ser preciso em algum momento futuro. Visto posto, pode-se compensar essa variação pela aplicação de um fator de correção ao registro magnético que se relaciona ao norte verdadeiro (geográfico). Essa correção é denominada declinação. Como o norte verdadeiro é constante, um *survey* referenciado a ele será válido em qualquer tempo no futuro.

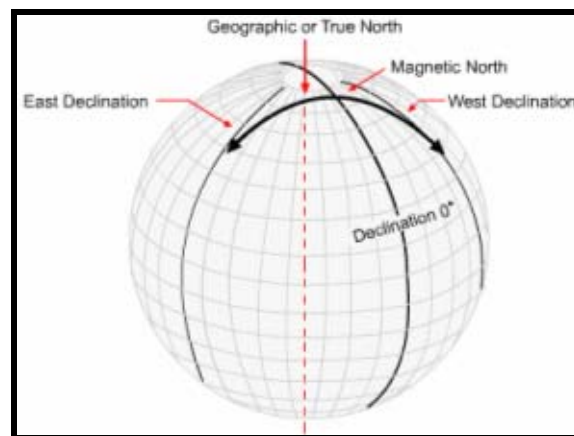


Figura 3.19: Declinação magnética

Existem vários métodos para determinar qual correção na declinação deve ser atribuída a uma determinada área geográfica. Um deles é através de mapas agônicos gerados por órgãos internacionais competentes. Neles, a declinação de qualquer posição na superfície terrestre pode ser determinada apenas pela interpretação gráfica. Esses mapas são atualizados geralmente de 5 em 5 anos e, por isso, são pouco empregados pela indústria do petróleo.

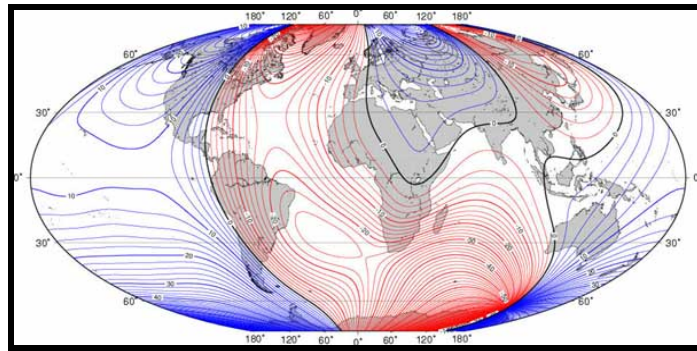


Figura 3.20: Mapa agônico

A fim de se obter dados mais confiáveis são desenvolvidos *softwares* que permitem determinar a declinação de maneira rápida, eficiente e precisa. A principal vantagem associada a estes programas é a sua atualização anual que possibilita manter as características sobrecitadas.

3.4.5 – Correção Azimutal

Os sensores direcionais medem o azimute em relação a um norte magnético ou verdadeiro. Para padronizar essas informações provenientes da “boca do poço” e inseri-las em um banco de dados, para futuras análises de anticolisão, é necessário corrigir o azimute.

Os azimutes referenciados ao norte magnético são transformados para o referencial do norte verdadeiro utilizando o valor da declinação, que é o ângulo formado no sentido do norte magnético para o norte verdadeiro. Por convenção uma declinação orientada por uma bússola na direção leste é positiva, enquanto na direção oeste é negativa.

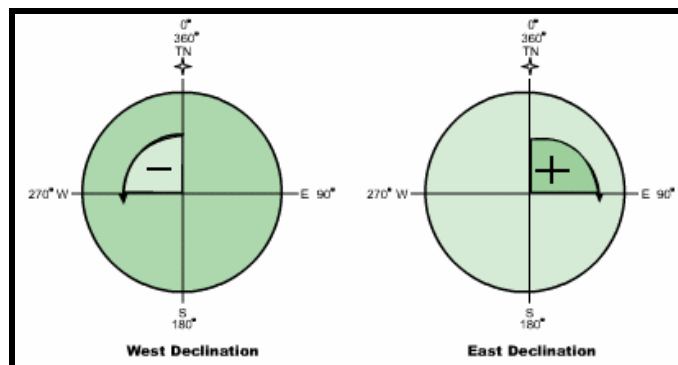


Figura 3.21: Convenção de sinais de declinação

A fórmula para calcular a direção verdadeira (relacionada ao norte geográfico) a partir da declinação e da orientação do poço (HD) é dada a seguir:

$$MN + D = TD$$

Onde:

MN = Norte Magnético

D = Declinação

TD = Direção Verdadeira

Para exemplificar, considere a situação na qual a direção magnética é de 75° e a declinação equivale a 6° leste. Dessa forma a direção verdadeira seria calculada como:

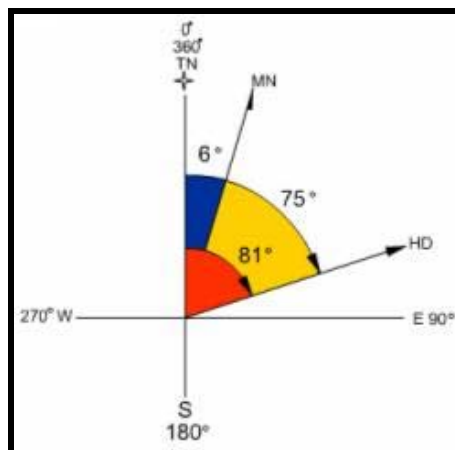


Figura 3.22a: Exemplo de correção

$$TD = 75^\circ + (+6)^\circ = 81^\circ$$

Outro exemplo consiste na situação em que a direção magnética vale 120° e a declinação é de 5° oeste. Neste caso a direção verdadeira fica:

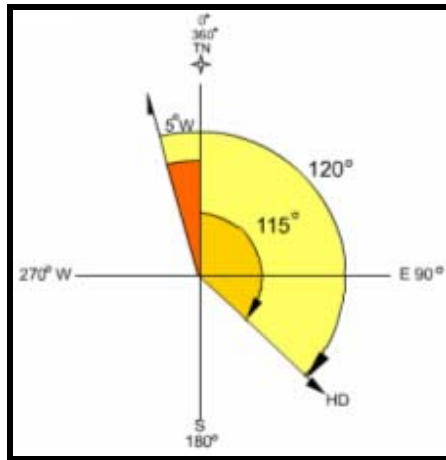


Figura 3.22b: Exemplo de correção

$$TD = 120^\circ + (-5^\circ) = 115^\circ$$

Os azimutes referenciados ao norte verdadeiro, ainda podem ser transformados para o referencial do *grid* norte, conforme preferência da maioria das operadoras da área de petróleo. Dentro de uma zona do *grid*, o norte *grid* é paralelo ao meridiano central. Devido ao fato das linhas de longitude serem paralelas apenas ao longo do Equador qualquer localização, acima ou abaixo dessa linha, apresentará uma diferença angular entre o norte verdadeiro e o norte *grid*. Essa diferença angular é chamada de convergência e está explicitada pelo ângulo α na figura a seguir.

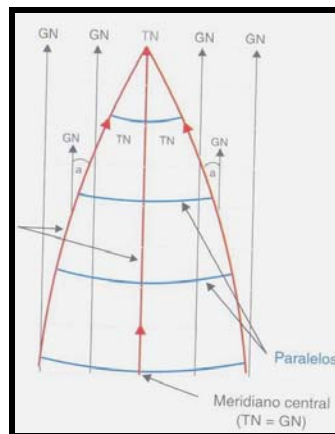


Figura 3.23: Convergência

A convergência segue a mesma convenção de sinais da declinação, sendo positiva no sentido leste e negativa no sentido oeste. A fórmula para se obter a direção verdadeira de um poço a partir da convergência é dada por:

$$GD + C = TD$$

Onde:

GD = Direção do *Grid*

C = Convergência

TD = Direção Verdadeira

A fim de explicitar essa relação, será considerada a situação na qual a direção do *grid* vale 50° e a convergência é de 3° leste. Neste caso, a direção verdadeira é:

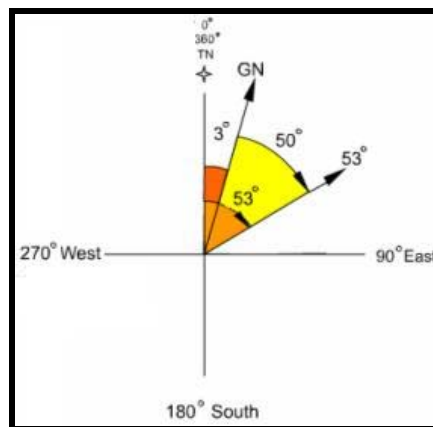


Figura 3.24: Exemplo de correção

$$TD = 50^\circ + (+3^\circ) = 53^\circ$$

Até o momento foram explicitadas correções envolvendo declinações e convergências de forma independente, porém em muitos casos se faz necessário aplicá-las simultaneamente. A equação que relaciona essas duas grandezas pode ser obtida da seguinte forma:

$$MN + D = TD$$

$$TD - C = GD$$

Substituindo a primeira na segunda tem-se:

$$(MN + D) - C = GD$$

Por exemplo, se a declinação é 4° leste, a convergência é 2° oeste e a direção magnética vale 130°, então a direção do *grid* resulta em:

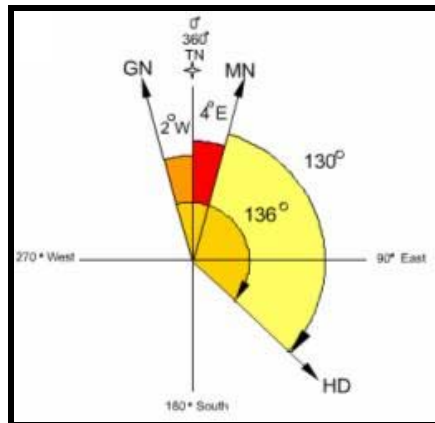


Figura 3.25: Exemplo de correção

$$GD = 130^\circ + (+4^\circ) - (-2^\circ) = 136^\circ$$

4 – INTERFERÊNCIA MAGNÉTICA

A interferência magnética pode ser definida como o erro resultante da interação do campo magnético da Terra e um outro campo produzido por uma ou mais fontes locais.

Essa interferência inclui várias influências as quais distorcem o campo magnético terrestre e geram erros nas leituras de azimute em *surveys* magnéticos. Esses efeitos podem ser classificados como:

- Interferência Axial;
- Interferência Cros-axial.

4.1 – Interferência Axial

A interferência axial normalmente está relacionada à magnetização de elementos da própria coluna de perfuração, gerando um campo magnético local que afeta as leituras realizadas pelos magnetômetros do MWD.

Este tipo de interferência dá origem a um fator de erro aproximadamente constante, que é intimamente relacionado com a composição e disposição dos componentes na coluna de perfuração, mais precisamente do BHA (*Bottom Hole Assembly*). Esta interferência apresenta também a característica de elevar-se juntamente com os incrementos de inclinação e latitude do poço.

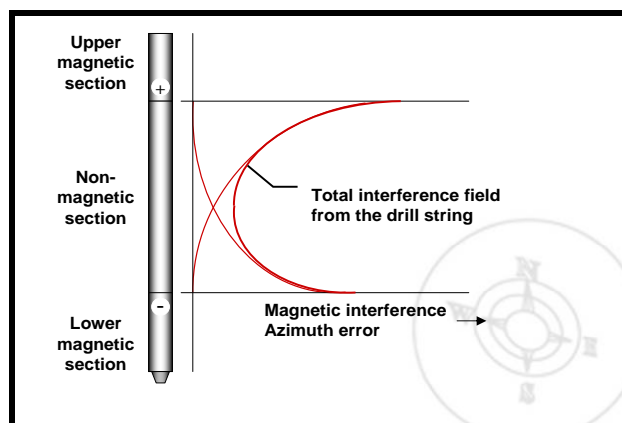


Figura 4.1: Magnetização de componentes do BHA

Quando um comprimento inadequado de monéis é usado, a interferência resultante do aço que compõem os elementos da coluna de perfuração estará quase inteiramente concentrada no eixo axial (Z) do MWD deixando, dessa forma, os sensores localizados nos eixos X e Y praticamente livres de qualquer influência.

4.1.1 – Determinação do Espaçamento não-Magnético

A utilização de instrumentos magnéticos requer o estabelecimento de um ambiente livre ou, pelo menos, de interferência magnética reduzida. Visto que a coluna de perfuração é composta de materiais ferrosos é necessário isolar os sensores através da utilização de componentes não-magnéticos no conjunto do BHA.

A determinação do número de monéis necessários, assim como sua disposição no BHA, é dada através de mapas e gráficos nos quais se determina inicialmente a zona magnética onde está sendo realizada a operação e, em segundo lugar pelo tipo de montagem do conjunto de fundo.

O mapa divide o globo em três zonas (A, B e C) de acordo com a componente horizontal do campo magnético local.

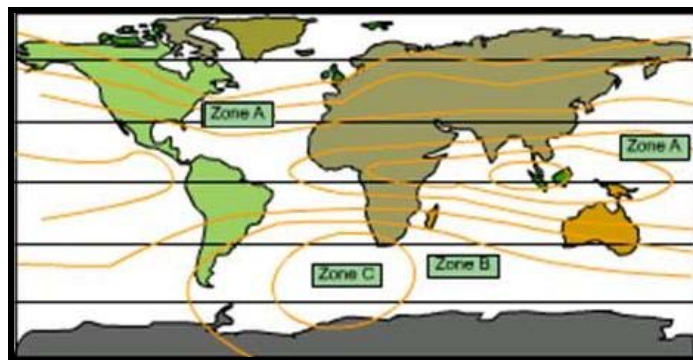


Figura 4.2: Zonas A, B e C

Após selecionada a zona, escolhe-se entre dois gráficos: o primeiro para BHA's com motor de fundo (*Packed Hole Assembly*) e outro para os demais conjuntos (*Bit & Bit Sub*).

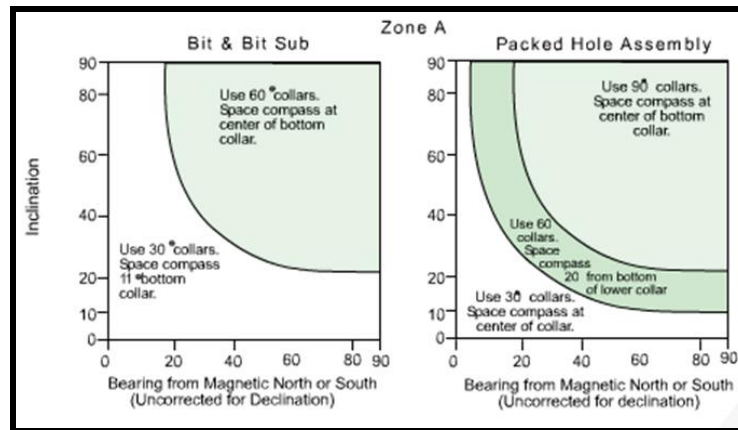


Figura 4.3: Gráficos usados na determinação do número de monéis

Com os valores de inclinação e direção do norte magnético obtém-se o número e a disposição dos monéis necessários.

4.2 – Interferência Cros-axial

A interferência cros-axial inclui todos os componentes perpendiculares ao eixo axial da ferramenta magnética. Pode ser causada por fatores relacionados a formações, proximidade com outros poços revestidos, peixes e, em algumas situações, por componentes do próprio BHA. O nível de interferência causado pela influência de poços revestidos próximos ou por peixes, localizados em seções abandonadas, depende da força do magnetismo associado ao elemento e a distância aos sensores do MWD. Em termos gerais, um elemento localizado a uma proximidade de apenas 10m pode causar erros significativos nas leituras de azimute.



Figura 4.4: Fontes de interferência cros-axial

Interferências cros-axiais não são facilmente contornadas, uma vez que sua fonte não pode simplesmente ser afastada do poço. Nesses casos, geralmente são utilizados outros tipos de instrumentos de *survey* que consistem nos giroscópios. Como dito no capítulo anterior, os giroscópios são indiferentes à ação de interferências magnéticas porém, como geralmente necessitam que a perfuração seja interrompida para serem corridos, sua aplicação está associada a um maior tempo da operação e consequentemente em um custo final do poço mais elevado.

4.3 – Métodos de Correção da Interferência

Os cálculos de *survey* partem de um algoritmo denominado *long collar* onde os dados lidos diretamente nos sensores são utilizados para determinação dos parâmetros de direcionamento. Essas informações são trabalhadas por outros modelos visando trabalhar os problemas associados à interferência gerada pela ação de distorções locais no campo magnético.

Atualmente, a indústria do petróleo conta com algumas metodologias que tem por finalidade contornar, ou pelo menos reduzir os efeitos do problema da interferência durante o levantamento de *surveys* magnéticos. As tecnologias mais utilizadas são:

- Algoritmo *Short Collar*;
- IFR (*InField Referencing*);
- IIFR (*Interpolated InField Referencing*);
- *Software Cazandra*.

4.3.1 – Teoria básica

O processo de registro de trajetórias direcionais é decorrente de uma série de medidas de inclinação, *tool face* e azimuth. Esses ângulos são inferidos a cada estação de registro ao longo do poço, através de acelerômetros e magnetômetros dispostos ortogonalmente (sensores do MWD). A transformação do vetor formado pelas leituras dos sensores da ferramenta (X,Y,Z) de registro para o sistema de coordenadas geográficas (N,E,Z) pode ser representada pela seguinte equação:

$$\vec{V}_{NEV} = \{\Psi\} \{\Theta\} \{\Phi\} \vec{V}_{XYZ}$$

Onde:

\vec{V}_{NEV} = Vetor direção descrito no sistema de coordenadas geográficas

\vec{V}_{XYZ} = Vetor direção descrito no sistema de coordenadas da ferramenta (MWD)

$\{\Psi\}$ = Matriz de rotação do eixo X

$\{\Theta\}$ = Matriz de rotação do eixo Y

$\{\Phi\}$ = Matriz de rotação do eixo Z

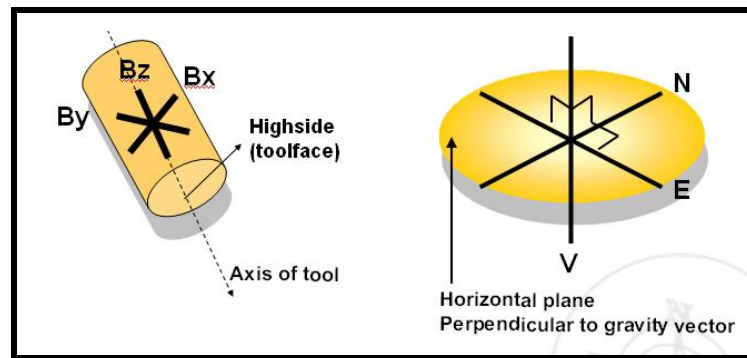


Figura 4.5: Sistemas de coordenadas da ferramenta e geográfico

A inclinação e a *tool face* são obtidas através dos dados oriundos dos acelerômetros. O azimute, por sua vez, é normalmente calculado através do ângulo de *tool face*, inclinação e os componentes do campo magnético através da relação:

$$A = \tan^{-1} \left[\frac{-(B_x \sin \theta + B_y \cos \theta)}{\cos \alpha (B_x \cos \theta - B_y \sin \theta) + B_z \sin \alpha} \right]$$

Onde:

A = Azimute

Bx, By e Bz = Componentes do campo magnético

θ = *Tool face*

α = Inclinação

A teoria da correção da interferência magnética se fundamenta no fenômeno do magnetismo induzido no qual o aço dos elementos que compõem a coluna de perfuração tornam-se magnetizados pela ação do campo terrestre.

Ao se utilizar um instrumento que mede os três componentes ortogonais do campo magnético local, existem dois modos básicos de se computar um azimuth. O primeiro assume que a interferência oriunda de porções magnetizadas do BHA é desprezível. Dessa forma as componentes do campo lidas pelos sensores ortogonais irão compor o que se chama azimuth *raw* (cru). Este recebe esta denominação pois os dados obtidos são desprovidos de qualquer tratamento com relação a possíveis interferências sofridas pelos sensores. O segundo modo consiste na técnica que faz uso das magnitudes dos componentes ortogonais do campo magnético local (B_x , B_y) em conjunto com valores conhecidos do campo da Terra a fim de substituir a leitura corrompida do sensor axial da ferramenta.

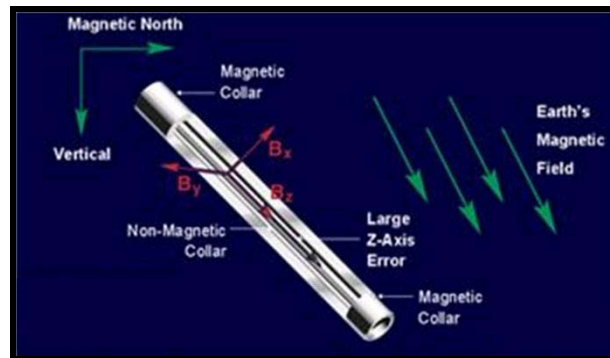


Figura 4.6: Disposição dos magnetômetros do MWD

4.3.2 – Algoritmo Long Collar

O algoritmo do *long collar* define-se pelo método mais simples de captura dos registros no qual, os dados são calculados sem que haja qualquer tratamento das informações lidas pelos sensores direcionais. Em *surveys* levantados através do algoritmo do *long collar* o azimuth é calculado por meio dos dados crus (*raw*) medidos nos magnetômetros.

A coluna de perfuração constitui uma fonte considerável de interferência, contudo, esta afeta principalmente o magnetômetro axial (B_z). O valor medido por este sensor pode ser usado apenas quando uma quantidade suficiente de monéis está presente. Vários fatores afetam a quantidade de componentes não-magnéticos:

- Localização geográfica: em geral um número maior de monéis é necessário em locações situadas nas proximidades dos pólos magnéticos, assim como um número menor deles se faz necessário nas proximidades do Equador.
- Inclinação: em perfurações de seções de grande inclinação usa-se uma quantidade maior de espaçadores não-magnéticos.
- Azimute: quando o azimute se aproxima do eixo magnético leste/oeste, pelo fato dessa direção conter uma maior concentração de linhas de campo, é necessário usar uma maior quantidade de monéis a fim de isolar os magnetômetros dos outros elementos do BHA.

4.3.3 – Modelos Geomagnéticos

Muitos dos métodos que serão explicitados a seguir fazem referência a um ou mais modelos geomagnéticos. Os dois principais modelos empregados pela indústria do petróleo, nas operações de perfuração e controle da trajetória de poços, são o BGGM (*British Global Geomagnetic Model*) e o IGFR (*International Geomagnetic Reference Field*).

O BGGM consiste em um modelo matemático que representa o campo magnético da Terra em seu estado não perturbado. É revisado anualmente com a finalidade de incluir novos dados coletados desde a última revisão, assim como qualquer desenvolvimento da metodologia de modelagem. O BGGM não inclui em seu modelo variações associadas ao campo crustal ou outras variações oriundas de campos externos, cujas perturbações ocorrem rapidamente (tempestades solares, por exemplo).

O BGGM é amplamente utilizado na indústria do petróleo em operações de perfuração direcional com ferramentas de registros magnéticos como o MWD. A combinação entre os dados coletados pelos sensores do MWD e as informações fornecidas por esse modelo permite localizar e acompanhar a trajetória do poço durante a operação.

O IGFR é também um modelo geomagnético global, porém diferentemente do BGGM, este modelo possibilita determinar valores do vetor campo magnético em qualquer lugar desde o núcleo da Terra até o espaço. O IGFR é revisado a cada cinco anos por um grupo de cientistas associados à IAGA (*International Association of*

Geomagnetism and Aeronomy). Este longo período entre as atualizações é o principal ponto fraco do modelo.

Através de parâmetros de latitude, longitude e tempo o programa calcula os valores de campo magnético e sua taxa de mudança. Além desses dados o programa também fornece:

- Declinação;
- As componentes horizontal e vertical da intensidade campo magnético;
- A inclinação ou *dip angle*;
- As componentes do campo magnético;
- A intensidade total do campo magnético.

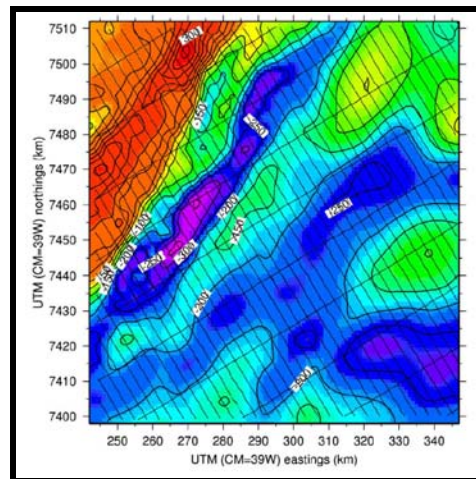


Figura 4.7: Exemplo da compilação da intensidade do campo magnético

4.3.4 – Algoritmo Short Collar

O algoritmo do *short collar* consiste no método matemático de correção mais usado nas operações de perfuração, pois resulta em valores mais confiáveis e com menores erros associados. Na prática, este método é capaz obter dados com um fator de erro menor quando comparado ao algoritmo do *long collar* em situações onde constata-se a existência de interferência axial.

A utilização deste método de correção apresenta a principal característica de possibilitar a redução do espaçamento não magnético (monéis) entre os sensores direcionais do MWD e os demais componentes do BHA. Diferentemente do cálculo

long collar, que utiliza todos os valores coletados pelos três sensores (*raw*), o método *short collar* não utiliza a leitura do magnetômetro axial (B_z), e sim o valor teórico do campo magnético local computado por programas específicos nessa direção. A partir do primeiro cálculo, um valor inicial de azimuth é levantado e esse é utilizado para calcular um novo B_z . Essa interação é repetida até que a variação de azimuthes entre os cálculos seja menor que 0,000001 radianos (0.0000571°).

Para que este método possa ser aplicado é necessário que não estejam presentes interferências de caráter *cross-axial* e que exista uma distância mínima de 3-4 m entre os sensores magnéticos e os componentes magnetizáveis do BHA.

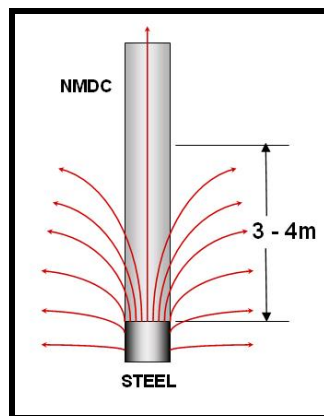


Figura 4.8: Espaçamento mínimo das porções magnetizáveis do BHA

O método do *Short Collar* se vê afetado quando se trabalha com altas inclinações e próximo ao eixo magnético leste/oeste. Este fato pode ser explicado pela formulação do azimuth se tratar de uma função da curva tangente, a qual assume uma configuração assintótica e não é definida para os ângulos de 90° e 270° que, em se tratando de direção azimuthal recaem sobre o eixo leste/oeste.

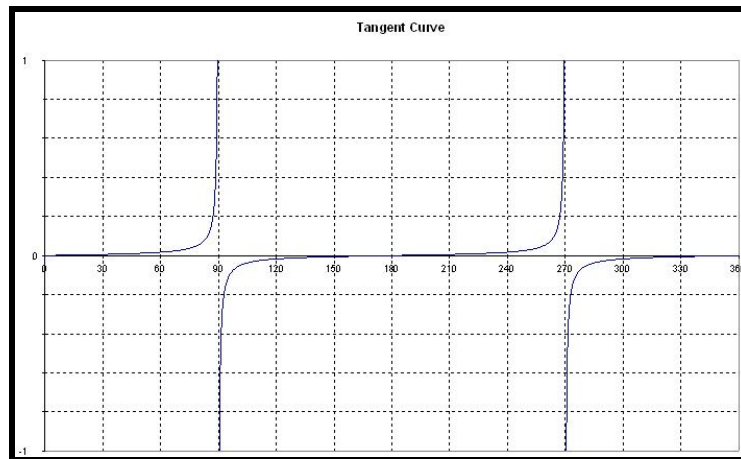


Figura 4.9: Curva tangente

Nessa situação, as linhas de fluxo cruzam, quase em sua totalidade, o magnetômetro axial e o cálculo fica drasticamente sensível a erros nos valores de referência de campo magnético total e inclinação do vetor *dip*. Pequenos erros nos dados usados dentro do algoritmo podem resultar em outros erros consideráveis no azimute calculado.

O algoritmo do *short collar* apresenta uma falha definida como “erro de quadrante” que pode ocorrer durante o processo iterativo, sendo também explicada pela questão da descontinuidade da função tangente nos pontos de 90 e 270°. Como a função não é definida para esses pontos, o algoritmo pode ficar “travado” em apenas um quadrante, resultando em soluções incorretas. Nesses casos, realiza-se o cálculo do quadrante alternativo para se obter uma solução complementar.

4.3.5 – IFR

InField Referencing é o nome dado à prática de medir o campo geomagnético na locação ou nas suas proximidades em intervalos de tempo constantes. Esse método tem como base estudos detalhados de uma determinada área por meio de medições físicas da intensidade de campo magnético. Essas medições são efetuadas durante registros aéreos ou marítimos e comparados com os valores de referência do BGGM ou IGFR. Desse modo, é possível determinar o vetor campo magnético de uma região específica, melhorando a precisão da referência usada pelos sistemas de MWD e consequentemente reduzindo as incertezas associadas ao processo.

Ferramentas de *survey* magnético fundamentam-se no princípio da medição da orientação do poço em relação ao campo magnético local. Sua direção é referenciada a um sistema de coordenadas geográfico, tendo conhecimento prévio da direção do campo magnético local relacionado ao norte verdadeiro ou o *grid* norte.

As variações magnéticas de curto alcance e os erros do modelo magnético global normalmente usado (BGGM ou IGFR) são ignoradas nesta técnica de controle de direcionamento.

O campo magnético da Terra, em qualquer tempo particular, está sujeito a perturbações que podem compreender desde pequenas variações locais até grandes distorções causadas por fenômenos associados a tempestades solares. Dessa forma, erros associados à *surveys* magnéticos são potencialmente grandes, dando margem à incertezas de localização e direcionamento significativas. A medição contínua das condições geomagnéticas durante a tomada de dados pelas ferramentas de direcionamento pode reduzir substancialmente esses erros relacionados à trajetória do poço.

Sistemas modernos direcionamento por MWD não são apenas corrigidos pela diferença entre o norte magnético e a declinação entre norte verdadeiro ou do *grid*, mas também podem lançar mão de modelos teóricos de componentes do *dip angle* e da intensidade total do campo, livres das interferências magnéticas associadas ao BHA.

Em qualquer ponto na superfície terrestre a intensidade total do campo corresponde à soma de três componentes: o campo principal originado no centro da Terra, o campo crustal gerado por formações geomagnéticas locais e um campo de perturbações magnéticas combinadas originadas na atmosfera superior (magnetosfera).

$$\vec{B} = \vec{B}_M + \vec{B}_C + \vec{B}_D$$

Onde:

\vec{B} = Intensidade total do campo magnético

\vec{B}_M = Campo principal

\vec{B}_C = Campo crustal

\vec{B}_D = Campo de perturbações magnéticas combinadas

A parcela relacionada ao campo principal responde por aproximadamente 98% da intensidade total do campo magnético e apresenta módulo e direção que variam lentamente com o passar do tempo (variação secular). O campo crustal pode ser considerado constante visto que sua variação é relacionada às escalas geológicas de tempo. Contudo, o campo de perturbações combinadas pode dar origem a alterações de até milhares de nano-teslas em um intervalo de tempo que vai de algumas horas até poucos minutos, causando alterações severas nas leituras dos magnetômetros e resultando em erros de vários graus no azimute do poço.

Normalmente, um modelo magnético (BGGM ou IGRF) é usado para definir o campo magnético total. Apesar desses modelos computarem as variações do campo principal eles não detalham precisamente o campo crustal, além de não levarem em consideração o campo de perturbações combinadas.

O levantamento do campo crustal permite definir este componente com elevada confiabilidade removendo, dessa forma, uma considerável fonte de incerteza. Pela composição das anomalias superficiais com as observações magnéticas obtidas em uma locação adjacente é possível medir os efeitos da variação diária no campo geomagnético local. Um equipamento de medição automática composto por um magnetômetro atômico de precessão coleta esses dados continuamente. Tais informações são, então, disponibilizadas para que se possa levantar uma estimativa precisa do campo magnético e da sua direção na locação.

Os benefícios do IFR compreendem:

- A partir dele obtém-se precisões comparadas a das medições feitas através de giroscópios;
- Direcionamento preciso necessário em operações de risco como a perfuração de poços de alívio;
- Levantamento de dados em tempo real.

4.3.6 – IIFR

O *Interpolated InField Referencing* consiste em uma tecnologia capaz de melhorar a precisão de *surveys* durante a perfuração remotamente, por meio de um sítio de observação. A correção dos efeitos da interferência é computada em tempo real através de parâmetros do campo magnético assim que cada foto é levantada.

Os processos de registro de trajetória por MWD em conjunto com esta técnica é capaz de obter precisão e confiabilidade superiores, chegando a ser comparadas com os dados obtidos por ferramentas giroscópicas. No processo, as leituras feitas na locação são correlacionadas com outras registradas em um ou mais observatórios, sendo posteriormente interpoladas através de um algoritmo matemático específico.

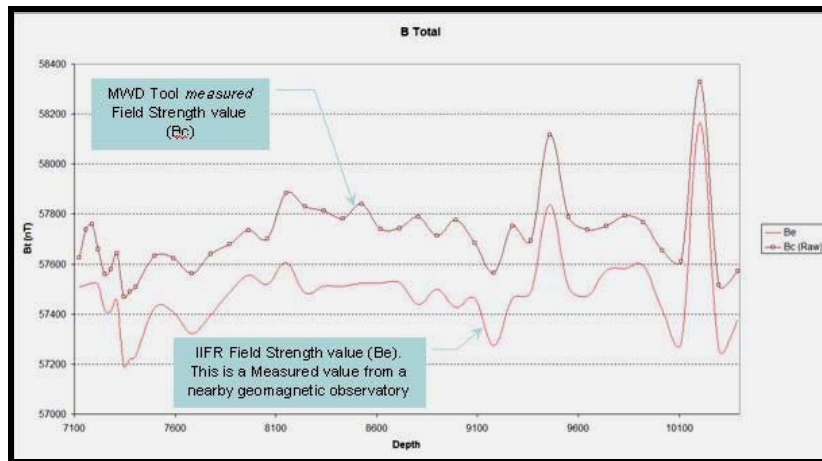


Figura 4.10: Comparação dos dados coletados pelo MWD e pelo observatório

A técnica do IIFR é particularmente útil em áreas onde a intensidade magnética do campo local é muito volátil como, por exemplo, regiões do Mar do Norte, Estados Unidos e Europa. Sem a aplicação desta tecnologia, normalmente faz-se necessário a corrida de outras ferramentas de registro direcional além do próprio MWD, a fim de validar sua precisão. Com o IIFR, os dados coletados pelos sensores do MWD não apresentam a necessidade de confirmação das medidas, pois o campo magnético real atuante é utilizado nos cálculos do azimute ao invés de dados oriundos de modelos teóricos. O fato de se eliminar a corrida de outras ferramentas para a confirmação de *surveys* é uma das grandes vantagens deste método, visto que poupa tempo de sonda e reduz, com isso, o custo final do poço.

Os serviços de IIFR podem ser usados até mesmo em períodos de tempestades solares, nos quais as informações do campo magnético originadas de fontes teóricas deixam de ser confiáveis e, sobretudo, em situações onde são requeridos *surveys* de alta precisão e confiabilidade. Esta técnica possibilita também a eliminação de incertezas relacionadas à possibilidade da ferramenta de MWD estar com problemas técnicos, pois a suspeita de registros disformes pode ser confirmada como sendo fruto de distorções do campo local e não de defeitos do componente. Esta característica evita a retirada desnecessária do MWD em períodos de atividade magnética instável, economizando tempo de sonda e aumentando a eficiência da perfuração.

Os principais benefícios do IIFR são:

- Direcionamento e localização mais acurada do poço;
- Ser mais econômico que *surveys* levantados por ferramentas giroscópicas;
- Reduz o tempo de sonda gasto em ocasiões de perturbação do campo magnético pois identifica rapidamente o fato retirando a suspeita de possíveis defeitos do MWD;
- Possibilita uma rápida e constante verificação dos registros levantados pelo MWD.

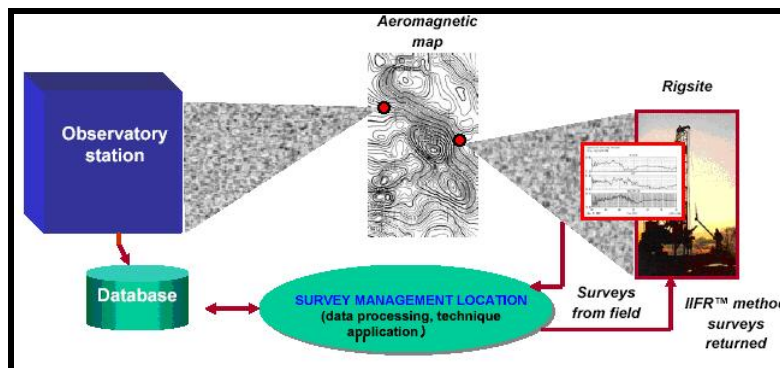


Figura 4.11: Fluxograma do processo de IIFR

4.3.7 – Software Cazandra

Cazandra é uma ferramenta poderosa de diagnóstico e solução para dados de levantamento magnético. Dadas as limitações da solução do *short collar* e as condições ambientais contra as quais a ferramenta de registro direcional tem que lutar, o Cazandra,

quando usado de forma criteriosa e por pessoal treinado, é capaz de corrigir problemas que, de outra forma, exigiriam uma troca da ferramenta para confirmação ou minimização da interferência. O Cazandra também pode ser usado para proporcionar soluções em cenários de perfuração anteriormente “impossíveis”. Contudo, o usuário deve estar ciente das limitações do sistema e compreender o que pode ou não ser atingido. É aplicado adicionalmente na identificação de falhas sistemáticas tanto na calibragem quanto na operação de instrumentos de levantamento.

A versão básica do Cazandra consiste em uma adição ao Microsoft Excel. Sua instalação é simples e a entrada de dados é feita para ser tão conveniente quanto possível, com a capacidade de importar dados de outras metodologias como o IFR e o IIFR. Conta também com uma tela instantânea de aviso de entrada manual ou procedimentos de entrada de planilha Excel padrão. O aplicativo é fácil de usar com funcionalidade de ponto sequencial simples e clique. Gráficos são gerados para facilitar a interpretação dos dados e avisos são exibidos quando os parâmetros inadequados são inputados.

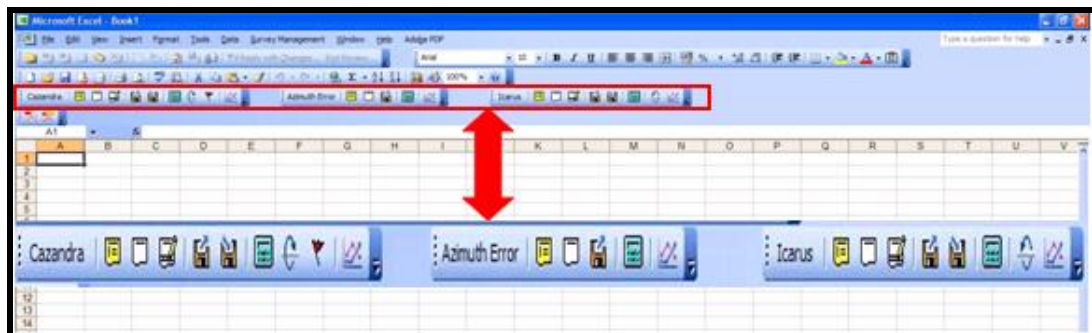


Figura 4.12: Interface da versão básica do Cazandra

O Cazandra foi inicialmente projetado para ser operado à base de rodadas sequenciais. Isto pode ser um limitador quando os engenheiros precisam de soluções levantamento a levantamento para os problemas magnéticos. Dessa maneira, a operação é realizada de forma que os engenheiros coletam uma quantidade mínima de 12 surveys, comunicando esses dados brutos ao operador do Cazandra. As informações são processadas pelo programa e a solução é corrigida rapidamente. Em geral, as soluções fornecidas pelo Cazandra podem ajudar na tomada rápida de decisões enquanto é feita a análise detalhada nos novos dados.



Figura 4.13: Correção simples no azimute através do Cazandra

O programa se torna particularmente indicado em situações onde é reconhecido que a solução de *short collar* padrão é carente para suprir uma solução estável. Quando o azimute de um poço se aproxima de uma postura quase horizontal, próximo ao plano magnético leste/oeste, pequenas variações nos resíduos dos modelos de calibragem da ferramenta de registro direcional podem gerar azimutes “instáveis” o que prejudica severamente o controle direcional da perfuração.

Um grande cuidado deve ser tomada ao prover soluções Cazandra aos engenheiros responsáveis pela operação. Várias soluções diferentes de azimute são geradas e a solução correta pode mudar quando os parâmetros de poço (ângulo de construção, mudanças de azimute, etc.) variam.

A utilização deste *software* requer treinamento intensivo, pois suas soluções são bastante capciosas uma vez que dados “falsos” podem parecer melhores do que dados “corretos”. Além disso várias soluções são, aparentemente, aceitáveis e devido a esse fato a seleção de uma solução específica pode não ser tão correta quanto possível. Soluções suaves não consistirão sempre nas melhores e é fácil ser desencaminhado por uma solução só porque ela parece mais suave. A menos que completamente confiáveis, todas as soluções Cazandra devem ser fornecidas em base “provisória” até o conjunto completo de dados ter sido examinado e os resultados confirmados por um profissional competente. Uma razão principal para isto é que em trajetórias de poços rapidamente mutáveis é possível que levantamentos subsequentes “suavizem” os dados do último levantamento.

A utilização deste programa é atualmente realizada em conjunto com um suporte técnico constante, indispensável para a validação dos *outputs* gerados.

4.4 – Garantia e Controle de Qualidade de Surveys Magnéticos

A garantia e o controle de qualidade para um programa de acompanhamento magnético devem ser desenvolvidos para manter os níveis de erro sob limites aceitáveis, o que contribui para a segurança e economicidade da operação.

O primeiro requerimento nesse sentido é a calibração cuidadosa dos sensores magnéticos e gravimétricos através de testes apropriados. Todos os instrumentos de registro são passíveis de erros de calibração e erros associados a imperfeições da ferramenta que podem aumentar gradativamente devido à exposição a vibrações e a temperaturas elevadas no ambiente do poço.

A calibração dos magnetômetros deve ser feita em um ambiente magneticamente constante onde alguns registros são tomados em diferentes inclinações, *tool faces* e azimutes. Os erros sistemáticos são examinados juntamente com a intensidade do campo medido por cada sensor e calibrados de acordo com os níveis estipulados pela companhia.

Após serem feitas as correções relacionadas a interferência magnética, deve-se constatar que o ângulo entre os vetores gravitacionais e magnéticos mantêm um valor constante. Grandes variações implicam em erros de calibração, utilização de parâmetros incorretos do campo magnético local ou até mesmo fontes externas de interferência como tempestades solares.

As ferramentas podem perder a calibração de forma gradual ou súbita em consequência de efeitos como a elevação da temperatura. Por isso, devem ser efetuados testes pré e pós utilização a fim de validar a confiabilidade do instrumento.

A aplicação destas técnicas ajuda a revelar registros de baixa qualidade e acurácia ao mesmo tempo em que contribui na obtenção de *surveys* mais confiáveis durante a operação de perfuração.

5 – ESTUDO DE CASO

O caso em análise ocorreu em um campo maduro da Bacia de Campos, onde planejava-se perfurar um poço direcional complexo em uma nova localização. Por ser um campo contendo muitos poços havia uma forte possibilidade de que ocorressem interferências de caráter cros-axial, além do risco de que a magnetização do próprio BHA causasse erros nas leituras dos sensores da ferramenta de registro.

O projeto consistia em perfurar verticalmente até a profundidade de 500m e, então, realizar o *kickoff* dentro da fase de 17 ½”. O poço ganharia um ângulo de 60° rapidamente ao longo da direção azimutal de 207° em um trecho de aproximadamente 1300m sendo posteriormente descido o revestimento de 13 ⅜”. A fase de 12 ¼” consistiria em uma seção tangente de 1000m posteriormente girada para 247° simultaneamente com um *build* de 85°, mantendo essa configuração até atingir o reservatório. A fase de 8 ½” contaria com mais uma seção tangente pelo interior do reservatório.

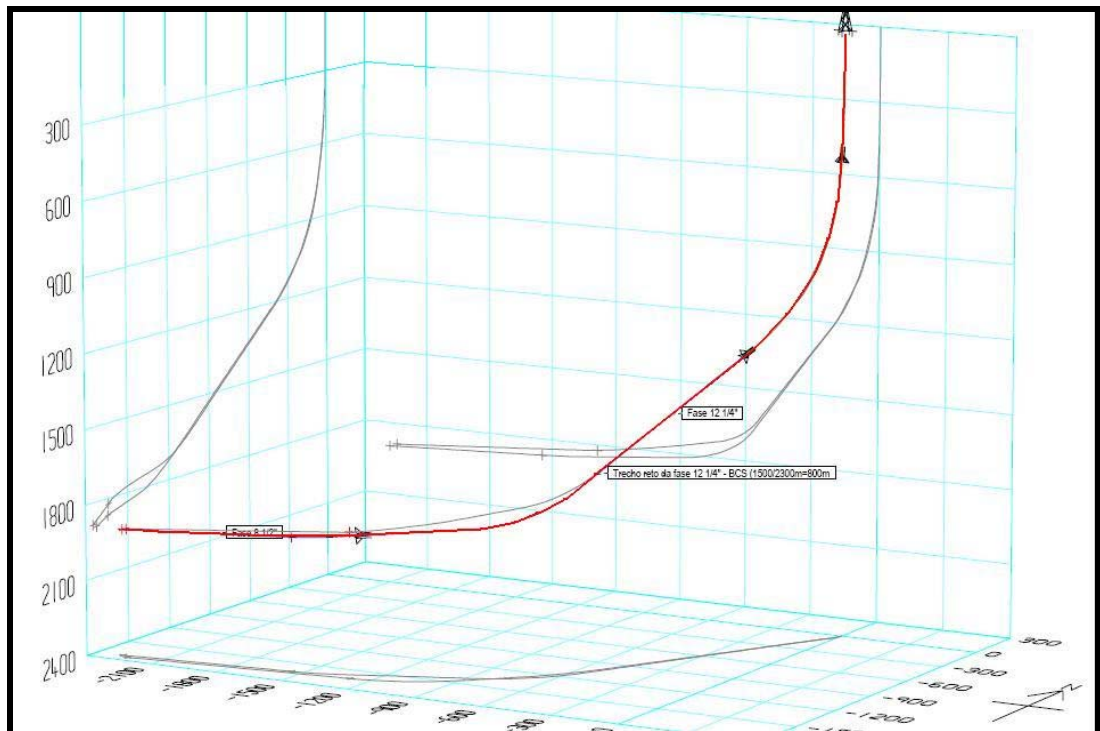


Figura 5.1: Projeto do poço

Como a declinação de -22.8° era relativamente elevada não foi inicialmente notado que o azimute magnético no final da fase de $12 \frac{1}{4}''$ alcançou 270° em um ponto de grande inclinação. Este fato resultou em certa confusão, uma vez que as respostas do algoritmo *short collar* tornaram-se inconsistentes devido a sua limitação quanto ao cruzamento do eixo magnético leste/oeste.

5.1 – Problemas encontrados

Os dois gráficos a seguir mostram as leituras de azimute a partir de várias fontes e as inclinações medidas ao longo do poço.

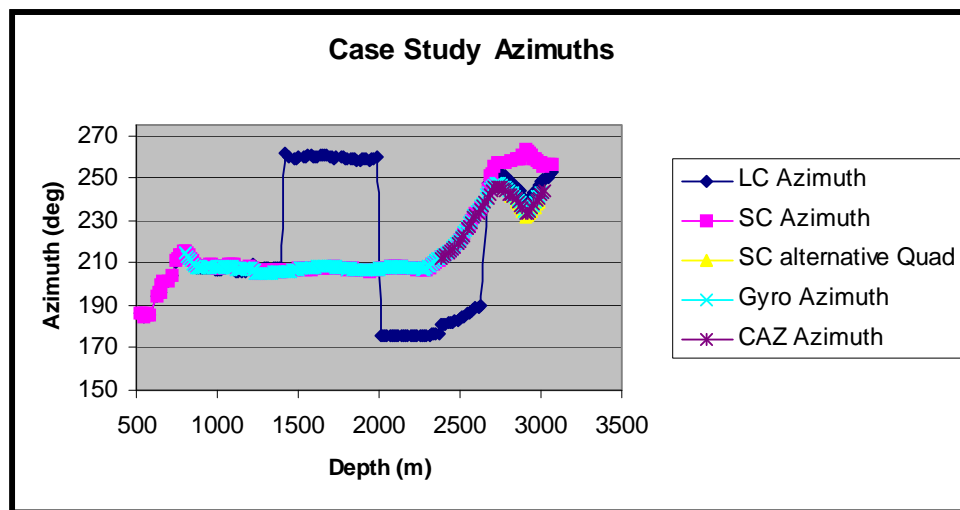


Figura 5.2: Azimutes da operação

A partir do gráfico acima pode-se perceber que os dados obtidos através do *long collar* sofreram uma grande interferência, a qual resultou em oscilações severas no azimute entre as profundidades de 1400 e 2600m. Percebe-se também que no intervalo entre 2800 e 3000m os azimutes fornecidos pelo *short collar* perderam sua confiabilidade e assumiram uma tendência totalmente adversa.

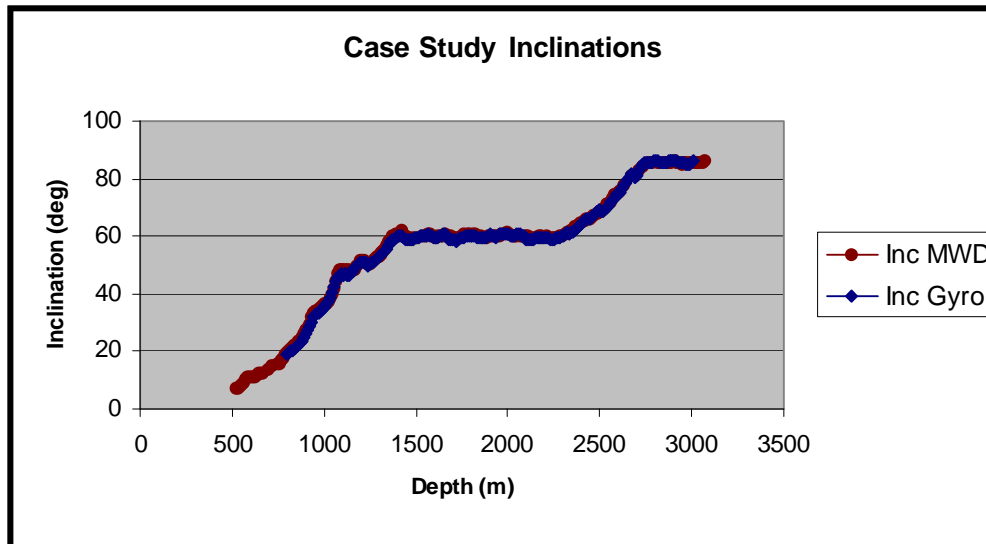


Figura 5.3: Inclinações da operação

Quanto às inclinações nota-se que as leituras realizadas pelo MWD foram confirmadas fielmente pelos dados da ferramenta giroscópica. Esse comportamento é esperado, visto que ambas as ferramentas calculam tal parâmetro através de componentes do campo gravitacional que, por sua vez, são indiferentes a interferências de natureza magnética. Como dito anteriormente, os erros nas leituras dessas ferramentas são afetados principalmente por problemas de calibração.

- Fase 17 ½”:

A perfuração desta fase ocorreu de acordo com o cronograma do projeto e seguiu sem problemas significativos relacionados a fatores de interferência. A intensidade total do campo medida ($B_{t_{med}}$) e a calculada ($B_{t_{calc}}$) foram similares contanto apenas com uma diferença de cerca de 1° entre os azimutes obtidos pelo *long collar* (LC) e o *short collar* (SC). Ambos concordaram bem com as leituras obtidas na corrida feita com o giroscópio.

Esta seção foi perfurada com motor de fundo, ferramentas de PWD (*Pressure While Drilling*) e LWD com a seguinte configuração:

BHA: Motor – LWD(Resistividade- Raio Gama-PWD)– MWD/Pulser – 1 Monel

- Fase 12 ¼”:

Esta seção foi perfurada com motor *rotary steerable* (Geo Pilot), ferramentas de PWD e LWD com a seguinte configuração:

BHA: GP – LWD – CNP (Neutrão) – MWD/Pulser – 1 Monel

Esta configuração foi usada até o momento em que as leituras do *short collar* perderam confiabilidade.

Devido à exigência por parte da equipe de geologia em posicionar os sensores de raios gama e resistividade (LWD) o mais próximo possível da broca, a ferramenta de direcionamento foi alocada logo acima do Neutrão (CNP), contando com um espaçamento insuficiente de comandos não magnéticos. Como o Neutrão é composto por uma carcaça de aço, tal composição resultou em uma interferência axial considerável que prejudicou as medidas de azimute feitas através algoritmo do *long collar*, tornando-os inúteis pelo controle de qualidade para utilização nos cálculos de azimute. A diferença entre o azimute obtido pelo *short* e o *long collar* chegou a exceder 50°, além dos saltos nos dados do *long collar*. Os parâmetros calculados pelo *short collar*, até o momento, estavam condizentes com as leituras giroscópicas para a maior parte do poço.

Os problemas começaram nas proximidades da seção de *build/turn* na profundidade de aproximadamente 2700m. Após realizar o giro prescrito no projeto, ocorreu uma súbita e grande mudança de 8° nas leituras de azimute observada em um trecho de apenas 15m, indo de 244 a 252°. Após alguma confusão, foi constatado que a ferramenta de MWD havia cruzado o eixo magnético leste/oeste e que, adicionalmente, se encontrava em uma seção de inclinação elevada (85°). A fim de sair do eixo magnético foi dado prosseguimento à perfuração guiando o poço rumo à direita, porém, o azimute continuou aumentando para cerca de 257°. Sem dados confiáveis LC para avaliar as leituras do SC, foi decidido retirar a coluna para troca de BHA adicionando-se mais espaçadores não-magnéticos (monéis). A segunda configuração de BHA para esta fase foi:

BHA: GP – LWD – CNP(Neutrão) – MWD/Pulser – 2 Monéis

Após a troca do BHA, os operadores decidiram perfurar de modo a trazer o poço de volta a direção de 247° a partir da direção 257°. Contudo, o azimute do SC continuou a elevar-se alcançando 263°.

A esta altura, foi decidido refazer os registros da trajetória desde o ponto onde os erros do LC iniciaram-se. Os dados crus de gravidade e campo magnético foram então mandados para a equipe de IIFR para realizar correções através do *software* Cazandra, visando melhorar a precisão dos dados de azimute do SC. Este procedimento exigiu uma série de *surveys*, o que tomou um grande tempo de sonda. Durante o período de análise dos dados pela equipe de IIFR foi decidido dar continuidade à perfuração fazendo uso dos dados de direção obtidos pelo LC, uma vez que estes se tornaram mais confiáveis, pois uma maior quantidade de monéis foi inserida no BHA e limitou a interferência axial que prejudicava suas leituras. Enquanto se perfurava, foram feitas comparações entre os dados de LC e SC (em profundidades onde os azimutes do SC detinham certa confiabilidade) observando-se uma diferença de aproximadamente 7° entre eles. Contudo, uma vez perfurando sobre o eixo magnético leste/oeste em inclinações de 85°, não se sabia até quando essa diferença de azimutes continuaria constante. Após algum tempo o poço foi redirecionado para 253°, colocando-o de volta a trajetória projetada.

À medida que os dados corrigidos pelo Cazandra eram postos à disposição observavam-se azimutes 6 a 7° a menos que as leituras do LC. A fim de acabar com as incertezas relacionadas com o direcionamento do poço, foi realizada uma corrida com ferramentas giroscópicas para validar os dados presentes. Como resultado dessa corrida constatou-se que os dados do MWD e, conseqüentemente, os fornecidos pelo Cazandra estavam muito próximos dos valores obtidos pelo giroscópio.

Uma vez que os dados obtidos pelo Cazandra e pelo giroscópio estavam em concordância, foi possível avaliar o que estava errado com os azimutes fornecidos pelo SC. O gráfico a seguir resume a operação e será usado para realizar a avaliação proposta. Nele estão representadas curvas para os azimutes do LC, das soluções do SC (automática e quadrante alternativo), do giroscópio e do Cazandra compreendidas entre as profundidades de 2600 a 3100m (profundidade medida).

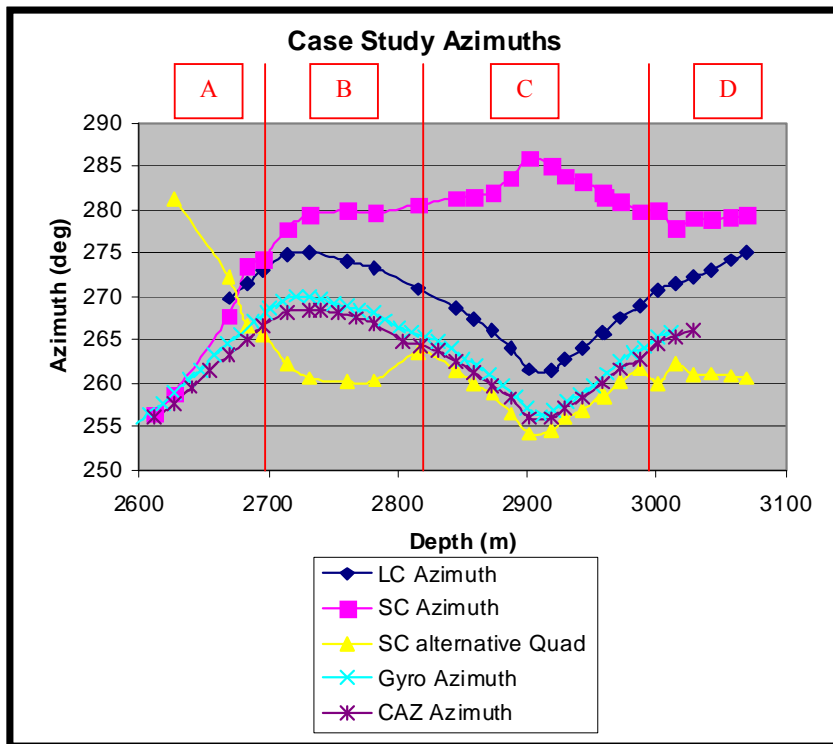


Figura 5.4: Comparação das metodologias

- Zona A: Nesta zona ainda não haviam problemas e os dados do SC seguiam de perto os azimutes obtidos pelo Cazandra e pelo giroscópio. A solução do quadrante alternativo do SC mostrava-se totalmente incoerente.
- Zona B: Ao se aproximar do eixo magnético leste/oeste a uma profundidade de 2700m ambas soluções do SC começam a se distanciar daqueles obtidos através do Cazandra, do giroscópio e do LC, assumindo tendências totalmente distintas.
- Zona C: À medida que o poço foi realinhado à direção de 255° conseguiu-se fugir gradativamente da zona problemática. Contudo a solução automática do SC manteve-se na tendência errada (devido a erros do processo iterativo do algoritmo) enquanto a solução do quadrante alternativo passou a acompanhar as demais curvas.
- Zona D: A partir da profundidade de 2990m, devido aos desvios de trajetória realizados em zigue-zague, o poço entrou novamente na área

problemática (alinhada ao eixo leste/oeste) incorrendo novamente em desvios em ambas as soluções do SC.

Ao final da perfuração da fase de 12 ¼” foi realizado um levantamento dos impactos advindos dos problemas ocorridos durante a operação. Como principais consequências dos erros cometidos destacaram-se:

- A necessidade de correção da trajetória do poço na fase de 8 ½”, visto que a seção de 12 ¼” foi encerrada em uma direção diferente da estabelecida no projeto;
- Um considerável tempo de sonda foi perdido em decorrência de ações associadas a corrida de giroscópios, manobras para troca de BHA, processos de reaferição dos dados de *surveys*, além dos tempos aguardando decisões.
- Apesar de não terem sido realizados doglegs muito severos, a trajetória em zigue-zague descrita pelo poço gerou um grande risco associado à dificuldades na descida de revestimentos e problemas de torque na fase de 8 ½”.

5.2 – Lições Aprendidas

Várias lições importantes podem ser aprendidas através dos problemas que surgiram na perfuração deste poço:

1. Todos os projetos de poços devem ser revisados por especialistas de MWD a fim de identificar problemas potenciais. As trajetórias, sempre que possível, devem ser alteradas para que se evitem problemas de levantamento de dados de direcionamento.
2. Se os problemas de *survey* são inevitáveis, faz-se necessário um planejamento prévio visando minimizar os seus efeitos. Nesse sentido pode-se embarcar uma maior quantidade de espaçadores não-magnéticos (monéis), assim como alertar a equipe de direcional e de MWD quanto às dificuldades esperadas.

3. Engenheiros de MWD devem sempre estudar o plano do poço e acompanhar todo o seu progresso.
4. Ferramentas de nêutons (CNP) devem ser suficientemente espaçadas por monéis na perfuração de qualquer poço. A utilização desta ferramenta deve ser evitada quando problemas de interferência axial forem esperados.
5. Quando azimutes fornecidos pelo SC tornarem-se suspeitos, deve-se procurar maneiras de atestar sua confiabilidade através do *software* Cazandra ou por ferramentas giroscópicas.
6. Uma boa, porém custosa, prática é correr mais se uma ferramenta de registro direcional, pois assim, pode-se atestar a confiabilidade dos dados coletados.

6 – CONCLUSÃO

A perfuração direcional representa uma técnica amplamente utilizada pela indústria de petróleo. Através dela consegue-se alcançar objetivos a partir de trajetórias cada vez mais complexas. Suas principais vantagens são o aumento da produtividade de um poço individual, devido a maior seção exposta deste no reservatório e a possibilidade de desenvolvimento de um campo através de um número reduzido de sondas, visto que vários poços podem ser construídos a partir de uma mesma plataforma.

Para que tais operações sejam possíveis é imprescindível que a trajetória do poço seja registrada e monitorada no decorrer da perfuração. Nesse sentido foram desenvolvidas ferramentas especialmente destinadas a esse fim. Os primeiros instrumentos de registro direcional contavam com um simples aparato formado por um conjunto composto por uma bússola, um pêndulo e uma câmera fotográfica, que eram descidos repetitivamente para que cada *survey* pudesse ser tomado.

Atualmente, a indústria do petróleo conta com ferramentas de alta tecnologia sendo o MWD a mais utilizada, por permitir que os registros sejam levantados em tempo real. Devido ao fato de atuar através da leitura do campo magnético local, esta ferramenta torna-se passível de erros associados à possíveis fontes de interferência que, com uma maior frequência, estão relacionados a componentes da coluna de perfuração ou revestimentos próximos.

A correta interpretação dessas interferências permite a escolha do melhor método de controle e redução dos seus efeitos durante a obtenção dos *surveys*. Os métodos mais eficientes utilizados são o algoritmo do *short collar*, o IFR, o IIFR e o *software* Cazandra. Este último, quando usado criteriosamente, permite o melhor tratamento dos dados corrompidos pela interferência no campo magnético, resultando em parâmetros mais precisos e confiáveis. Além disso, é também capaz de gerar grande economia no tempo de sonda, uma vez que evita substituições equivocadas do BHA e que desvios significantes na trajetória sejam realizados.

Dessa forma é necessário estar sempre alerta quanto à existência de fontes de interferência magnética, bem como o seu grau de distorção do campo local. Com isso, há chances de perder-se totalmente o controle da direção do poço, gerando custos adicionais que podem inviabilizar a economicidade do projeto.

A principal proposta do trabalho, que consiste na discussão da interferência magnética em equipamentos de registro direcional, foi abordada levando-se em conta as suas características, suas fontes e os modos pelos quais a indústria controla seus efeitos.

Para isso, foram discutidos os assuntos que fundamentam a análise, como os princípios básicos da perfuração direcional, sua importância para a indústria, suas aplicações, algumas ferramentas de desvio e os elementos cruciais na elaboração de um projeto. O estudo também tratou da apresentação das ferramentas de controle direcional, assim como a necessidade do acompanhamento da trajetória do poço para que os objetivos apontados no plano sejam alcançados. Nesta etapa foi dado destaque para os instrumentos de registro magnético, dentre eles o MWD, que realizam leituras das componentes do campo correspondente para que os cálculos de azimute possam ser realizados.

O foco do trabalho foi desenvolvido através da discussão das fontes e das formas pelas quais a interferência magnética pode prejudicar a obtenção dos parâmetros de direcionamento e, conseqüentemente, a operação de perfuração. As tecnologias empregadas no tratamento dos dados com a finalidade de eliminar ou, pelo menos, reduzir os efeitos da interferência foram detalhadas, observando-se também seus pontos fortes e suas deficiências. O estudo de um caso real prestou-se a fornecer uma visão do cenário operacional em uma situação de grande interferência, bem como explicitar alguns dos pontos fracos do principal algoritmo utilizado, o *short collar*. Nesta análise foi também demonstrada a eficiência de outros métodos de correção como o *software* Cazandra e a importância do acompanhamento do método tradicional de levantamento de *surveys* denominado *long collar*.

Visto posto, pode-se concluir que os objetivos do trabalho foram satisfeitos e que o estudo contou com uma abordagem consistente e embasada através conceitos chave que permitiram a discussão do seu tema principal.

7 – Referências Bibliográficas

BARRACLOUGH, D.R. AND S. MACMILLAN.: “Correction of magnetic survey observations for the effects of magnetic disturbance”. British Geological Survey Technical Report WM/90/22C, (1990).

BOURGOYNE JR., A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., AND YOUNG JR., F.S.: Applied Drilling Engineering, SPE Monograph Series, Richardson, TX (1991).

CRAIG JR., J.T. AND RANDALL, B.V.: "Directional Survey Calculation," Pet. Engr. (1986)

HALLIBURTON.: “Comparing Survey Reports”, Operation Manual

HALLIBURTON .:“Directional Drilling”, Operation Manual

HALLIBURTON.: “Directional Surveying”, Operation Manual

HALLIBURTON.: “Managing Magnetic Interference”, Operation Manual

HALLIBURTON.: “Measure Surveys”, Operation Manual

HALLIBURTON.: “Steering the Wellpath to the Target”, Operation Manual

HOGG, W.T. AND THOROGOOD, J.L.: "Performance Optimization of Steerable Systems," ASME PD (1990)

LE PEUVEDIC, J.P., ASTIER, B., BARON, G., BOE, J.C., DUMAS-PLANEIX, M., KOENIG, L., MABILE, C., PRIN, R., AND TOUTAIN, P.: "Directional Surveying and Directional Drilling” (1990).

PORTAL BRITISH GEOLOGICAL SURVEY.: Disponível em: <<http://www.geomag.bgs.ac.uk/bggm.html>>. Acessado em dezembro de 2008.

PORTAL GEOGRAFIA GERAL E DO BRASIL.: Disponível em: <<http://www.geografiaparatodos.com.br/index.php>>. Acessado em dezembro de 2008.

PORTAL HALLIBURTON.: Disponível em: <<http://www.halliburton.com>>. Acessado em dezembro de 2008.

PORTAL NUPEG.: Disponível em: <<http://www.nupeg.ufrn.br>>. Acessado em dezembro de 2008.

PORTAL WELLIDEAS.: Disponível em: <<http://www.wellideas.com/10a.html>>. Acessado em dezembro de 2008.

ROCHA, LUIZ ALBERTO SANTOS.: “Perfuração Direcional” – 2.ed. – Rio de Janeiro: Interciência (2008)

RUSSELL, J.P., SHIELLS, G. AND KERRIDGE, D.J.: “Reduction of Well-Bore Positional Uncertainty Through Application of a New Geomagnetic In-Field Referencing Technique,” paper SPE 30452 presented at the (1995) SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX.

SHIELLS, G., D. J. KERRIDGE AND J. P. RUSSELL, 1996.: “Reduction of Wellbore Positional Lhcertainty with a new Geomagnetic Referencing Technique” .IPT (1996).

THOROGOOD, J.L.: “Instrument Performance Models and Their Application to Directional Survey Operations,” SPEDE (1990)

WILLIAMSON, J.S. AND LUBINSKI, A.: "Predicting Bottomhole Assembly Performance," paper SPE 14764 (1986).