

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA ENERGIA

**QUALIDADE DOS DADOS
TRANSMITIDOS DURANTE A
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

MARCELO CAMPOS HONÓRIO

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Outubro de 2007
Itajubá – MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro – CRB_6/1700

H774q

Honório, Marcelo Campos

Qualidade dos dados transmitidos durante a perfuração de poços
de petróleo / Marcelo Campos Honório. -- Itajubá, (MG):

[s.n.], 2007.

127 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Telemetria por pulsos.
 2. Transmissão de dados
 3. Fluido de perfuração.
- I. Bortoni, Edson da Costa. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título

CDU 622.276:53.083.7 (043)

Ao meu Deus.

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Deus, digno de toda adoração. A Ele que superabundou mais uma vez sua graça. O meu total louvor a Ele que tem o controle de tudo em Suas mãos e que, no devido tempo, permite que sonhos e metas sejam alcançados.

Aos meus pais pelo sempre incentivo da busca do conhecimento e por me ensinar a almejar o melhor.

Ao Programa de Recursos Humanos (PRH-16) da Agência Nacional de Petróleo (ANP) pelo investimento financeiro e por proporcionar meios de pesquisa e contatos no meio petrolífero.

Ao professor Doutor Roberto Alves de Almeida porque enxergou o potencial deste trabalho e ao professor Doutor Edson da Costa Bortoni, meu orientador, que acreditou na proposta desse trabalho desde o primeiro momento.

Aos engenheiros de campo da Schlumberger Oilfield Service e da Halliburton Energy Service que possibilitaram a realização desse trabalho, meus agradecimentos por me ensinarem.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	III
ÍNDICE	IV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABELAS.....	IX
RESUMO	X
ABSTRACT.....	XI
1 INTRODUÇÃO.....	12
1.1 APRESENTAÇÃO	12
1.2 IMPORTÂNCIA DENTRO DO CONTEXTO ATUAL	14
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	16
2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE DADOS	18
2.1 HISTÓRICO.....	18
2.2 TÉCNICAS DE TRANSMISSÃO ATUALMENTE UTILIZADAS	24
2.2.1 <i>Telemetria por Pulsos no Fluido</i>	24
2.2.2 <i>Técnicas de Modulação</i>	30
2.2.2.1 Modulação em Fase.....	32
2.2.2.2 Modulação em Amplitude	35
2.2.2.3 Modulação em Frequência	37
2.2.2.4 Tempo Entre Pulsos	39
2.2.2.5 Manchester	41
2.2.2.6 NRZ – Non Return to Zero	41
2.2.2.7 Outras Técnicas e Tendências Futuras.....	43
3 ANÁLISE DOS PRINCIPAIS COMPONENTES E FATORES DE INFLUÊNCIA	46
3.1 SISTEMA DE CIRCULAÇÃO.....	46
3.2 FLUIDO DE PERFURAÇÃO	49
3.3 BROCA	53
3.4 COLUNAS DE PERFURAÇÃO.....	54
3.5 PRINCIPAIS GRANDEZAS DE INTERESSE.....	57

3.5.1	<i>Rotação</i>	57
3.5.2	<i>Peso sobre a Broca</i>	58
3.5.3	<i>Ciclos da Bomba</i>	58
3.5.4	<i>Pressão de Bombeamento</i>	58
3.5.5	<i>Torque</i>	59
3.5.6	<i>Taxa de Penetração</i>	59
3.6	ATENUAÇÃO DA ONDA	59
3.7	AMPLITUDE DO SINAL	60
3.8	ECOS	62
3.9	RUÍDOS	63
3.9.1	<i>Ruídos da Bomba</i>	63
3.9.2	<i>Ruídos do Fundo do Poço</i>	65
3.9.3	<i>Ruídos Elétricos</i>	66
4	ANÁLISE DA QUALIDADE DA INFORMAÇÃO E DETECÇÃO DE ERROS	67
4.1	CONFIABILIDADE DO BIT	68
4.2	RELAÇÃO SINAL - RUÍDO	69
4.3	EQUALIZAÇÃO	71
4.4	FILTROS	72
4.5	CÓDIGOS DE DETECÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS	72
4.6	ECOPLEXING	75
4.7	PARIDADE DE CARACTERE	76
4.8	PARIDADE COMBINADA	77
4.9	CÓDIGO BCC	77
4.10	CÓDIGO DE HAMMING	78
4.11	CHECKSUM	78
5	ANÁLISE DA CONSISTÊNCIA DOS DADOS OBTIDOS	79
5.1	INVASÃO	80
5.2	PICOS DE POLARIZAÇÃO	83
5.3	EFEITO DIELÉTRICO	85
5.4	ANISOTROPIA	86
5.5	ZORRO	89
5.6	CONDIÇÕES DO MEIO	90
5.7	DECODIFICAÇÃO	90

5.8	PICOS	91
5.9	DADO CONTÍNUO	92
6	METODOLOGIA UTILIZADA PARA MELHORIA DA QUALIDADE DOS DADOS	93
7	ESTUDO DE CASO.....	97
7.1	LITOLOGIAS PREVISTA.....	98
7.2	INFORMAÇÕES SOBRE A PERFURAÇÃO	99
	<i>7.2.1 Fase I.....</i>	<i>99</i>
	<i>7.2.2 Fase II</i>	<i>99</i>
	<i>7.2.3 Fase III</i>	<i>100</i>
	<i>7.2.4 Fase IV</i>	<i>107</i>
	<i>7.2.5 Fase V.....</i>	<i>110</i>
	<i>7.2.6 Fase VI.....</i>	<i>111</i>
	<i>7.2.7 Fase VII.....</i>	<i>115</i>
7.3	GRÁFICO DIRECIONAL – PLANO ORIGINAL	119
7.4	PREVISÃO DO TEMPO X PROFUNDIDADE	121
8	CONCLUSÃO	122
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Perfil inicial realizado pelos irmãos Schlumberger	20
Figura 2.2 – Perfil comumente utilizado na indústria do petróleo.....	22
Figura 2.3 – Comunicação através da Lama	23
Figura 2.4 – Válvula aberta com nível de pressão baixo	27
Figura 2.5 – Válvula fechada com nível de pressão alta	27
Figura 2.6 – Válvula fechada com nível de pressão alto	28
Figura 2.7 – Válvula aberta com nível de pressão baixo	28
Figura 2.8 – Passagem totalmente livre com nível de pressão baixo	29
Figura 2.9 – Passagem totalmente obstruída com nível de pressão alto	29
Figura 2.10 – Passagem totalmente livre com nível de pressão baixo	29
Figura 2.11 – Cenários de Modulação	31
Figura 2.12 – Modulação BPSK.....	33
Figura 2.13 – Modulação QPSK	34
Figura 2.14 – Variações de Dibit.....	35
Figura 2.15 – Modulação QAM	36
Figura 2.16 – Exemplo de MSK	39
Figura 2.17 – Sinal PPM	40
Figura 2.18 – Modulação Manchester	41
Figura 2.19 – Non Return to Zero	42
Figura 3.1 – Sistema de Circulação	46
Figura 3.2 – Formação do Gel no Fluido de Perfuração.....	50
Figura 3.4 – Coluna de Perfuração	55
Figura 3.5 – <i>Gap</i> pequeno com uma grande amplitude na onda gerada	61
Figura 3.6 – <i>Gap</i> grande com uma pequena amplitude na onda gerada	61
Figura 3.7 – Presença de Ecos (destaque em vermelho)	62

Figura 3.8 – Esquema básico do Amortecedor de Pulsação	64
Figura 3.9 – Localização do Amortecedor de Pulsação.....	65
Figura 4.1 – Relação SNR com Taxa de Erro	70
Figura 4.2 – Fluxograma de Recepção de Dados	74
Figura 5.1 – Invasão do Fluido de Perfuração.....	81
Figura 5.2 – Formação da obstrução	82
Figura 5.3 – Delineamento das zonas invadidas	82
Figura 5.4 – Picos Polarização.....	84
Figura 5.5 – Perfuração Vertical e Horizontal.....	87
Figura 5.6 – Anisotropia	88
Figura 5.7 – Efeito Zorro.....	89
Figura 6.1 – Filtros de Sinais	101
Figura 6.2 – Perfil em Tempo Real.....	102
Figura 6.3 – Perfil Gravado na Ferramenta	103
Figura 6.4 – Reação dos Raios Gama.....	106
Figura 6.5 – Reação dos Raios Gama.....	109
Figura 6.6 – Modulação Obtida	111
Figura 6.7 – Modulação Obtida com Limite	112
Figura 6.8 – Perfil em Tempo Real.....	113
Figura 6.9 – Perfil Gravado na Ferramenta	114
Figura 6.10 – Perfil em Tempo Real	116
Figura 6.11 – Perfil Gravado na Ferramenta	117
Figura 6.12 – Projeção no Plano Horizontal	119
Figura 6.13 – Seção do Plano Vertical	120

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Variáveis apresentadas no perfil.....	23
Tabela 2 – Mudança de Fase	34
Tabela 3 – Topo das Litologias Previstas.....	98
Tabela 4 – Localização da Broca.....	104
Tabela 5 – <i>Surveys</i> na seção vertical	108
Tabela 6 – <i>Surveys</i> na construção do ângulo	115
Tabela 7 – <i>Surveys</i> na seção horizontal.....	118

RESUMO

A transmissão dos dados medidos através de sensores e equipamentos existentes ao longo da coluna de perfuração de um poço de petróleo é realizada em tempo real através do fluido de perfuração. Essas medidas são coletadas a milhares de metros de profundidade e enviadas até a superfície para subsidiar a tomada de decisões.

O fluido é bombeado por dentro da coluna, atinge o fundo do poço saindo por aberturas na própria broca e retorna pelo espaço entre o tubo e a parede do poço. O sinal de comunicação é gerado baseado em diferença de pressão, que se origina no fundo do tubo, próximo à broca, no qual as medições são realizadas. Logo essa variação de pressão percorre em sentido inverso ao da lama (fluido de perfuração) até chegar nos sensores colocados na superfície. Esse processo é conhecido como Telemetria por Pulso na Lama. Usualmente existem três maneiras de geração desse sinal, são eles: telemetria com pulso positivo, pulso negativo e pulso contínuo.

Um transdutor ou sensor recebe esses sinais de pressão na superfície e transforma-os em sinais digitais. Esse processo pode se utilizar de várias técnicas, como a mudança de frequência ou a mudança de fase na onda gerada.

O objetivo dessa dissertação é discorrer sobre esse processo de transmissão e, então, propor uma metodologia para a verificação da qualidade dos dados obtidos em tempo real.

ABSTRACT

The transmission of measure data obtained through the downhole sensors located in the bottom hole assembly is done in real time through the drilling fluid. Those measures are taken within thousands of feet away and sent to surface to make decisions.

The fluid is pumped inside the pipe, reach downhole, pass through the nozzles in the bit and return through the borehole. The signal is generated based on differential pressure, which is originated downhole, close to the bit, where the measurements are taken. Therefore this changes in pressure travel in the opposite way of the fluid, until reach the sensors in the surface. This process is known as Telemetry. Usually there are three ways of how the signal is generated: positive pulse, negative pulse and continuous pulse.

A transducer receives this signal of pressure and transform then into digital signal. This process can use several techniques such as frequency shift and phase shift in the wave.

The goal of this project is to discuss about the transmission process, and then, to propose a methodology to verify the quality of the data in real time mode.

1 Introdução

1.1 Apresentação

Tanto em terra (*onshore*) como no oceano (*offshore*), novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas envolvendo todo o processo de perfuração. Nesse contexto, a perfuração é um dos processos mais significantes na exploração de petróleo e gás.

Cada vez mais há a necessidade de se perfurar em ambientes e situações diversas e hostis: condições de temperatura e pressão adversas. Há sempre o desejo e a missão de se atingir profundidades maiores.

Não obstante tais dificuldades, ainda há a necessidade de controlar tal perfuração no sentido de sua localização, pois não está se falando de uma perfuração necessariamente vertical.

Assim se destaca, então, o processo de transmissão de dados durante a perfuração, no qual passa a ser imprescindível se perfurar com a obtenção de dados em tempo real, ou seja, sem que se pare o processo de perfuração.

Atualmente, o processo de perfuração utilizado é o de Perfuração Rotativa que se caracteriza pela rotação da broca através da rotação de toda a coluna de perfuração ou pela rotação da broca através do uso do motor de fundo. Entre a parede do poço e o tubo circula um fluido de perfuração, conhecido como lama, que é injetado dentro da coluna e sai por furos na própria broca, chamados jatos, e retorna pelo anular, espaço compreendido entre a coluna e a formação perfurada.

A lama, então, retorna para a superfície carregando consigo os cascalhos. É através desse fluido de perfuração que se mantém o contato com equipamentos e

medições realizadas no fundo do poço com a superfície em tempo real. Dentre outras funções, a lama atua na limpeza e lubrificação da broca.

O escopo deste trabalho é dissertar sobre o processo de transmissão de dados através desse fluido, bem como relatar fatores que o influenciam, além de propor uma metodologia de análise da qualidade desses dados adquiridos em tempo real.

O foco estará em identificar o sistema de circulação com cada uma de suas partes e respectivas funções. Avaliar as influências e conseqüências de cada parte no processo de transmissão de dados, e propor uma metodologia de análise dos dados além de estabelecer um critério para garantir a qualidade da transmissão desses dados.

Este trabalho, contudo, não tem a pretensão de abordar todos elementos relativos ao processo de perfuração, e muito menos todas as técnicas utilizadas. Novas ferramentas, novos métodos e terminologias são criados a todo instante o que torna essa tarefa muito imprecisa.

A indústria do petróleo possui muitas palavras especiais e jargões que não são familiares. Contudo, será crucial as utilizar, uma vez que elas dizem muito e são de extrema ajuda no entendimento. Mas antes de ser incorporada ao texto, cada palavra especial terá sua definição quando aparecer pela primeira vez.

1.2 Importância Dentro do Contexto Atual

O teor dos dados transmitidos é dividido em dois principais grupos. *MWD* – *Measurement While Drilling* (Medição Durante a Perfuração) e *LWD* – *Logging While Drilling* (Perfilando Durante a Perfuração). Perfilagem na indústria de petróleo é uma representação gráfica que significa gravar algumas propriedades das rochas da formação do fundo do poço através de um aparato de medição do poço. Essa informação é gravada em filme ou papel constituindo o *well-log*. Os dados de *perfilagem* podem também ser gravados em uma fita magnética. (Serra, 1984).

O sistema *MWD* é hoje essencial na perfuração, pois ele permite conhecer, em tempo real, dados da geometria do poço perfurado (profundidade, inclinação e azimute) e suas condições durante a perfuração, resultando num processo de perfuração eficiente e seguro.

Outros sensores no fundo do poço são capazes de medir parâmetros tais como torque, peso sobre a broca, pressão do poço perfurado, temperatura do poço perfurado, e o mais importante: têm a capacidade de verificar o ângulo, desvio do poço em relação a vertical e o azimute do poço com respeito às coordenadas geográficas. As medidas de ângulo, azimute e profundidade são conhecidas como *survey* e possibilitam a obtenção da localização da broca, que possibilita a perfuração não vertical.

O sistema *LWD* se refere mais diretamente à produção do perfil. É responsável pela avaliação da formação geológica. É através dessas ferramentas que se obtêm propriedades da rocha ou da zona de interesse.

Existem diversas medições sendo feitas pelas ferramentas *LWD*, sendo as mais comuns: raios gama, resistividade, porosidade, densidade e nêutron-densidade e medidas sônicas.

Portanto, hoje, durante a perfuração, os usos de tais ferramentas são largamente utilizados. Com o auxílio de tais dados, tem-se um controle e uma maior monitoração do comportamento do poço. Monitoração essa essencial ao bom andamento de todo o processo de perfuração.

Com a localização do poço em tempo real, possibilita a perfuração direcional, ou seja, pode atingir o poço da melhor maneira possível, o ângulo e direção desejados. Pode-se perfurar poços de regiões de difícil acesso que outrora eram impraticáveis, como no centro de uma cidade, por exemplo. Permite-se desviar de regiões rochosas indesejáveis, como fraturas, que possam haver no trajeto da perfuração. Além disso, esse advento possibilitou a perfuração de poços multilaterais. Enfim, a perfuração direcional se tornou uma importante ferramenta na exploração de petróleo e gás. Atualmente os custos para a produção de hidrocarbonetos têm ditado a necessidade da perfuração direcional controlada em uma escala muito maior que a antes imaginada.

Conforme o Baker Hughes INTEQ's Guide to Measurement While Drilling (1997), o interesse em realizar perfuração direcional começou em meados de 1929 após se obter medidas do ângulo do poço no desenvolvimento do poço Seminole Field em Oklahoma/EUA. Entretanto em 1930, perfurou-se o primeiro poço direcional em Huntigton Beach na Califórnia/EUA, de uma localidade *onshore*, atingindo uma zona de hidrocarboneto *offshore*.

Tem-se, ainda, o benefício de se conhecer a formação rochosa, a fim de dar aos geólogos informações suficientes para se tirar conclusões valiosas sobre a formação e zonas de interesse.

Nota-se que a máxima eficiência e economia são atingidas com uma perfeita combinação dos vários parâmetros da perfuração. Assim, cada vez mais, novas tecnologias para cada componente dos sistemas de medição, tanto para o MWD,

quanto para o LWD, são importantes para aumentar a eficiência do processo de perfuração.

Vale salientar que alguns consideram LWD parte integrada do MWD, e muitas ferramentas consideradas MWD realizam medições do tipo LWD. Esse trabalho não tem a intenção de avaliar como são realizadas as medições ou como os sensores funcionam. A finalidade aqui é delinear e detalhar a transmissão de tais dados, identificando e rejeitando informações imprecisas ou incorretas.

Porém, algumas informações sobre a realização das medições que forem essenciais para o entendimento, serão aqui apresentadas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em sete capítulos, sendo este o primeiro, introdutório.

O Capítulo II mostra a metodologia da transmissão de dados, desde os primórdios da perfuração até as tecnologias empregadas nos dias de hoje. Faz menção às tendências e pesquisas de campo de novas tecnologias e empregos na transmissão dos dados. Trata ainda da necessidade de se obter informações durante a perfuração, ou seja, dados em tempo real. Desde simples medições essenciais, como a localização da broca no fundo do poço até medições que permitem determinar a geologia do local, o que proporciona um melhor aproveitamento do reservatório.

A descrição do setor técnico petrolífero de perfuração, de uma maneira geral, se dá no Capítulo III, proporcionando um entendimento global sobre o processo de perfuração. Avalia também as influências que a transmissão de dados sofre diante

de cada componente do sistema dando uma concepção do cenário como um todo. Revela assim a natureza de cada interferência, sem ter, contudo, a pretensão de esgotar o assunto.

Os critérios que asseguram a qualidade de tais dados obtidos são estudados e estabelecidos no Capítulo IV. Diante de tanta interferência e turbulência que esses dados transitam faz-se necessário possuir um controle seguro. Tal controle tem a incumbência de garantir que os mesmos dados enviados do fundo do poço cheguem à superfície com confiabilidade e credibilidade para que se possam tomar decisões baseadas em tais dados.

O Capítulo V mostra uma análise sugerida para avaliar a consistência dos dados obtidos. Define uma maneira clara de certificar que o dado é confiável e assim deve ser usado para a tomada de decisões. Para tanto, faz-se necessário o entendimento de reações da ferramenta. Devido aos diversos fatores geológicos e de comportamento das ferramentas e sensores a algumas variações nos dados obtidos. Diante desse fator, esse capítulo também apresenta algumas alterações presentes nos perfis. E então, a metodologia para a obtenção de uma melhoria se dá no Capítulo VI.

O Capítulo VII traz uma aplicação prática com valores reais. Expõe um caso onde a transmissão é feita diante de várias interferências reais assegurando a qualidade e confiabilidade de tais informações obtidas e decodificadas. Filtros são aplicados aos dados iniciais para obter melhores resultados.

As conclusões gerais do trabalho são relatadas no Capítulo VIII.

2 Sistemas de Transmissão de Dados

2.1 Histórico

Ao longo dos anos foram sendo desenvolvidas técnicas e novas metodologias envolvendo todo o processo de perfuração. Esse desenvolvimento no processo tem como objetivo aumentar a velocidade de perfuração e exploração para se conseguir atingir cada vez mais ambientes adversos com um custo reduzido. Em primeiro instante o método de perfuração mais conhecido é o chamado “*cable-tool drilling*” e depois em um segundo momento outro conhecido como “*rotary drilling*” (perfuração rotativa).

“*Cable-tool drilling*” nada mais é que um cabo acoplado a uma broca pontiaguda e a um peso localizado logo acima da broca. O processo de perfuração é realizado suspendendo-se todo o sistema e liberando-o, fazendo com que a broca atinja a formação a perfurando, de modo semelhante ao processo de bater estaca da construção civil. Essa técnica é muito eficiente quando encontra rochas duras na formação do solo. Entretanto, quando perfura rochas macias não são muito eficientes, pois as rochas tendem a se fechar em torno da broca. Outra grande desvantagem é que constantemente tem-se que tirar a broca para se fazer uma limpeza, retirando os pedaços de rocha e cascalhos na broca. (Baker, 1996)

Logo, todo o sistema era estagnado, ou seja, não havia limitações quanto ao de colocar sensores e ferramentas capazes de realizar medições no fundo do poço e fazer com que um cabo elétrico resistente percorresse toda a extensão do poço. Assim, obtinha os dados gerados pelos sensores sem maiores problemas e sem grandes interferências, porém com o poço já aberto. Em 1939, um sistema de

perfulagem durante a perfuração foi testado com sucesso fazendo o uso de um fio elétrico.

Apesar desta técnica ainda ser utilizada em eventuais operações ou em perfurações superficiais, ela foi substituída pela perfuração rotativa.

Em um segundo momento o método utilizado passou a ser o "*Rotary drilling*", que se caracteriza pelo processo em rotação. O primeiro equipamento capaz de realizar a perfuração rotativa foi desenvolvido na França.

A broca gira e seus dentes exercem uma pressão sobre a formação para perfurar. A broca é aos tubos até a superfície, o qual é colocado em rotação. Nesse caso a broca, ao invés de ser simplesmente pontiaguda, pode ser de diferentes tipos, especialmente de cones girantes móveis e com seus dentes de diversas propriedades para determinados fins.

O processo de perfuração rotativa se dá com a presença do fluido de perfuração, que dentre as diversas funções está a de especialmente limpar e lubrificar a broca além de trazer os cascalhos. Depois que a lama tira os cascalhos do fundo, esta retorna para superfície. Desde que o fluido de perfuração remova continuamente os talhos do poço, o processo de perfuração não precisa ser parado para se remover os pedaços. Adicionalmente, por causa dos cascalhos, quer sendo de rochas duras ou macias, serem constantemente removidos, eles não impedem a habilidade da broca de perfurar, tornando o processo muito mais ágil e produtivo. Por essas razões, a perfuração rotativa tem potencialmente substituído a perfuração à cabo.

A primeira perfuração realizada foi na França em 1927 pelos irmãos Schlumberger (MWD Manual, 1997), após o poço perfurado e através da ajuda de cabo.

Em 1929 Jakosky patenteou o conceito de telemetria através do fluido de perfuração. Nos anos 30's Karcher utilizou a transmissão contínua da resistividade através dos condutores fixados na coluna de perfuração. Nos anos 40's Silverman, da Stanolind Oil & Gas Co., utilizou um cabo elétrico dentro da coluna de perfuração a fim de obter transmissão de dados.

No começo dos anos 50, devido a dificuldades mecânicas de isolamento da coluna de perfuração, abandonou-se esse primeiro tipo de telemetria. Determinação litológica passou a aceitar o método de avaliação do fluido de perfuração e perfilagem com o poço já perfurado.

Com a necessidade de manter contato e devido à limitação do cabo elétrico para se perfurar com a possibilidade de obter dados em tempo real, desenvolveu-se a técnica de transmissão de dados através da lama, o que se chama de telemetria por pulsos na lama. O sistema de pulsos através da lama foi inicialmente proposto em 1963 por Arp, que inventou o sistema por pulso positivo, desenvolvido pela junção das companhias Arps Corporation e Lane Wells.

Já no final dos anos 60's Redwine & Osborne desenvolveram o perfil mono-eléctrodo em tempo real.

Em 1978 obteve-se o primeiro sistema comercial. A TELECO prestou o serviço de direcional e em 1980 a Schlumberger/Anadrill comercializou com multisensores.

A partir daí, ano após ano, e até os dias de hoje empresas tem investido em pesquisas a fim de se obter melhores resultados e novos equipamentos e medições. Barreiras têm sido quebradas e a cada dia surgem novas tecnologias acrescentando e aprimorando o conhecimento da formação e o controle do processo de perfuração.

Tem-se a seguir um perfil comumente usado em serviços pelas companhias na indústria do petróleo. É um perfil que foi realizado pela Halliburton Energy Services no ano de 2006.

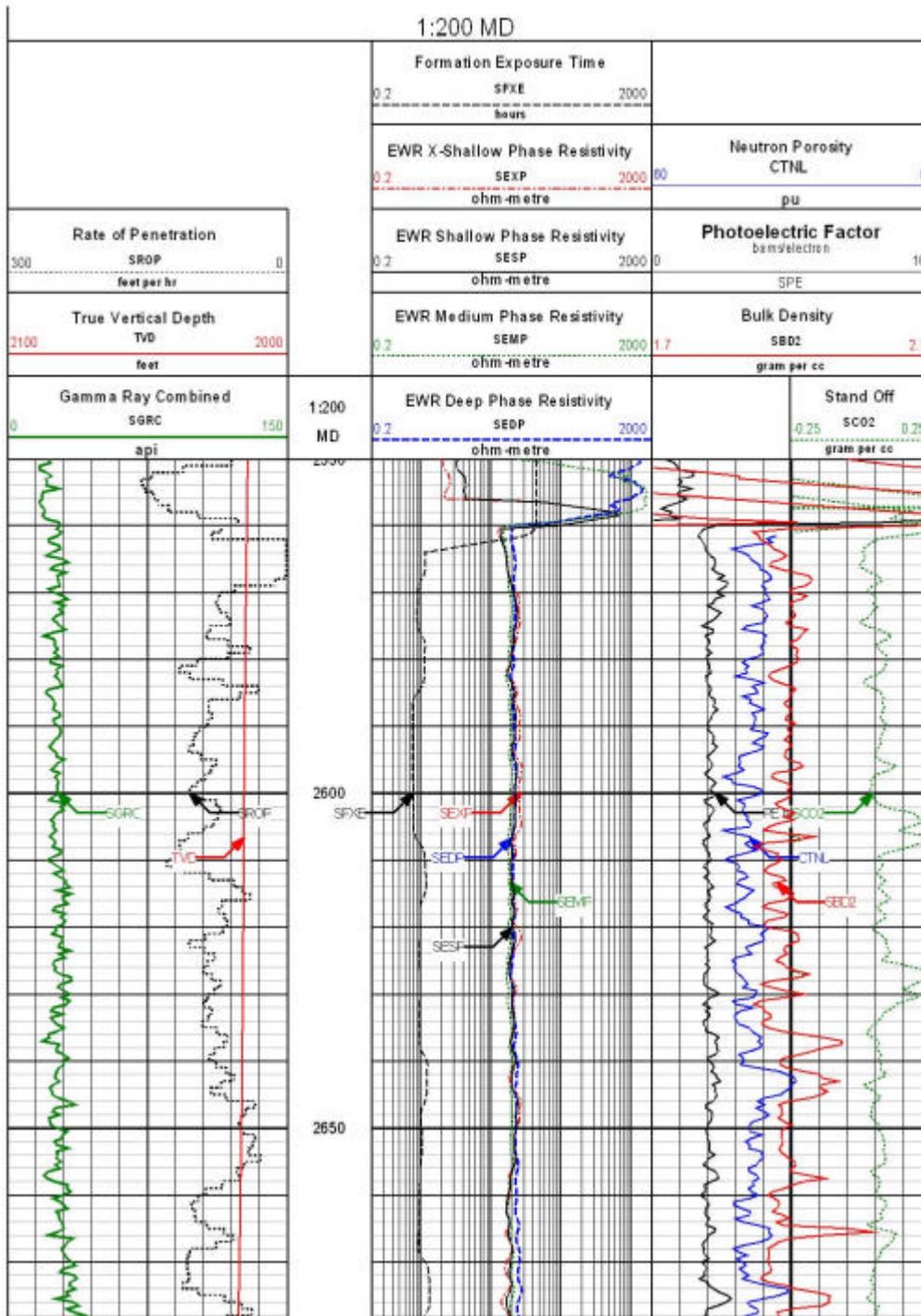


Figura 2.2 – Perfil comumente utilizado na indústria do petróleo

As variáveis de medições são apresentadas em relação à profundidade perfurada, numa escala de 1:200MD, apresentadas na tabela 1:

Tabela 1 - Variáveis apresentadas no perfil

Variável	Descrição
Measure Depth – MD	Medição da profundidade
Rate of Penetration – ROP	Taxa de Penetração na formação
True Vertical Depth – TVD	Verdadeira Profundidade Vertical
Gamma Ray	Medição dos raios gama da formação
Formation Exposure Time	Tempo de exposição da formação
Phase Resistivity	Resistividade medida por diferença de fase
Neutron Porosity	Medição da porosidade da rocha
Bulk Density	Medição da densidade da rocha
Photoelectric Factor	Fator fotoelétrico
Stand Off	Espaçamento

Desde então, esse método de telemetria através de pulsos na lama é utilizado em perfurações em todo o mundo para se obter dados em tempo real.



Figura 2.3 – Comunicação através da Lama

2.2 Técnicas de Transmissão Atualmente Utilizadas

A seguir serão apresentadas algumas das técnicas de transmissão de dados utilizadas na indústria do petróleo. O foco desse trabalho é a telemetria por pulsos na lama, pois é, sem dúvida, a mais utilizada em todo o mundo.

2.2.1 Telemetria por Pulsos no Fluido

Como já tratado, a telemetria através do fluido de perfuração ou simplesmente da lama, surgiu da necessidade de se comunicar com as ferramentas no fundo do poço em um sistema rotativo, onde se tornara inviável a utilização do cabo elétrico. Assim a informação é gerada por instrumentos no fundo do poço e transmitida até a superfície através da lama. Na superfície, equipamentos decodificam esse sinal transmitido e o operador pode fazer alterações desejadas no processo de perfuração.

A primeira transmissão de dados durante a perfuração usando pulsos de lama foi comercializada por B. J. Hughes Inc. em 1965 sob o nome de teledrift e teleorienter. Ambas as ferramentas puramente mecânicas.

O LWD é uma técnica que tem sido desenvolvida desde 1939. Essa informação era gravada em filme ou papel constituindo o *well-log*. Os dados de perfil podem ser gravados em uma fita magnética, gravando cada uma das diferentes propriedades das rochas penetradas no poço.

Em 1970 realizou-se a primeira medição em tempo real enquanto a perfuração estava em progresso. Finalmente, o primeiro sistema moderno de transmissão de dados por pulsos de lama foi comercializado em 1977 pela Teleco.

Até os anos 70, não havia na indústria do petróleo nenhuma medida feita no fundo do poço e transmitida em tempo real durante a perfuração. Todos dados eram obtidos parando o processo de perfuração e realizando um perfil através de cabos e etc. A primeira ferramenta capaz de transmitir dados e medições em tempo real foi desenvolvida no início dos anos 70, medindo e transmitindo os dados à superfície utilizando-se do fluido de perfuração dentro da coluna.

Porém o primeiro perfil comercial foi feito em 1980. Foi quando se desenvolveu então um sistema de ondas contínuas com maior rapidez na taxa de dados. Tornou-se possível transmitir muitos mais dados de perfuração, além da transmissão de dados de perfilagem feitos pelo LWD.

Primeiramente um perfil com raios gama foi gravado no fundo de um poço e transmitido para a superfície através de pulsos de lama. Em seguida veio a resistividade e vários outros tipos que também foram gravados no poço e transmitidos para a superfície. Agora, azimute, inclinação, peso sobre a broca, torque sobre a coluna, vibração, resistividade, raios gama, densidade, neutron-densidade, neutron-porosidade, P_e , velocidades sônicas, são exemplo de medições que são oferecidos comercialmente por poderem ser transmitidas em tempo real dos equipamentos do poço para um escritório central.

Vale ressaltar que essa não é a principal função da lama, sua mais importante função é a limpeza do poço, trazendo consigo as partículas resultantes do processo de perfuração. Portanto, verifica-se que a telemetria sofre com propositadas alterações nas propriedades da lama para atender a essa função de limpeza.

Como se sabe, o fluido é bombeado por dentro do tubo, atinge o fundo do poço saindo por aberturas na própria broca e retorna pelo espaço entre o tubo e a parede do poço. O sinal é gerado baseado em diferença de pressão que se origina no fundo do tubo, próximo a broca, onde as medições são realizadas. Logo essa

alteração da pressão percorre em sentido inverso ao da lama até chegar aos sensores colocados na conexão na superfície.

Os dados analógicos provenientes dos medidores são convertidos a sinais digitais de 0's e 1's. Esses sinais digitais são transformados em pulsos de pressão que carregam esses dados até a superfície através do fluido de perfuração.

Um sensor ou transdutor localizado na superfície, na linha de descarga da bomba, recebe esses pulsos de pressão e os converte em sinais elétricos. Computadores decodificam esses sinais elétricos os transformando em informações úteis.

Usualmente os dados coletados no fundo do poço são transmitidos à superfície de três maneiras: telemetria com pulso positivo, pulso negativo e pulso contínuo (patente Schlumberger).

a) Pulso Positivo

De maneira bem simples um restritor de fluxo age causando um aumento na pressão da lama. Num primeiro instante quando a válvula esta aberta tem-se um nível de pressão lida no interior do tubo na superfície. Quando há o fechamento dessa válvula tem-se o aumento da pressão a um segundo nível mais elevado de pressão interior.

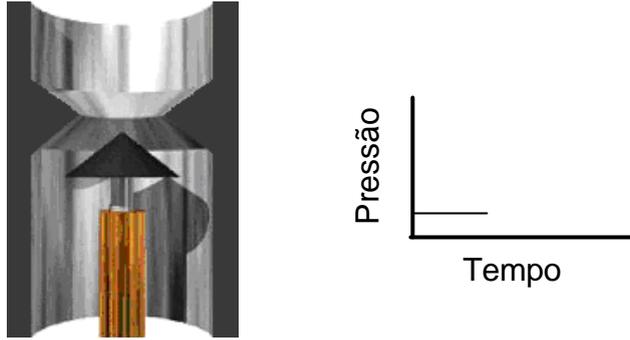


Figura 2.4 – Válvula aberta com nível de pressão baixo

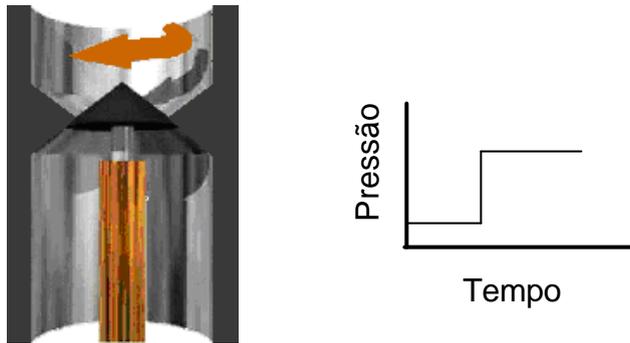


Figura 2.5 – Válvula fechada com nível de pressão alta

b) Pulso Negativo

A telemetria de Pulso Negativo age de forma bem semelhante ao de Pulso Positivo, porém ao invés de restringir o fluxo ela o redireciona. Assim a válvula faz com que parte da lama flua para fora do tubo, causando um decréscimo na pressão da lama. Num primeiro instante quando a válvula esta inoperante tem-se um nível de pressão lida no interior do tubo na superfície. Quando há a abertura dessa válvula tem-se a diminuição da pressão a um segundo nível mais baixo de pressão interior.

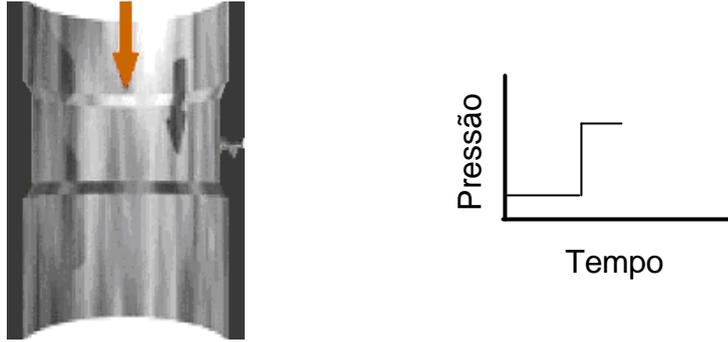


Figura 2.6 – Válvula fechada com nível de pressão alto

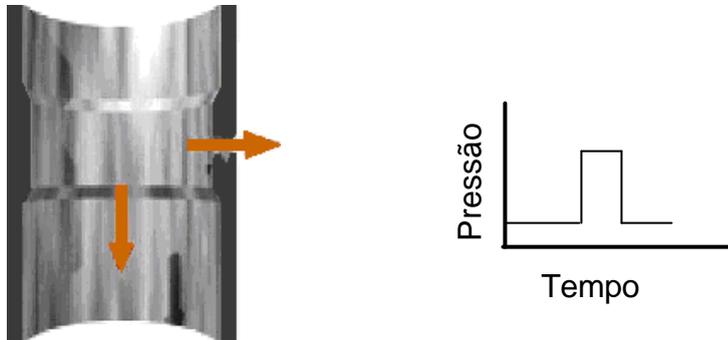


Figura 2.7 – Válvula aberta com nível de pressão baixo

c) Pulso Contínuo

A telemetria de Pulso Contínuo é patenteada pela prestadora de serviço Schlumberger Oilfield Service. Essa tecnologia dispõe de um conjunto de estator e rotor. À medida que o rotor gira faz um movimento progressivo e contínuo de abre e fecha a vazão através do conjunto. Assim o acréscimo de pressão no interior do tubo também é progressivo, gerando uma onda contínua.

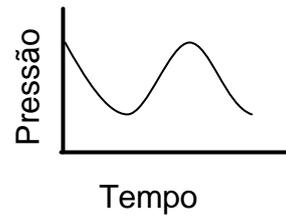


Figura 2.8 – Passagem totalmente livre com nível de pressão baixo

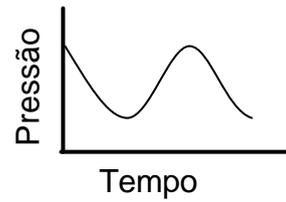


Figura 2.9 – Passagem totalmente obstruída com nível de pressão alto

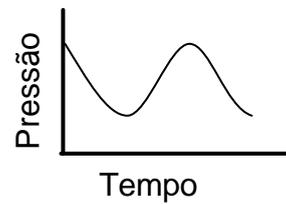
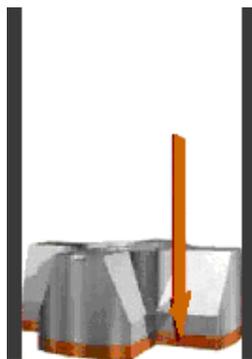


Figura 2.10 – Passagem totalmente livre com nível de pressão baixo

Um transdutor ou sensor recebe esses sinais de pressão na superfície e transforma-os em sinais elétricos. Esse processo de transferência de informação através de onda no fluido de perfuração pode ser de diversos tipos, utilizando-se de modulação alterando a amplitude, a frequência e a fase da onda.

A mudança na onda gerada no fundo do poço pela ferramenta caracteriza os 0's e 1's, assim na superfície se obtêm os dados digitais enviados pela ferramenta.

Através do auxílio do computador, o mesmo usado para programar a ferramenta na superfície antes de ser descida no poço, os 0's e 1's são decodificados para dados compreensíveis. Desta forma dados enviados pela ferramenta são transformados em valorosas informações acessíveis. (Honório, 2006).

Nesse trabalho trata-se das técnicas de modulação, entretanto é sabido que atualmente existe uma enorme variedade dessas técnicas, muitas das quais não serão tratadas. Aqui serão abordadas apenas algumas das técnicas atuais de modulação que são mais relevantes e utilizadas na indústria do petróleo.

2.2.2 Técnicas de Modulação

Os computadores processam, armazenam e codificam informações através dos bits 0's e 1's que podem ser representados por dois diferentes níveis de corrente ou tensão. Os sinais lógicos 0's ou 1's são denominados sinais digitais, já os sinais que apresentam variações na sua amplitude são denominados de analógicos.

Segundo Proakis (1995) e Artuzi (2001), a transmissão de sinais digitais pode ser feita através dos sinais analógicos através de técnicas de modulação, onde uma onda portadora possui sinais digitais transformados em sinais analógicos através da variação contínua de amplitude, frequência ou fase. Estes sinais analógicos podem

ser transformados em sinais digitais pelo processo de demodulação, e o equipamento que realiza a modulação e demodulação é denominado MODEM (modulação/demodulação).

Num sistema de transmissão de dados, seja ele digital ou analógico, com ou sem fio, precisam-se utilizar formas de inserir as informações úteis em um sinal de Rádio Frequência, chamado de onda portadora, que será o veículo de transporte da informação de um ponto a outro. Estas formas de inserção de informação em um sinal são chamadas de modulação, e permite que esta informação seja transportada embutida nos parâmetros de amplitude, frequência ou fase da portadora. (Lee; Messerschmidt, 1994). Basicamente tem-se:

- Modulação por amplitude (AM)
- Modulação por frequência (FM)
- Modulação por fase (PM)

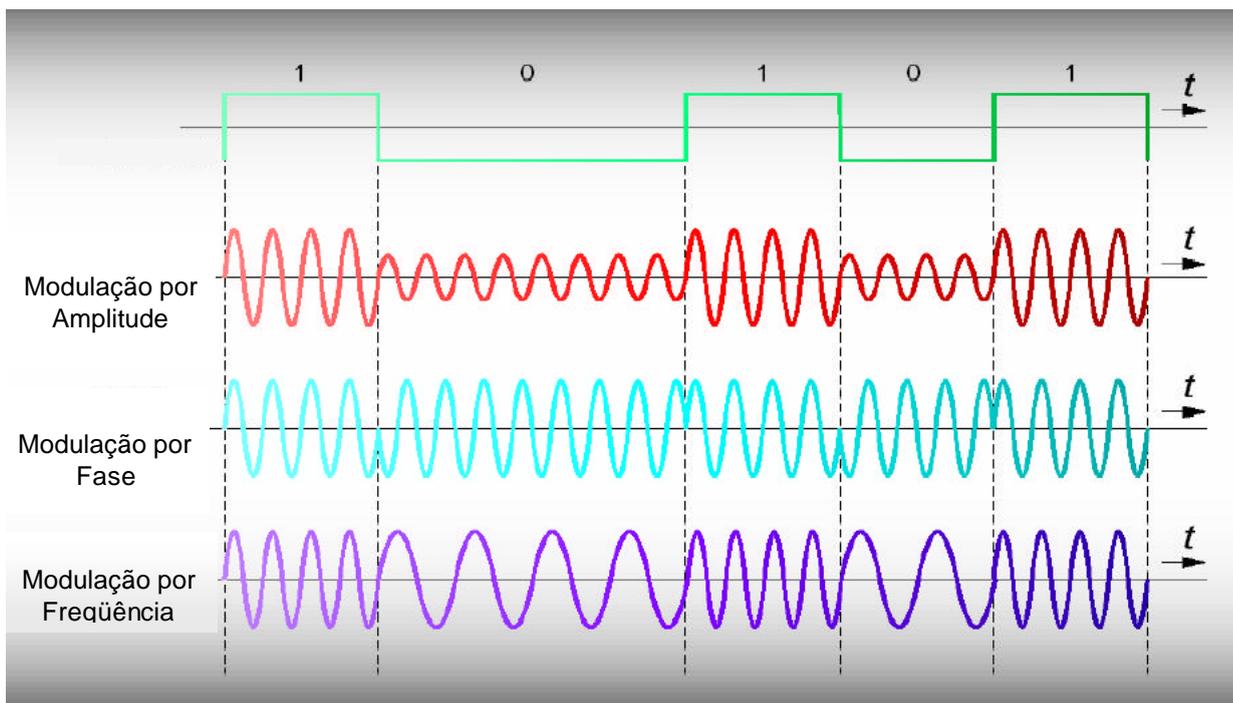


Figura 2.11 – Cenários de Modulação

No caso específico do sinal modulador ser um sinal digital, essas técnicas tomam as seguintes denominações:

- Modulação por chaveamento de fase
- Modulação por chaveamento da amplitude
- Modulação por chaveamento da frequência

Nas modulações digitais, os bits do sinal de informação são codificados através de símbolos. A modulação é responsável por mapear cada possível seqüência de bits de um comprimento preestabelecido em um símbolo determinado. O conjunto de símbolos gerado por uma modulação é chamado de constelação, sendo que cada tipo de modulação gera uma constelação de símbolos diferentes. Os símbolos nos quais as seqüências de bits de um sinal de informação são transformadas é que serão transmitidos pela onda portadora.

A seguir, serão ilustradas algumas técnicas de modulação bem como algumas vantagens que estas possam proporcionar.

2.2.2.1 Modulação em Fase

a) PSK (*Phase Shift Keying*)

O PSK é uma forma de modulação em que a informação do sinal digital é embutida nos parâmetros de fase da portadora. Neste sistema de modulação, quando há uma transição de um bit 0 para um bit 1 ou de um bit 1 para um bit 0, a onda portadora sofre uma alteração de fase de 180 graus. Esta forma particular do PSK é chamada de BPSK (*Binary Phase Shift Keying*). Quando não há nenhuma

destas transições, ou seja, quando bits subseqüentes são iguais, a portadora continua a ser transmitida com a mesma fase.

Esta variação de fase em função da transição de bit do sinal é ilustrada na figura 2.12:

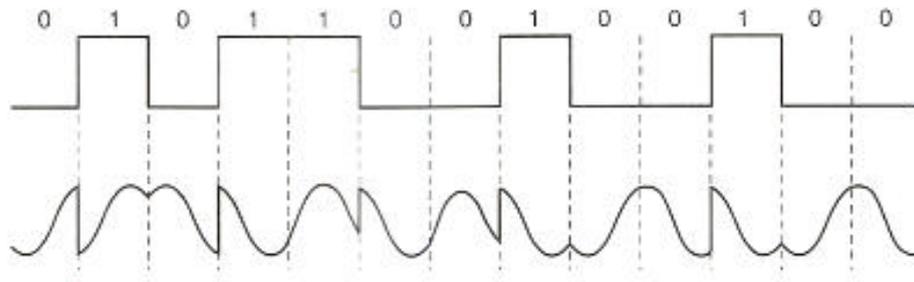


Figura 2.12 – Modulação BPSK

b) QPSK (*Quadrature Phase Shift Keying*)

A modulação QPSK é uma técnica de modulação derivada do PSK, porém neste caso, são utilizados parâmetros de fase e quadratura da onda portadora para modular o sinal de informação. Como agora são utilizados dois parâmetros, existem mais tipos possíveis de símbolos nesta constelação, o que permite que sejam transmitidos mais bits por símbolo. Por exemplo, para transmitir dois bits por símbolo, ao invés de um bit por símbolo, como no caso PSK acima, tem-se quatro tipos de símbolos possíveis. A portadora pode assumir quatro valores de fase diferentes, cada um deles correspondendo a um dabit, como por exemplo, 45° , 135° , 225° e 315° .

A figura 2.13 ilustra em um diagrama de fase e quadratura (IQ) os quatro possíveis símbolos gerados pela modulação QPSK usando dois bits por símbolo.

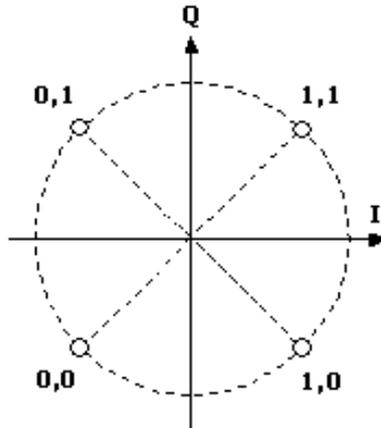


Figura 2.13 – Modulação QPSK

c) DQPSK (*Differential QPSK*)

A modulação DQPSK é uma forma particular da modulação QPSK, na qual ao invés de ser enviado um símbolo correspondente a um parâmetro puro de fase, este símbolo representa uma variação de fase. Neste caso, cada conjunto de bits representado por um símbolo provoca uma variação de fase determinada no sinal da portadora. Para o caso de dois bits por símbolo, cada dicit provoca uma mudança de fase como indicado na tabela 2:

Tabela 2 – Mudança de Fase

Dibit	Mudança de Fase
00	+ 0°
01	+ 90°
10	+ 180°
11	+ 270°

Assim, as seguintes variações de fase são possíveis, em função do dabit recebido:

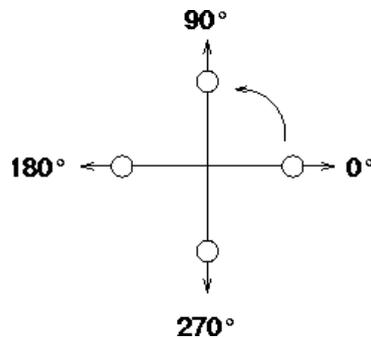


Figura 2.14 – Variações de Dabit

Adicionalmente, para se diminuir o espectro de freqüência do sinal transmitido, os bits podem passar por um filtro antes de entrarem no modulador, para que a transição entre os bits seja suavizada.

2.2.2.2 Modulação em Amplitude

a) ASK (*Amplitude Shift Keying*)

Esta modulação é usada para transmitir a informação numa única simples freqüência. E por exemplo, se a freqüência está presente o número binário decodificado é 1 e se ausente o número decodificado é 0.

Para transmissores eletromecânicos, desligando a ferramenta para se decodificar os 0's pode levar a uma taxa de bit enviada muito lenta, devido à máxima taxa de bit ser limitado pela inércia do movimento. Para uma modulação mais eficiente trabalha-se então com duas freqüências, ou seja, torna-se uma modulação

FSK, permitindo que o instrumento apenas diminua ao invés de parar, aumentando assim o potencial da taxa de bit enviada.

b) QAM (*Quadrature Amplitude Modulation*)

Nesta forma de modulação, os símbolos são mapeados em um diagrama de fase e quadratura, sendo que cada símbolo apresenta uma distância específica da origem do diagrama que representa a sua amplitude, diferentemente da modulação PSK, na qual todos os símbolos estão a igual distância da origem. Isto significa que as informações são inseridas nos parâmetros de amplitude e quadratura da onda portadora.

No caso do 16 QAM, a constelação apresenta 16 símbolos, sendo 4 em cada quadrante do diagrama, o que significa que cada símbolo representa 4 bits. Pode-se ter também, por exemplo, o modo 64 QAM, cuja constelação apresenta 64 símbolos, cada um deles representando 6 bits. A figura 2.15 mostra as constelações geradas pelos dois modos QAM mencionados acima:

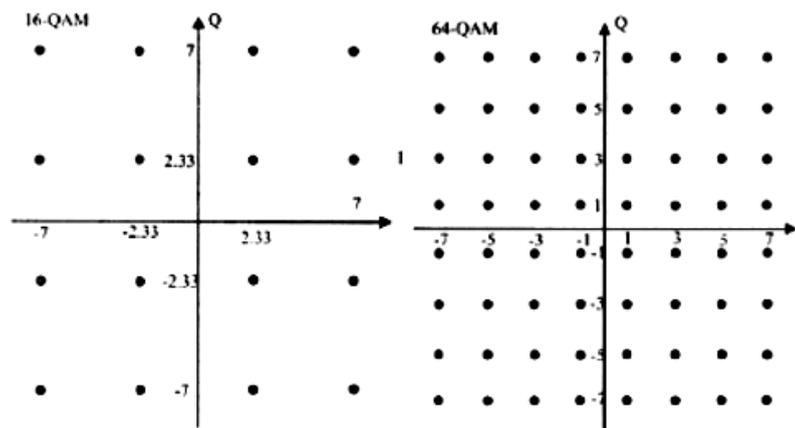


Figura 2.15 – Modulação QAM

Pode-se notar que no modo 16QAM alcança-se uma taxa de transmissão menor do que no modo 64 QAM, uma vez que cada símbolo transporta um número menor de bits. No entanto, no modo 16 QAM, a distância euclidiana entre os símbolos é maior do que no caso do modo 64QAM. Isto permite que o modo 16QAM possibilite uma melhor qualidade de serviço, pois a maior distância entre os símbolos dificulta erros de interpretação no receptor quando este detecta um símbolo.

2.2.2.3 Modulação em Freqüência

a) FSK (*Frequency Shift Keying*)

A modulação FSK atribui freqüências diferentes para a portadora em função do bit que é transmitido. Portanto, quando um bit 0 é transmitido, a portadora assume uma freqüência correspondente a um bit 0 durante o período de duração de um bit. Quando um bit 1 é transmitido, a freqüência da portadora é modificada para um valor correspondente a um bit 1 e analogamente, permanece nesta freqüência durante o período de duração de 1 bit.

Alternativamente, pode-se, por exemplo, utilizar quatro freqüências de transmissão diferentes, cada uma delas correspondendo a dois bits. Este modo é chamado de 4FSK. Isto aumentaria a taxa de bits transmitidos, mas em contrapartida aumenta também a banda de freqüência de transmissão utilizada.

A modulação FSK apresenta o inconveniente de ocupar uma banda de freqüência bastante alta, devido a estas variações bruscas de freqüência em função da transição de bits, além de possibilitar taxas de transmissão relativamente baixas.

b) GFSK (*Gaussian Frequency Shift Keying*)

No GFSK os dados são codificados na forma de variações de frequência em uma portadora, de maneira similar à modulação FSK. Portanto, o modulador utilizado pode ser o mesmo que para a modulação FSK. Todavia, antes dos pulsos entrarem no modulador, eles passam por um filtro gaussiano, de modo a reduzir a largura espectral dos mesmos. O filtro gaussiano é uma espécie de formatador de pulso que serve para suavizar a transição entre os valores dos pulsos.

c) MSK (*Minimum Shift Keying*)

Nessa modulação a onda gerada é contínua, ou seja, não há mudança drástica na fase. *Minimum Shift Keying* é um tipo de *Frequency Shift Keying* e ocorre quando o índice de modulação (m) é igual a $\frac{1}{2}$.

O índice de modulação (m) é definido conforme equação (1):

$$m = \Delta f \times T \quad \text{onde} \quad (1)$$

$$\Delta f = \left| f_{\text{lógico1}} - f_{\text{lógico0}} \right| \quad \text{e;}$$

$$T = \frac{1}{\text{TaxaBit}}$$

Por exemplo, um sinal MSK pode ser composto por uma frequência em 12Hz para representar um bit "1" e uma frequência 18Hz para representar um bit "0". Para que possa apresentar um índice de modulação $m=0,5$, a taxa de transmissão deverá ser igual a 12bps. Na figura 2.16 se tem a representação deste sinal.

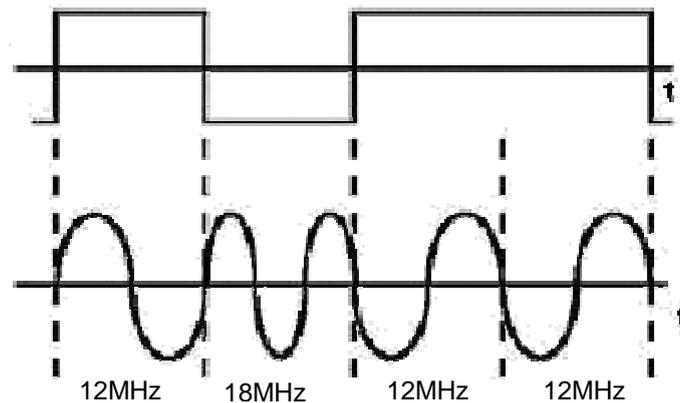


Figura 2.16 – Exemplo de MSK

2.2.2.4 Tempo Entre Pulsos

Pode-se variar três componentes do trem de pulsos a fim de imprimir uma informação. Assim, variando amplitude, período ou a duração do pulso, pode-se "modular" a informação de acordo com a variação do sinal modulador. Deve notar-se que qualquer destas modulações de pulsos são ainda analógicas, no sentido em que se varia de uma forma contínua uma característica dos pulsos (amplitude, largura ou posição).

Devido a maior utilização, será tratada aqui somente a modulação na posição dos pulsos (Pulse Position Modulation Telemetry). Assim:

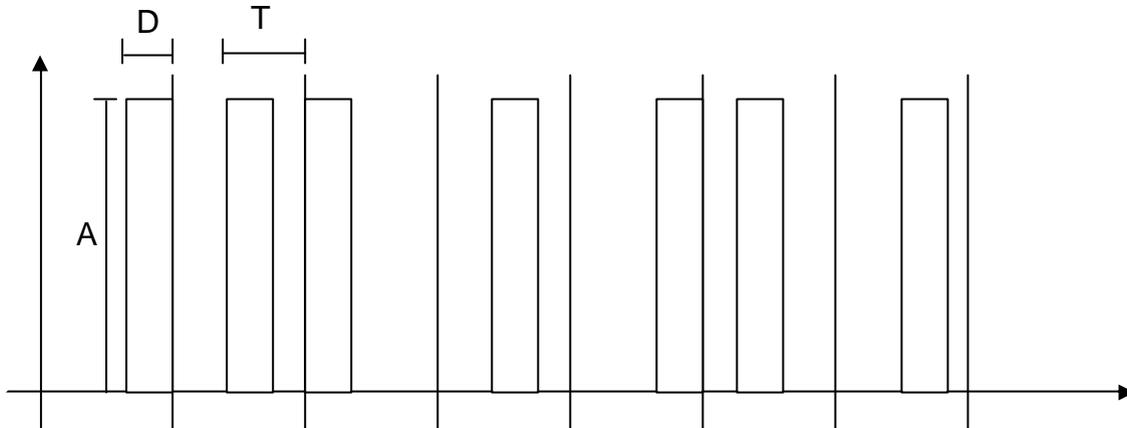


Figura 2.17 – Sinal PPM

Onde: A = Amplitude;

D = Duração;

T = Período.

Assim tem-se de forma direta e simples que a distância entre dois pulsos pode ser perfeita e precisamente calculada.

A ferramenta tem uma limitação mecânica ao gerar um pulso, retornar à sua posição inicial e gerar outro pulso. Assim faz-se necessário um tempo mínimo no intervalo desses pulsos, definido um intervalo fixo mínimo entre os pulsos.

A partir desse conceito a parte variável é o dado a ser transmitido. Ou seja, o tempo calculado entre dois pulsos consecutivos é o tempo fixo mais o tempo que corresponde ao valor enviado.

2.2.2.5 Manchester

Na codificação Manchester, sempre há um bit de transição no centro utilizado para o clocking. O dado digital é, então, indicado pela direção desse bit central. O bit lógico “0” é indicado pela transição de baixa para alta no centro do bit. E a transição de alta para baixa indica o bit lógico “1”. Note que a transição do sinal não ocorre nos limites ou entre um e outro bit, mas sempre ocorre no centro de cada bit.

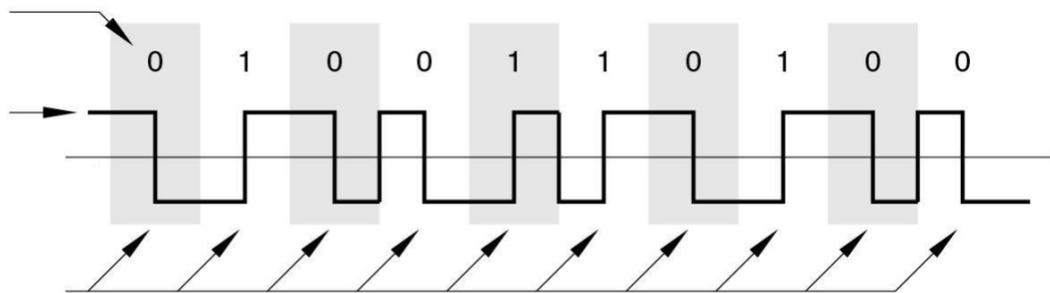


Figura 2.18 – Modulação Manchester

2.2.2.6 NRZ – Non Return to Zero

A forma de codificação que consiste em associar um nível de tensão a cada bit é conhecida por NRZ-L (*Non return to zero - Level*). Um bit “1” é codificado sob a forma de uma tensão elevada e um bit “0” sob a forma de uma tensão baixa.

Existem mais variações de codificações NRZ, porém a característica marcante é que o sinal não retorna ao nível zero após uma transição provocada

pelos dados a transmitir. Basicamente, utiliza duas diferentes tensões, uma positiva e uma negativa como elementos para a determinação dos dois dígitos binários.

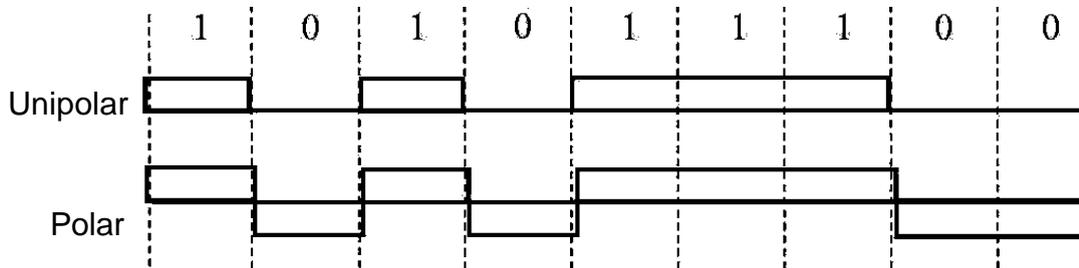


Figura 2.19 – Non Return to Zero

De forma geral, as técnicas de modulação buscam, atualmente, aumentar cada vez mais as taxas de transmissão, utilizando uma menor banda de frequência e com uma maior segurança, para que não ocorra perda de informação durante a transmissão.

Cada técnica de modulação tem um desempenho diferente de transmissão apresentando boas performances em determinados parâmetros em detrimento de perdas de desempenho em outros parâmetros.

Por exemplo, normalmente, aquelas técnicas de modulação que permitem maiores taxas de transmissão utilizam uma maior banda de frequência ou então proporcionam menos segurança para a informação, pois apresentam uma constelação com símbolos muito próximos entre si, com uma distância euclidiana muito pequena, o que aumenta as possibilidades de erro de interpretação destes símbolos no receptor.

Portanto, cada sistema de transmissão utiliza técnicas de modulações que apresentem melhores performances naqueles quesitos que são mais importantes para ele.

No caso dos sistemas de transição cujo meio de propagação é o ar, é necessário, por exemplo, utilizar-se uma técnica de modulação que apresente bom desempenho com relação a múltiplos percursos, que proporcione proteção à informação contra a escuta de pessoas não autorizadas, que tenha boa imunidade a ruído entre outras coisas.

Já no caso dos sistemas de transmissão com fio, os parâmetros de maior importância são outros e dependem também do tipo de informação que é mais freqüentemente transmitido neste sistema.

Para o caso de transmissão de voz, são admitidas maiores perdas de informação sem que haja uma queda considerável de qualidade de serviço do que no caso de transmissão de imagem, por exemplo.

Portanto, devido à enorme variedade de tipos de modulação, atualmente existem modulações adequadas para qualquer tipo de serviço que se deseja proporcionar. É apenas necessário que se faça uma análise adequada de cada uma delas, para que se possa escolher aquela que proporciona melhores resultados para o serviço em questão.

2.2.2.7 Outras Técnicas e Tendências Futuras

Cada vez mais se depara com a necessidade de se perfurar mais profundo e ambientes mais diversos. E ainda, com a maior quantidade de dados exigindo uma maior taxa de transmissão. A telemetria através da lama então se torna um limitante.

Quanto mais profundo ou adverso o caminho que o sinal tenha que percorrer mais difícil de o mesmo chegar até a superfície forte o bastante que se faça compreensível. Outro fator limitante é o desejo de se adicionar materiais pesados na lama, ou seja, os aditivos. Ou ainda a pressão que se deseja perfurar. Enfim, diversos fatores e aspectos do processo de perfuração têm resposta direta na telemetria, o que começa a limitá-lo.

Assim começou a estudar novas tecnologias para tentar manter o contato entre as ferramentas no fundo do poço e na superfície, mas que independesse da lama ou não sofressem tais limitações.

Alguma dessas tecnologias já é utilizada em pequena e experimental escala, como é o caso da telemetria através do uso do eletromagnetismo. Assim a ferramenta no fundo manda um sinal eletromagnético que viaja através da formação e atinge a uma antena localizada na superfície que recebe o sinal.

O sistema usa uma antena de frequência baixa construída na coluna de perfuração. Esse sistema é um arranjo magnético de dois caminhos permitindo comunicação do fundo do poço para a superfície para a transmissão dos dados e da superfície para o fundo para ativar ou modificar algum modo na ferramenta.

A ferramenta está suprida com uma bateria e pode trabalhar sem a circulação da lama. O receptor está conectado entre o tubo e um eletrodo longe da ferramenta pelo fundo do poço e a superfície.

O sistema de transmissão acústica também pode ser empregado e pode ser descrito como ativo ou passivo. Um ativo sistema acústico gera no fundo do poço uma telemetria sônica cujo sinal propaga através da coluna de perfuração. Como a taxa de transmissão de dados requerida é muito alta, atenuações do sinal acústico ocorrem nas conexões. Assim, faz-se o uso de repetidores ou amplificadores acústicos na medida em que a profundidade aumenta. O sistema acústico passivo

utiliza-se da pré-existente energia acústica no fundo do poço, tal como ruído da broca, como fonte de energia sísmica.

Outra tendência é a aplicação de fibra óptica na coluna de perfuração. A fibra óptica seria interna em toda tubulação e a conexão da tubulação seria realizada de forma a garantir o contato entre as fibras. Assim se assegura o contato direto com as ferramentas no fundo do poço obtendo assim os dados em tempo real.

Ainda em cabo na coluna de perfuração, já há disponível no mercado a conexão através de um cabo coaxial interno nos tubos. Basicamente o cabo percorre toda a tubulação e nas conexões dos tubos a transmissão de dados ocorre por indução, garantindo assim o bom estado físico do cabo e conexões.

Essas novas tecnologias estão ainda, em sua maioria, em estudo e experimento, sendo que o mercado e a necessidade ditarão as regras. Mas acredita-se que num curto período de tempo haverá um novo conceito para telemetria na perfuração de poços. (Honório, 2007).

3 Análise dos Principais Componentes e Fatores de Influência

3.1 Sistema de Circulação

No sistema de perfuração rotativa há a presença do fluido de circulação. Esse fluido de circulação é um líquido especial conhecido como “*drilling mud*” ou somente lama. O sistema de circulação constitui em equipamentos que permitem a circulação e o tratamento do fluido desse fluido. O fluido é bombeado através da coluna de perfuração, atinge o fundo do poço saindo por aberturas na própria broca e retorna pelo espaço anular até a superfície trazendo consigo os cascalhos cortados pela broca. Na superfície ela é tratada a fim de retorná-la ao estado e propriedades iniciais e volta a ser bombeada.

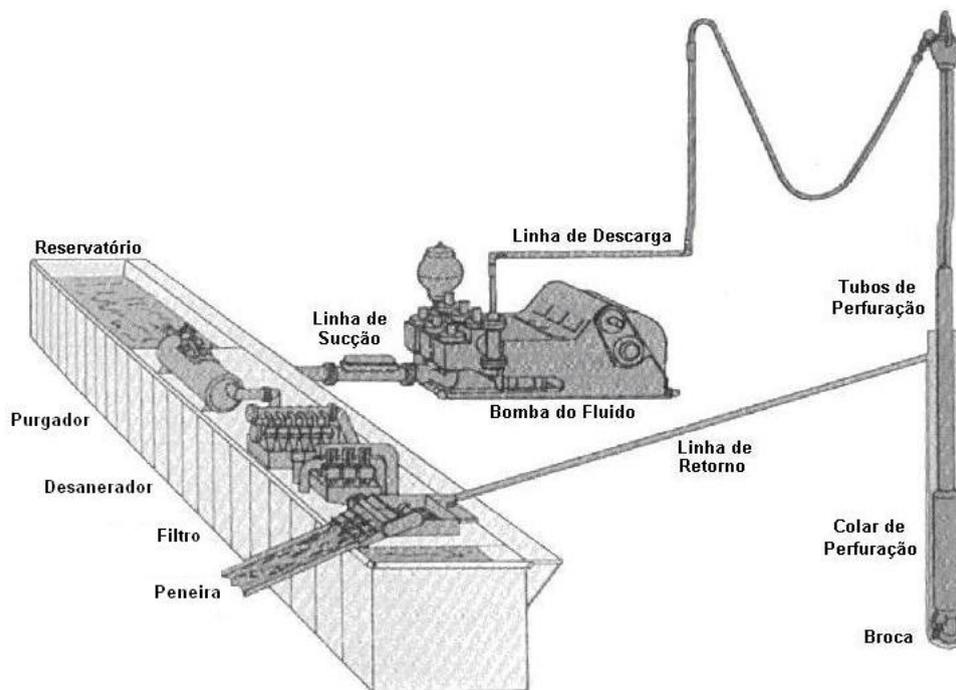


Figura 3.1 – Sistema de Circulação

O tratamento ou condicionamento do fluido de perfuração consiste na eliminação de sólidos ou gás que se incorporam durante a perfuração e, quando necessário na adição de produtos químicos para ajustes de suas propriedades. (Thomas, 2001).

Os principais componentes do sistema de tratamento são: a peneira vibratória (*shale shaker*) que separa em primeiro instante os pedaços de formação que a lama traz consigo; o desareizador (*desander*) que é responsável pela retirada de areia no fluido; o dessiltador (*desilter*) responsável por retirar eventuais partículas menores; e o desgaseificador (*degasser*) retira a presença de gases provenientes da formação. Assim a lama está pronta pra ser bombeada para dentro do poço novamente. (Norman, 1995).

O componente do sistema de circulação que mais influencia no processo de transmissão, além da lama por onde o processo se dá, é a bomba. Pois, como mencionado, ela bombeia em sentido contrário ao sinal da ferramenta no fundo do poço.

A bomba trabalha através de ciclos (*strokes*), ou seja, ela possui pistões que golpeiam a lama em direção do poço. Vale salientar que possui bombas de diversos tipos e configurações. Bombas com diferentes números de pistões, com pistões que atuam numa única direção chamados simples ou que atuam em ambos os sentidos do movimento do pistão chamados de duplos, há ainda saídas independentes dos pistões ou com saída única da bomba, enfim inúmeros modelos são encontrados no mercado hoje.

Logo na saída da bomba há um conjunto chamado Amortecedor de Pulsação (*Pulsation Dampener*) que tem como função amortecer a pulsação causada pelos ciclos da bomba. Basicamente o conjunto possui um diafragma de borracha contendo gás nitrogênio. Esse gás é pressurizado a tal pressão capaz de suavizar a oscilação oriunda da bomba.

Esse conjunto é de extrema importância na suavização da pressão da lama no poço, o que possibilita o sensor de pressão na superfície perceber pequenas diferenças de pressões originadas no fundo do poço.

Pela bomba funcionar em ciclos, também acarreta a formação de harmônicos que podem ser indesejados quando estão na mesma frequência de operação ao do sinal transmitido. Assim, é necessário se conhecer os harmônicos a fim de não operar na mesma região. De forma bem simples, para calcular os harmônicos da bomba usa-se a seguinte equação (2):

$$F = \frac{S \cdot P \cdot A \cdot n}{60} \quad (2)$$

Onde: F é a frequência do harmônico;

S é o número de ciclos (*strokes*) por minuto da bomba;

P é o número de pistões que estão trabalhando;

A é se a ação dos pistões é simples = 1 ou dupla = 2;

n é o número de ondas.

Nem todos harmônicos são de mesma intensidade. Alguns deles tendem a serem dominantes e dependem do número de pistões na bomba e se a bomba é de ação simples ou dupla.

3.2 Fluido de Perfuração

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. A primeira e mais importante função do fluido de perfuração é a limpeza do poço. Ele é responsável por trazer os cascalhos resultantes do processo de perfuração até a superfície. Assim o poço fica constantemente limpo o que possibilita um grande aumento da taxa de penetração da broca.

Mas para que o fluido seja capaz de manter as partículas em suspensão ele precisa primeiramente ser denso e ser mantido em circulação, pois uma vez em repouso por um período longo as partículas retornam ao fundo do poço.

Alguns fluidos são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso. Tem-se que o escoamento do fluido de perfuração segue para o fundo do poço pela tubulação de perfuração e retorna à superfície pelo espaço entre a parede do poço perfurado e o lado externo do tubo para cima trazendo consigo os cascalhos e cortes da rocha, porém algumas vezes essa circulação é interrompida, por causa de um problema, para elevar a tubulação de perfuração para fora do poço ou por diversos outros motivos. Quando a perfuração pára, os cortes em suspensão no fluido podem sedimentar no poço, obstruindo a broca. Os fluidos de perfuração são projetados com uma propriedade muito interessante que resolve esse problema. O fluido possui essa característica tixotrópica de se tornar semi-rígido quando em repouso. Ou seja, sua viscosidade aumenta quando diminui o seu movimento. Quando a circulação do fluido é interrompida, ele forma um gel espesso que mantém os cascalhos da rocha em suspensão e evita que eles sedimentem no poço. Quando o fluido começa a circular novamente, ele se torna mais fino e volta à forma líquida anterior. (Lyons, 1996).

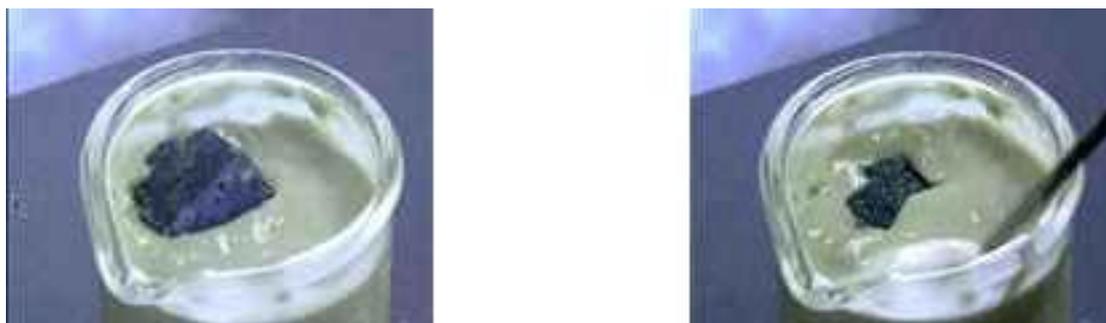


Figura 3.2 – Formação do Gel no Fluido de Perfuração

Manter o poço sob controle também é outra importante função da lama. Quando se perfura, o objetivo é extrair o petróleo de uma forma controlada, assim deve-se haver um controle de pressão no poço. A lama é projetada para contrabalançar a pressão natural dos fluidos na formação rochosa. Um equilíbrio apropriado deve ser obtido, no qual a pressão do fluido de perfuração contra as paredes do poço é suficiente para contrabalançar a pressão exercida pelas formações rochosas e pelo petróleo ou gás, porém, sem ser muito alta para não danificar o poço, ou seja, se o peso do fluido de perfuração for muito grande, ele poderia causar fraturas na rocha.

Ela é responsável para que gases, petróleo ou qualquer fluido presente na formação sob pressão não venha expandir descontroladamente até a superfície. O que está diretamente ligada ao quanto de pressão que a coluna de lama exerce no fundo do poço. Mas por si só ela não exerce grande diferencial de pressão, por isso torna-se necessária adição de materiais pesados. O mais comum é o mineral Baritina ou Sulfato de Bário com uma mínima densidade específica de cerca de 4,20. A Hematita é o material mais denso, com uma densidade específica mínima de 5,05. O Carbonato de Cálcio possui uma densidade específica em torno de 2,70 a 2,80 e é usado mais pela sua solubilidade ácida que por sua densidade. A Siderita possui uma densidade específica em torno de 3,80, mas pode causar problemas

quando dissolvida em Lama com pH elevado. E a Ilmenita possui uma densidade específica de 4,60. Há também sais dissolvidos que aumentam a densidade do fluido, tais como Bromato de Cálcio em salmouras, mas não são considerados materiais pesados.

Atentamente se observa o desenvolver de perfuração, pois numa mudança de zona de perfuração pode-se ter grande diferença de pressão na formação o que faz com que os operadores necessitem aumentar a quantidade de materiais na lama e a quantidade a ser bombeada. (Bradley, 1987).

Assim as perfurações usam o fluido composto de uma mistura de água, argila, material pesado e alguns elementos químicos. Porém, algumas formações dilatam em presença de água, assim o fluido ou a lama passa a ser constituída a base de óleo. Deste modo o fluido é classificado segundo sua composição à base de água, fluidos à base de óleo e em alguns casos especiais fluidos a base de ar ou gás.

Resfriar e lubrificar as partes em constante contato com a formação é outra importante função da Lama. Especialmente a broca que está constantemente sob atrito com a formação o que a faz sofrer com o aumento de temperatura e uma possível perda do corte de seus dentes rapidamente. Assim a lama é de grande ajuda na conservação das propriedades da broca. Ela também proporciona uma proteção nos tubos e nos demais equipamentos de perfuração contra corrosão.

A lama também exerce uma força de flutuação. Um poço pode ter alguns quilômetros de profundidade. Uma tubulação de perfuração em aço de tal comprimento pesa toneladas. A imersão da tubulação no fluido produz o efeito de flutuação, pela ação do empuxo, reduzindo assim seu peso e colocando menos tensão no mecanismo de perfuração.

Outra importante função do fluido é o de ser um grande meio de comunicação com a superfície. Desde trazer consigo cascalhos da formação e possíveis gases, o que leva a análise do que está sendo perfurado, até ao fato dela proporcionar

comunicação entre as ferramentas que estão no poço e na superfície. É o processo de telemetria através de pulsos na lama. É o nosso projeto de estudo e onde se concentra o foco de nosso trabalho. Nosso escopo é dissertar como isso ocorre e suas características.

Assim é desejável e esperado que o fluido de perfuração apresente as seguintes características: ser estável quimicamente; estabilizar as paredes do poço mecânica e quimicamente; facilitar a separação dos cascalhos na superfície; manter os sólidos em suspensão quando em repouso; ser inerte em relação às rochas produtoras; aceitar qualquer tratamento; ser bombeável; apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão; facilitar interpretações geológicas do material retirado do poço; e ainda apresentar custo compatível com a operação. (Thomas. 2001).

3.3 Broca

As brocas têm função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. Segundo Plácido e Pinho existem basicamente duas classes de brocas: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis.

As brocas com partes móveis possuem as partes cortantes, que são dentes montados sobre cones, e possuem rolamentos sob o qual são montados os cones. Podem ter brocas de um a quatro cones, sendo as mais utilizadas as brocas tricônicas. Há broca com dentes de aço e dentes de inserto. As de dentes de aço têm seu corte fresado no próprio cone e as de insertos têm insertos de carbureto de tungstênio instalados nos cones.

As brocas sem partes móveis possuem uma possibilidade de falha menor devido à inexistências de partes móveis e rolamentos.

Os principais tipos são: integral de lâminas de aço, diamantes naturais e diamantes artificiais como *Polycrystalline Diamond Compact – PDC* e *Thermally Stable Polycrystalline – TSP*.

Quando a broca sofre o desgaste ou seus dentes se deterioram, a taxa de penetração na formação perfurada reduz consideravelmente. E se os dentes não estão mais pontiagudos e cortantes faz jus a uma maior força vertical, ou seja, torna-se necessário aumentar o peso sobre a broca. E com o aumento da força sobre a broca aumenta diretamente o torque necessário para se perfurar.

A figura 3.3 mostra uma broca com partes móveis com dentes de inserto de carbureto de tungstênio (a) e uma broca sem partes móveis com dentes de PDC (b).



Figura 3.3 – Tipos de Broca

3.4 Colunas de Perfuração

As principais funções da coluna de perfuração são: aplicar o peso sobre a broca; transmitir rotação para a broca; conduzir o fluido de perfuração; manter o poço calibrado; e garantir a inclinação e direção do poço.

Uma coluna de perfuração é basicamente composta por tubos de perfuração (*drill pipe*), tubos pesados (*heavy weight*) e comandos (*drill collar*).

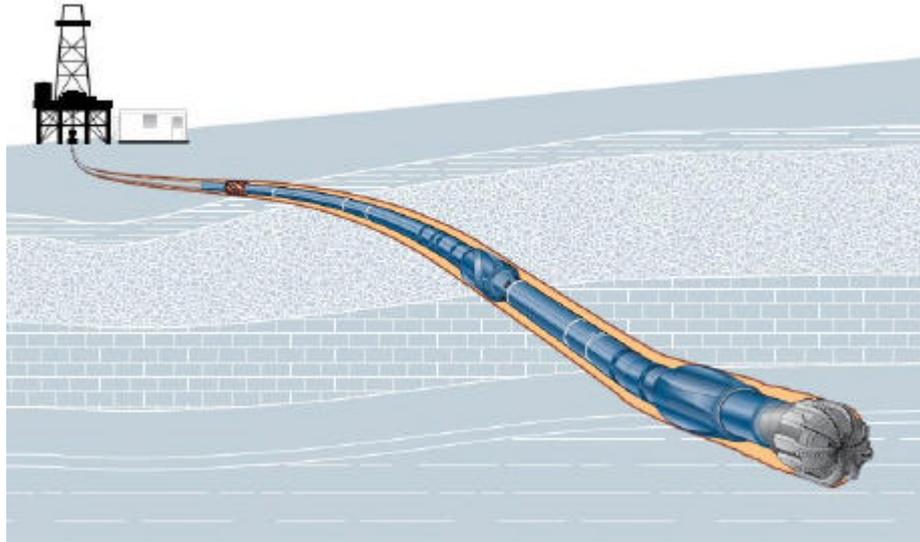


Figura 3.4 – Coluna de Perfuração

Os tubos de perfuração são normalmente tubos fabricados em aço sem costura feitos por extrusão, reforçados nas extremidades para permitir que uniões cônicas sejam soldadas nestas extremidades. Existem tubos de perfuração de outros materiais, como por exemplo, alumínio, para aplicações especiais. Eles são tratados internamente com aplicação de resinas para diminuição do desgaste interno e corrosão.

Os tubos de perfuração são colocados no poço com a parte do pino para baixo, assim deve-se ter cuidado durante a conexão e evitar que o pino bata no espelho da caixa, danificando o local da vedação.

O torque adequado nas conexões dos tubos de perfuração é muito importante. Um torque excessivo a conexão pode romper, o pino pode quebrar ou a caixa se alargar. Por outro lado, um torque insuficiente faz que a vedação nos espelhos não fique adequada, o que permite a passagem de fluido por entre os fios da rosca, causando assim uma lavagem da rosca, ou mesmo uma lavagem da conexão e conseqüentemente a quebra da conexão.

Os comandos são elementos tubulares fabricados em aço forjado, usinados e que possuem alto peso linear devido à grande espessura da parede. A principal função dos comandos é fornecer peso sobre a broca. Os comandos também proporcionam rigidez à coluna promovendo um melhor controle da trajetória do poço. Externamente podem ser lisos ou espiralados.

Os tubos pesados são elementos de peso intermediário, entre os tubos de perfuração e os comandos. Sua principal função, além de transmitir o torque e permitir a passagem do fluido, é promover uma transição mais gradual de rigidez entre os comandos e os tubos de perfuração, diminuindo a possibilidade de falha por fadiga.

Os tubos pesados são bastante utilizados em poços direcionais, como elemento auxiliar no fornecimento de peso sobre a broca, em substituição a alguns comandos.

Sua utilização proporciona as seguintes vantagens: diminui a quebra de tubos nas zonas de transição entre comandos e tubos de perfuração; aumenta a eficiência e a capacidade de sondas de pequeno porte pela sua maior facilidade de manuseio do que os comandos; nos poços direcionais diminui o torque e o arraste (drag) em vista de sua menor área de contato com as paredes do poço; e reduz tempo de manobra.

Os principais acessórios da coluna de perfuração são: substitutos, estabilizadores, escareadores, alargadores e amortecedores de vibração.

Os substitutos (*subs*), tubos que apresentam funções variáveis, são classificados de acordo com suas características. Os principais são: Sub de içamento, sub de broca, sub de cruzamento e sub de salvação.

Estabilizadores são instrumentos colocados no *BHA* com a finalidade de manter ou construir inclinação. São elementos que dão maior rigidez à coluna, e por

terem diâmetro igual ao da broca, auxiliam a manter o diâmetro ou calibre do poço. Os estabilizadores trabalham sendo o ponto de contato com a parede do poço quando a tubulação flexiona enquanto peso é aplicado sobre a broca. Assim eles permitem um maior controle da trajetória do poço.

Os escareadores assemelham-se em termos de função aos estabilizadores, mas utilizam roletes nas lâminas por serem utilizadas em rochas duras e abrasivas.

Já os alargadores são ferramentas que visam aumentar o diâmetro de um trecho do poço previamente perfurado.

Os amortecedores de vibração absorvem as vibrações verticais da coluna de perfuração que a broca induz, principalmente quando se perfura rochas duras. (Plácido, 2006).

Além desses principais componentes da coluna de perfuração, existem alguns derivados desse e outros não mencionados.

Ainda parte da coluna de perfuração está o escopo e foco deste trabalho: as ferramentas *MWD* e *LWD*. É na coluna de perfuração onde estão localizadas as ferramentas capazes de avaliar a formação e medir certos parâmetros necessários para o controle da formação.

3.5 Principais Grandezas de Interesse

3.5.1 Rotação

Essa medição consiste na velocidade de rotação de toda a coluna de perfuração e é expressa em rotações por minuto. Este parâmetro se relaciona com a

resistência da formação durante a perfuração, e reage imediatamente há algumas importantes características de perfuração como: geologia, pressão, condições da broca, características da lama, etc.

3.5.2 Peso sobre a Broca

É a quantidade de peso imprimido sobre a broca no fundo do poço para perfurar. Esse peso é gerado principalmente pelos comandos de perfuração localizados acima da broca, além das ferramentas direcionais e ferramentas de *MWD* e *LWD*.

3.5.3 Ciclos da Bomba

É a frequência ou taxa cujos pistões da bomba golpeiam o fluido de perfuração (*strokes per minute*). Essa medição é útil a fim de determinar a quantidade bombeada para dentro do poço. Tendo a quantidade de fluido ejetada por cada ciclo da bomba, a quantidade de SPM e a eficiência da bomba se obtêm o volume de fluido injetado no poço, ou seja, se torna conhecido a vazão do fluido.

3.5.4 Pressão de Bombeamento

É a pressão do fluido de perfuração e é expresso em unidade de força sobre área (psi). Pressão de Bombeamento é monitorada, pois é muito importante para a eficiência da perfuração e para o ponto de vista de segurança e controle do poço.

3.5.5 Torque

Torque é o conjugado necessário para girar o tubo de perfuração. O torque requerido depende da geologia, das condições do poço, do tipo de broca, das condições da broca, etc.

3.5.6 Taxa de Penetração

A taxa de penetração (*Rate of Penetration – ROP*) é o valor que expressa a velocidade cuja broca perfura. Usualmente é expressa em pés ou metros por hora.

ROP pode mostrar se a broca está desgastada ou deteriorada, no caso de estar sendo aplicado o correto torque, rpm e *WOB*. Também pode mostrar se a formação é muito dura a ser perfurada pelo determinado tipo de broca e pode revelar quando tal broca selecionada não é adequada para o trabalho. O *ROP* é afetado principalmente pelo peso sobre a broca – *WOB*, torque, rpm, geologia, tipo de broca e circulação e propriedades do fluido de perfuração.

3.6 Atenuação da Onda

A onda gerada no fundo do poço sofre uma atenuação devido a alguns fatores. Isso acarreta um sinal fraco e muitas vezes até uma perda de sinal, pois com o sinal fraco demais o receptor na superfície não é capaz de decodificá-lo perdendo assim a comunicação.

A velocidade e atenuação dos pulsos de lama ou ondas têm sido estudadas teoricamente e experimentalmente. A velocidade depende do peso da lama,

compressibilidade da lama, das características dos tubos, e varia de cerca de 5000 ft/s (5500 km/h) para uma lama leve a base de água para cerca de 4000 ft/s (4400 km/h) para uma lama pesada a base de água. Numa lama a base de óleo a velocidade irá variar de cerca de 4000 ft/s (4400 km/h) para uma lama leve a cerca de 3300 ft/s (3600 km/h) para uma lama pesada

A primeira e mais comum causa da perda de intensidade do sinal é a profundidade. Pois quanto mais profundo maior é o caminho que o sinal necessita percorrer até alcançar o transdutor na superfície. Ou seja, ao percorrer alguns milhares de pés ou metros a onda perde intensidade e, portanto, amplitude.

Outro fator importantíssimo é a condição do fluido no qual o sinal está percorrendo seu caminho. A viscosidade da lama, materiais adicionados, tipo de lama e etc., influenciam diretamente do que corresponde à dificuldade do sinal se manter forte. Outro grande agente atenuante do sinal é a presença de gases dissolvidos no fluido de perfuração.

O diâmetro interno do tubo por onde o fluido é bombeado e o sinal percorre também influencia diretamente. Quanto maior o diâmetro interno do tubo maior será a dissipação da onda e, portanto, menor será a intensidade do sinal.

3.7 Amplitude do Sinal

A intensidade do sinal gerado no fundo do poço depende diretamente de quão brusco é o fechamento da válvula ou do espaço (*gap*) entre o rotor e estator causando um maior diferencial de pressão.

Portanto, quanto menor for o *gap* maior será a amplitude da onda gerada.

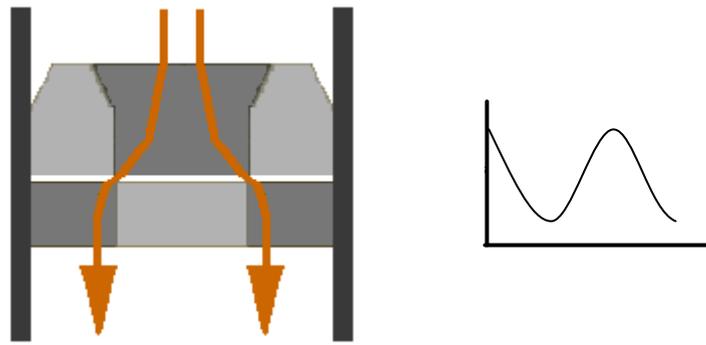


Figura 3.5 – Gap pequeno com uma grande amplitude na onda gerada

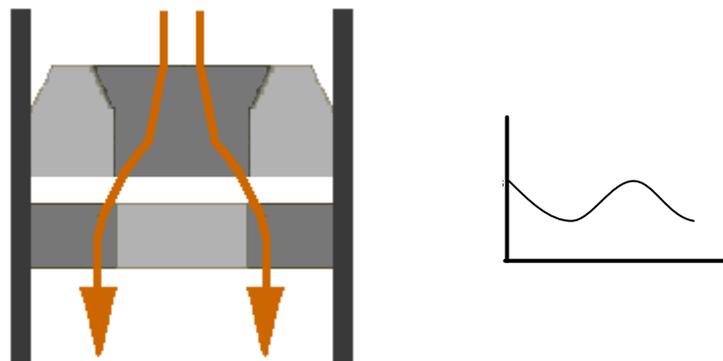


Figura 3.6 – Gap grande com uma pequena amplitude na onda gerada

Entretanto, existem alguns fatores que influenciam e determinam o tamanho do *gap*. Quanto menor for o *gap* maior a exposição à erosão e maior a probabilidade de emperrar e danificar.

Assim alguns dos fatores que determinam o tamanho do *gap* são:

- Vazão do fluido de perfuração
- Quantidade de aditivos adicionados no fluido
- Tipo do Fluido
- Profundidade

- Diâmetro interno do tubo

3.8 Ecos

Ecos são causados pela reflexão da onda. Essas reflexões ocorrem quando a onda encontra uma mudança brusca na troca de seção da tubulação, restrições ou atingem bolhas de ar.

A telemetria através da onda de pressão encontra acústicas reflexões à medida que ela propaga no interior da tubulação. Em cada refletor, parte da onda é transmitida e parte é refletida. Essas ondas refletidas ou ecos interferem na onda principal de maneira construtiva ou destrutiva. Assim ambos, reflexões e ecos podem ser construtivos ou destrutivos. E podem até causar um ponto nulo devido a uma grande atenuação.

A figura 3.7 exemplifica a presença de ecos no pulso. Observa-se que os ecos apresentam forma semelhante aos do pulso o que pode acarretar incorretas interpretações. Aqui é apresentada uma modulação por tempo entre pulsos.



Figura 3.7 – Presença de Ecos (destaque em vermelho)

Uma maneira de prevenir grandes danos devido a reflexões e ecos é evitar grandes mudanças de diâmetros internos na tubulação. E em caso de se obter tais

danos uma solução é a alterar a frequência de operação, que certamente acarreta uma mudança na atuação das reflexões e ecos.

3.9 Ruídos

Ruído em telemetria é toda energia indesejada que se localiza na mesma faixa de frequência que a ferramenta está atuando. Como em qualquer sistema, ruído pode corromper a recepção ou resultado final. Ruídos podem causar erros nos dados que estão sendo decodificados.

Existem diferentes fontes de ruídos no processo de perfuração provenientes de vários equipamentos, entretanto, basicamente existem três fontes de ruídos: a bomba do fluido, ruídos de fundo de poço e ruídos elétricos.

3.9.1 Ruídos da Bomba

Como já mencionado a bomba é a principal geradora de ruídos em telemetria e conseqüentemente a principal vilã dos problemas que acontecem durante o processo de transmissão de dados.

A bomba acarreta o problema dos harmônicos fundamentais e dos harmônicos dominantes já tratados no item 3.1. Mas como solução é só fazer com que a faixa de frequência de operação de um se difere da outra. Ou seja, mudar a faixa de operação da ferramenta ou mudar os *strokes* da bomba quando possível.

Assim, tem-se um importante componente que ajuda a minimização dos ruídos provenientes da bomba, que é o Amortecedor de Pulsação.

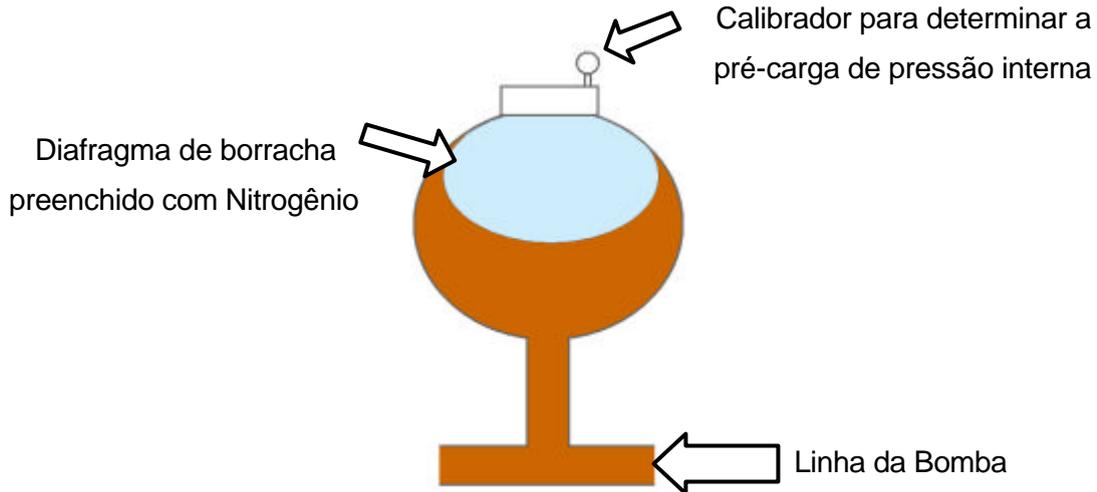


Figura 3.8 – Esquema básico do Amortecedor de Pulsação

Como mostrado no esquema anterior, na saída da bomba há um conjunto basicamente formado por um diafragma de borracha contendo gás nitrogênio. Esse gás é pressurizado a tal pressão capaz de suavizar a oscilação oriunda da bomba. Assim a ação dos strokes da bomba é amortecida.

Vale salientar aqui que sua função não se limita a eliminação de ruídos para o sistema de telemetria por pulsos na lama. Sua função vai além, pois todo o sistema de circulação é beneficiado com o amortecimento dos ciclos na lama. Quando em ação suaviza todo sistema, aumentando a durabilidade de todos componentes, além da estabilidade do processo de perfuração.

Amortecedor de Pulsação localizado
na linha de recalque da bomba



Figura 3.9 – Localização do Amortecedor de Pulsação

3.9.2 Ruídos do Fundo do Poço

Basicamente têm-se os ruídos provenientes da broca e do motor de fundo. Para ambos tem-se que seus ruídos são gerados devido à ação rotacional. A broca em uma determinada rotação em atrito com a formação e o motor em rotação pela ação do fluxo de lama através do mesmo.

Usualmente a frequência gerada por tais ruídos é baixa. Portanto, além de fácil identificação pode-se optar por operar a ferramenta numa maior frequência.

Sabendo da influência do peso sobre a broca e da rotação de ambos, motor e broca, pois são os parâmetros onde se deve alterar para conseguir melhorar o sinal que esteja sofrendo com tais ruídos.

Outro ruído acarretado no fundo do poço é quando o motor estola ou enguiça. Porém, quando isso ocorre é muito danificador para o motor além de produzir uma

perfuração ineficiente. Portanto, o perfurador deve manter o motor sobre boas condições afim de que não ocorra tal fenômeno.

3.9.3 Ruídos Elétricos

Ruídos elétricos atingem uma ampla faixa de frequência. E as principais situações e fontes geradoras de ruídos elétricos são:

- Conexões elétricas frouxas
- Umidade nas conexões
- Isolamento dos cabos gastos
- Aterramento impróprio ou cabos de aterramento quebrados
- Cabos dos sensores muito próximos aos cabos de energia
- Acoplamento de sinais elétricos de outro equipamento elétrico
- Transdutor de pressão defeituoso

Portanto, para reduzir as chances de se ter ruídos dessa natureza, é essencial manter os cabos em boa situação checando sempre seu estado e certificar de uma conexão limpa e correta. Também é importante passar os cabos longe de cabos de energia e verificar que o sistema de aterramento está correto.

4 Análise da Qualidade da Informação e Detecção de Erros

Basicamente tem-se então uma estrutura formada pelo transmissor, pelo canal acrescido de ruído e pelo receptor. Contudo, diante de tanta interferência no canal pelos diversos fatores já mencionados, como garantir a qualidade dos dados obtidos?

A transferência da informação é assegurada pelo canal de transmissão sem garantia de poder ser integralmente recuperada no destino, uma vez que outras fontes exteriores de ruído, sempre presente nos processos de comunicação, podem causar perturbações aleatórias que conduzem à perda ou à degradação esporádica da informação.

Assim ante o cenário turbulento que esses dados transitam faz-se necessário possuir um controle seguro. Tal controle tem a incumbência de garantir que os mesmos dados enviados do fundo do poço cheguem à superfície com confiabilidade e credibilidade para que se possam tomar decisões baseadas em tais dados.

A melhor e mais rápida maneira de se detectar uma possível desqualificação nos dados transmitidos é a análise da dinâmica e da coerência desses dados.

Aqui não se entra no mérito de problemas nas ferramentas ou nos sensores propriamente ditos, o foco é avaliar a transmissão de dados. Ou seja, admite-se aqui que os dados foram colhidos de maneira correta e que não há distorção alguma quanto aos seus valores.

Também não é foco os problemas de conversão tanto na ferramenta como nos computadores. Como já mencionado, a ferramenta no fundo do poço transforma informações ou dados medidos em bits 0's e 1's que são transmitidos através

dofluido. E então na superfície sensores, avaliando mudanças na onda gerada no fluido, decodificam esses 0's e 1's.

Assim nosso esforço não será em determinar se a ferramenta deveria gerar o código 0 ou não, por exemplo, mas será se o mesmo código de bit gerado e transmitido foi o recebido.

Portanto, nosso total enfoque será na confiabilidade do bit, na relação sinal – ruído e artifícios usados para que o sinal seja recebido de maneira mais limpa e com o mínimo de interferência possível.

4.1 Confiabilidade do Bit

É a medida final que revela uma idéia se o bit é confiável ou não. Geralmente o usuário do sistema de transmissão estabelece uma taxa de erro máxima aceitável. Essa taxa de erro aceitável depende da informação que tramita pelo canal. A título de comparação, a taxa máxima de erro permitida para transmissão de voz através de uma telefonia celular é muito maior do que a taxa exigida para a transmissão de dados, por exemplo. Porque, na pior das hipóteses, mesmo sob uma taxa de erros e conseqüente distorção, o ouvido humano é capaz de compreender o significado das frases pelo contexto da conversa, o que já não ocorre quando duas ferramentas trocam dados.

A confiabilidade do bit pode ser determinada como função da distância Euclidiana. Ou seja, da distância entre o sinal recebido relacionado com a constelação do sinal. Existem várias formas de medir a distância entre os objetos, porém, a mais utilizada é a distância Euclidiana. Basicamente é a raiz quadrada da soma dos quadrados das diferenças de valores para cada variável.

4.2 Relação Sinal - Ruído

É a relação entre a potência do sinal e a potência do ruído dentro da faixa de comunicação ou de operação. Essa relação sinal x ruído (Signal to Noise Rate – SNR) é expresso em decibel (dB). O decibel é uma unidade de medida relativa geralmente usada em sistemas de comunicações fornecendo uma referência para níveis de entrada e de saída.

O termo decibel ou dB é uma unidade de medida relativa usada freqüentemente em comunicações eletrônicas para descrever o ganho ou a perda de potência. Os decibéis são usados para especificar valores medidos e calculados em sistemas de áudio, cálculos de ganho de sistema de microonda, ganho de potência da antena e em muitas outras medidas de sistemas de comunicação. Em cada caso o valor do dB é calculado com respeito a um padrão ou a uma referência especificada.

Como o espectro de freqüências de áudio é relativamente largo e complexo, existe sempre uma perda de potência associada a essa transmissão. Para medir essa perda, os engenheiros de telefonia criaram, no começo do século, uma unidade de medida que correspondia à perda logarítmica em um cabo telefônico padrão, de uma milha de comprimento. Essa medida foi chamada de bel, em homenagem a Graham Bell, o inventor do telefone.

O valor do dB é calculado tomando a função logarítmica da relação de potência medida ou calculada (P_2) com respeito a uma potência de referência (P_1). Este resultado é multiplicado então por 10 para se obter o valor em db.

A equação (3), mostra o cálculo do valor de dB de duas relações:

$$dB = 10 \times \log_{10} \frac{P_2}{P_1} \quad (3)$$

Quanto maior o *SNR* maior é a qualidade do sinal. É o melhor índice para se medir a qualidade de decodificação do sinal.

A figura 4.1 apresenta uma relação da relação sinal x ruído com a taxa de erro do bit. As cores vermelho, amarelo e verde indicam respectivamente a relação como ruim, atenção e boa. Assim quanto maior o *SNR* melhor a qualidade da telemetria aplicada. (MWD Telemetry, 2001).

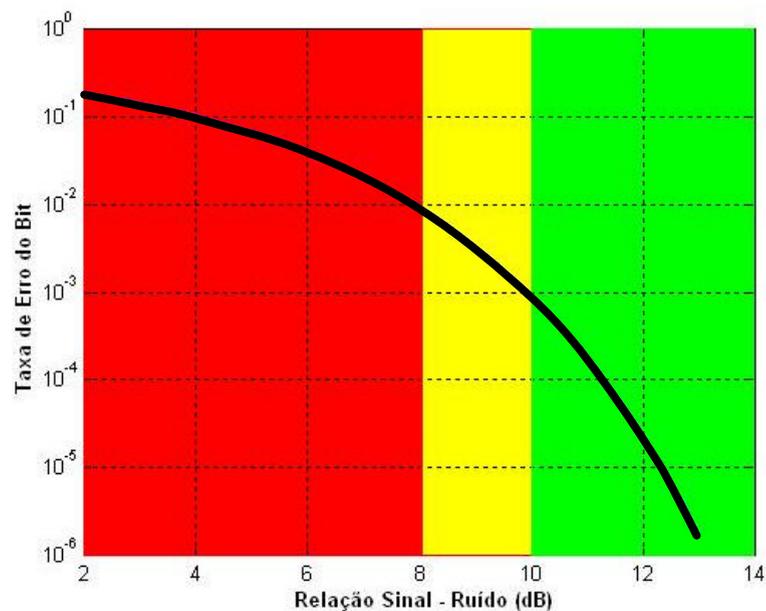


Figura 4.1 – Relação SNR com Taxa de Erro

A uma mesma taxa de fluxo de fluido a força do sinal gerado no fundo do poço é aproximadamente constante, portanto o que altera o *SNR* é a quantidade de ruído.

Para uma taxa de bit maior é a faixa de operação e, portanto maior a quantidade de ruídos indesejados influenciando a transmissão. Basicamente, quando se dobra a taxa de bit o *SNR* reduz 3dB.

Por exemplo, usando *QPSK – Quadrature Phase Shift Keying* ao invés de *BPSK – Binary Phase Shift Keying*, está usando o dobro de número de fases na onda e a distância permitida entre as fases está dividida. Logo, numa mesma condição essa troca acarreta uma redução de 3dB no SNR.

4.3 Equalização

De maneira periódica, é mandado um sinal de sincronismo pela ferramenta no fundo do poço. Essa seqüência é conhecida pelo receptor, que compara o sinal recebido repleto de influências e distorções com o sinal limpo já conhecido.

Assim o equalizador procura inserir coeficientes a fim de aproximar o sinal com distorções ao sinal perfeito. Esse processo é capaz de compensar o efeito dos ecos e também o de ruídos em pequena quantidade, como pequenos ruídos provenientes da bomba.

Os equalizadores estão sendo atualizados constantemente para perceber mudanças no sinal recebido.

4.4 Filtros

Os filtros são dispositivos que tem por finalidade eliminar sinais de uma determinada frequência ou de uma faixa de frequências acima ou abaixo de um valor limite. Está diretamente ligada ao termo seletividade. O que se quer é selecionar ao máximo possível o que interessa e eliminar ruídos e fontes indesejadas que estejam causando distorções ao sinal.

Filtros Passa-faixa (*Bandpass Filter*) são aqueles que só permitem a passagem de sinais de frequências compreendidas entre dois valores estabelecidos. Atua eliminando todas as frequências em que não se está atuando.

Filtros de corte (*Notch Filter*) são aqueles que eliminam uma determinada frequência. Essa frequência eliminada está dentro da faixa de operação, porém se um ruído é concentrado dessa determinada frequência à eliminação dela pode até acarretar uma pequena atenuação do sinal, entretanto, sua eliminação conserva o sinal confiável o bastante.

4.5 Códigos de Detecção e Correção de Erros

A transmissão de informação através de sistemas de comunicação pressupõe a passagem de sinais através dos meios físicos de comunicação, assim como o fluido de perfuração. Nesse contexto, o sinal pode sofrer atenuações e modificações, ou ainda, diversos fenômenos podem motivar a ocorrência de erros, tais como: ruídos elétricos ou mecânicos, falhas de sincronização entre transmissor e receptor, indução devido à proximidade da linha de dados a fios de alta tensão, defeitos em componentes eletrônicos envolvidos na transmissão/recepção e etc.

Na impossibilidade de eliminar totalmente esses fenômenos, sistemas de comunicação devem ser projetados de forma a permitir a recuperação da informação perdida ou defeituosa. O primeiro passo para qualquer esquema de tratamento de erros é a sua detecção. Reconhecer que um conjunto de bit's foi recebido com erro irá permitir que se tome providências necessárias. Essas tais poderão variar de acordo com as necessidades das aplicações e com as características dos dados transmitidos.

Quando um erro é detectado, existem duas estratégias básicas a se adotar. Numa o receptor pode tentar corrigir o erro. Em cada bloco de dados enviado, são incluídas informações redundantes suficientes para que o receptor possa deduzir qual a informação correta transmitida. Técnica conhecida como Código de Correção de Erros. Na outra, o receptor simplesmente pede a retransmissão dos dados. Ou seja, são incluídas informações suficientes para o receptor deduzir que houve um erro, mas sem identificar qual, e solicitar uma nova transmissão. O processo de transmissão de dados durante a perfuração é muito dinâmico, o que torna mais urgente à transmissão do novo dado adquirido que retransmitir o dado anterior. Portanto, no caso de não haver a possibilidade de corrigir o dado, o mesmo será excluído.

Esquemáticamente tem-se:

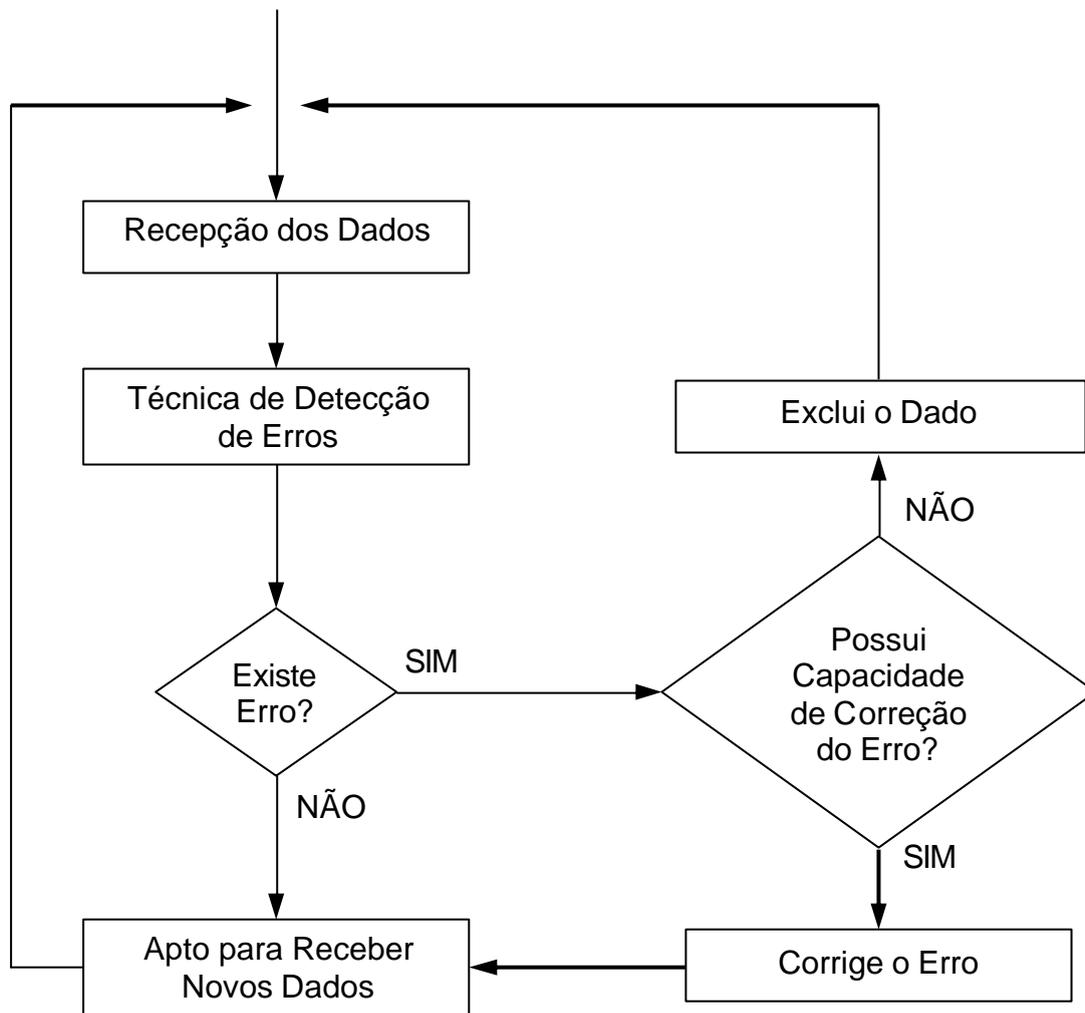


Figura 4.2 – Fluxograma de Recepção de Dados

A grande maioria dos métodos de detecção de erros é baseada na inserção de bits extras na informação transmitida. Esses bits consistem em informação redundante, isto é, que pode ser obtida através da informação original. São computados pelo transmissor através de algum algoritmo que tem como entrada os bits originais a serem transmitidos. Após computar esses bits, o transmissor os acrescenta aos bits de informação propriamente dita, para então prosseguir com a

transmissão. Quando o conjunto de bit's é recebido, o receptor, conhecendo o algoritmo utilizado pelo transmissor, pode recomputar os bits de redundância e compará-los com os respectivos bits recebidos. Se eles forem diferentes, detectou-se a presença de um erro.

Às vezes, os códigos de detecção de erros são usados para a transmissão de dados em um canal simplex e não é possível solicitar retransmissões. No entanto, é preferível que a detecção do erro seja seguida de uma retransmissão. Assim, a forma mais comum de garantir uma comunicação confiável é dar ao transmissor algum tipo de aviso sobre o que aconteceu com os dados.

Normalmente, o protocolo pede que o receptor transmita bit's de controles especiais com confirmações positivas ou negativas sobre os dados recebidos. Uma resposta positiva indica que o dado foi recebido corretamente, uma resposta negativa aponta que algo saiu errado e que o dado deve ser retransmitido.

Vários algoritmos para a geração de bits de redundância já foram propostos e podem ser encontrados na literatura. (Lee; Messerschmidt, 1994; Proakis, 1995). Entretanto, nem todos são aplicáveis ao nosso caso de transmissão de dados através do fluido. Aqui são apresentados alguns algoritmos.

4.6 Ecoplexing

Neste método, o receptor devolve o caractere recebido ao transmissor. Ou seja, o receptor é capaz de transmitir o dado recebido e o transmissor é igualmente capaz de recebê-lo. O transmissor então compara o caractere recebido pelo receptor com o caractere que foi transmitido.

A principal desvantagem deste método é a baixa eficiência. E no caso de transmissão através da lama o receptor na superfície não é capaz de gerar pulsos de pressão no fluido. Portanto, o método Ecoplexing não é utilizado.

4.7 Paridade de Caractere

A Paridade é um dos métodos mais antigos, que somente é capaz de identificar alterações nos dados, sem condições de fazer qualquer tipo de correção. Essa verificação é um dos mecanismos mais simples para detecção de erros.

A cada caractere transmitido é acrescentado um bit de tal modo que o total de bits 1 seja par (“paridade par”) ou ímpar (“paridade ímpar”). O equipamento transmissor calcula o bit de paridade para cada caractere transmitido. A operação de verificação é bem simples, se o número de bits "1" de cada byte for par, o bit de paridade assume um valor "1" e caso se for ímpar, assume um valor "0". O receptor calcula um novo bit de paridade em cima dos bits recebidos e compara este bit com aquele enviado pelo transmissor. Se forem iguais, a transmissão é considerada correta, caso contrário, foi detectado um erro na transmissão.

A verificação da paridade de cada caractere é também conhecida por *VRC* (“*Vertical Redundancy Check*”). Há também o *LRC* (“*Longitudinal Redundancy Check*”) que realiza a mesma operação longitudinalmente para os caracteres transmitidos num bloco de informação. No final do bloco é acrescentado um caractere de paridade. Cada bit desse caractere está associado aos mesmos bits dos caracteres transmitidos

Este método não é 100% eficaz, pois é capaz de detectar a alteração de um único bit, caso dois bits retornem alterados o circuito de paridade não nota alteração nos dados. Devido a esta situação esse método é ineficiente quando existem picos

de ruídos, que freqüentemente induzem erros em vários bits consecutivos. Porém, felizmente a possibilidade da alteração de dois ou mais bits ao mesmo tempo é remota numa situação normal de operação.

4.8 Paridade Combinada

A paridade vertical (VRC – *Vertical Redundancy Check*) consiste em acrescentar um bit de paridade para cada caractere transmitido. Enquanto que a paridade longitudinal (LRC – *Longitudinal Redundancy Check*) consiste em acrescentar um bit de paridade para cada nível de bit dentro do byte de um bloco, inclusive para o bit de paridade vertical. À utilização desses dois métodos (VRC + LRC) em conjunto, dá-se o nome de Paridade Combinada.

Nesse esquema, tem-se então, além da paridade de caractere, uma paridade para o bloco de caracteres, permitindo-se a detecção e recuperação de um erro por caractere, a detecção de dois erros por caractere, e havendo falha de detecção no caso de erros quádruplos.

4.9 Código BCC

A paridade combinada possibilita a formação do bloco de checagem do caractere (*BCC – Block Check Character*), obtido de todos os bits formados pelo VRC e LRC. Quando a mensagem chegar ao destino, o equipamento receptor calcula um novo BCC a partir dos bits recebidos e compara-o com o BCC recebido ao final da mensagem (que foi calculado pelo equipamento transmissor).

Ocorrendo igualdade entre esses BCCs, a mensagem recebida será considerada correta, sendo aceita e processada. Caso contrário, a mensagem será considerada incorreta.

4.10 Código de Hamming

O Código de Hamming baseia-se na distância de hamming (HD), introduzida em 1950 por Richard Hamming, que conta o número de bits diferentes entre duas palavras de mesmo tamanho.

O código de Hamming consiste basicamente na introdução de vários bits de paridade em redundância que, através de um processo de exclusão combinatória, possibilitam identificar a falha e em alguns casos corrigir o bit errado.

4.11 CheckSum

Outro método de conferir adicionando Bits, ou seja, de redundância, pelo transmissor com a finalidade de detectar erros é o CheckSum.

Basicamente para um bloco de bits o transmissor gera um bit extra, o CheckSum. O receptor faz a mesma conta e verifica se o CheckSum é o mesmo adicionado pelo transmissor.

5 Análise da Consistência dos Dados Obtidos

O intuito deste capítulo é buscar esclarecer pontos a serem analisados numa avaliação da qualidade dos dados obtidos durante a perfuração.

Para formalizar e melhorar o controle de qualidade dos dados transmitidos, uma metodologia está sendo proposta com esta finalidade. Baseado em similaridades de controles, e inserindo outras ferramentas de análise, foram elaborados critérios com o objetivo de avaliar a qualidade dos dados transmitidos. Sendo que quando na conclusão do dado ruim ele poderá ser corrigido, ou então, não utilizado na tomada de decisão.

Além das informações essenciais para a perfuração já mencionada, as medições tanto em tempo real como as processadas posteriormente, geram o perfil. Porém alguns fatores do processo de perfuração ou da própria formação causam alterações nas medições e, portanto, nos perfis. Assim, o que se conclui é que tais dados não são ruins nem imprecisos.

A maioria dessas alterações ocorre devido ao modo com que a ferramenta realiza a medição. Para entender tais alterações, faz-se uso de uma explicação simples da teoria da medição, mas não é o escopo aqui entrar em detalhes técnicos. Nosso foco aqui é entender o comportamento dos perfis.

Diferentes comportamentos e variações podem ser observados, aqui são apresentado os mais relevantes, porém não com o intuito de discorrer sobre todos nem esgotar o assunto.

5.1 Invasão

É o nome que é dado a invasão do fluido de perfuração na formação. A contaminação ocorre pela permeabilidade da formação, permitindo que o fluido penetre na formação. Esse fenômeno afeta diversas medições realizadas pelos sensores, pois a formação está agora contaminada pelo fluido. A alteração dependerá do tipo de fluido, basicamente fluido a base de água ou óleo.

Durante a perfuração do poço a pressão hidrostática da coluna do fluido usualmente é maior que a pressão dos poros da formação perfurada. Isso previne o poço de fluir ou em caso extremo de ocorrer o *blow out*

Contudo, como resultado dessa diferença de pressão, porção do fluido de perfuração, conhecida como filtrado de lama (*mud filtrate*), é capaz de fluir para dentro de formações permeáveis.

A invasão do fluido altera as características da formação ao redor do poço. Essa formação sofre alteração devido a efeitos mecânicos de perfuração e é invadida pelo filtrado de lama que é injetada dentro do poço durante a perfuração.

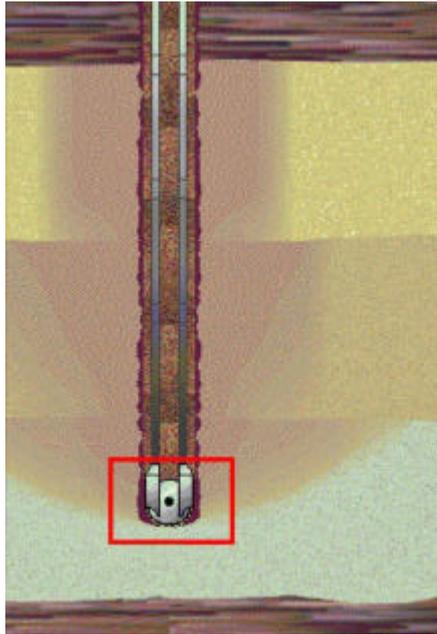


Figura 5.1 – Invasão do Fluido de Perfuração

Permeabilidade é a medida de quão fácil o fluido pode fluir dentro da formação. Para se ter permeabilidade, a rocha deve conter alguns poros interconectados, capilares ou fraturas. Assim há uma relação entre porosidade e permeabilidade que geralmente porosidade resulta numa maior permeabilidade. Contudo isso não é uma regra absoluta uma vez que se pode ter grande quantidade de poros sem conectividade e vice-versa.

A extensão ou profundidade da invasão depende de vários fatores como: tipo do fluido, suas características e capacidade de perda de água, porosidade e permeabilidade da formação, tempo de exposição, gravidade e etc.

E ainda devido às partículas sólidas da lama serem depositadas na parede do poço, formar uma camada de sedimentação conhecida como reboco (*mudcake*).

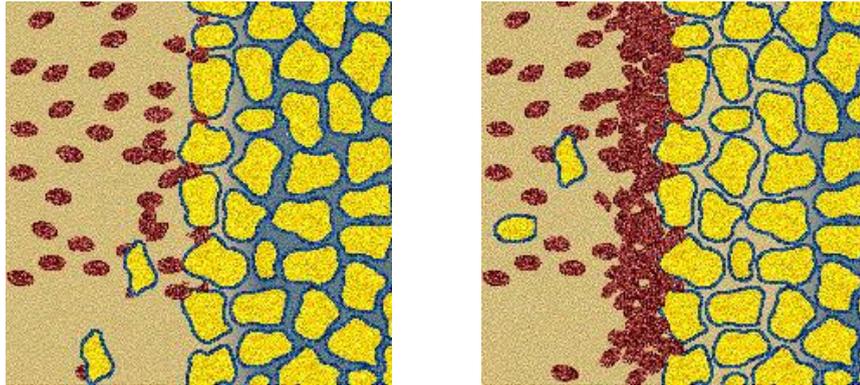


Figura 5.2 – Formação da obstrução

O reboco geralmente possui uma permeabilidade muito baixa e uma vez desenvolvida é o que controla a taxa de invasão.

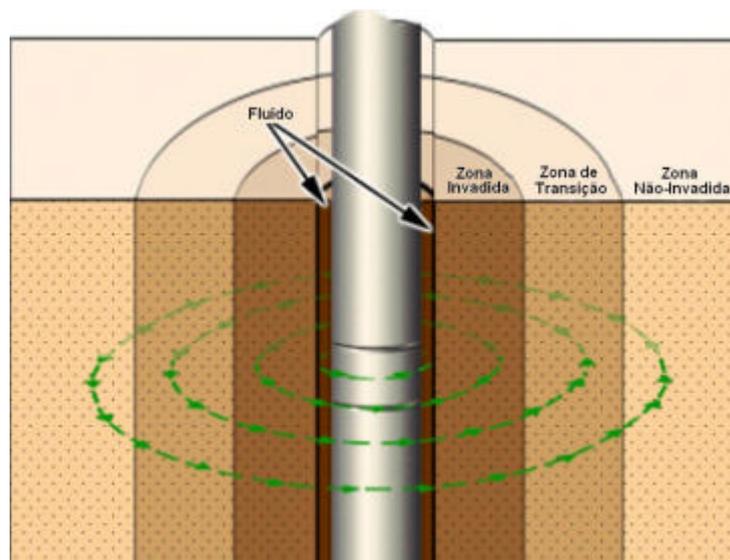


Figura 5.3 – Delineamento das zonas invadidas

De maneira particular, o efeito da invasão é facilmente notado na curva de resistividade. (Serra, 1984). Tem-se que muito próximo do ponto de medição está se

medindo praticamente só fluido de perfuração, num segundo momento tem-se uma zona de transição onde se tem fluido e formação e num ponto mais distante tem-se a zona não invadida. O fluido a base de água possui baixa resistividade, pois a água é condutora de eletricidade. Já o fluido a base de óleo possui uma resistividade mais elevada.

Levando em considerações esses fatores, ou seja, resistividade do fluido de perfuração, resistividade da formação e distância da medição realizada, conhecida como profundidade de investigação, resulta no valor adquirido. Comumente se realiza medição de resistividade a diferentes profundidades na formação, o que acarreta em valores diferentes, ocasionando o distanciamento entre curvas de resistividade.

5.2 Picos de Polarização

A maioria das ferramentas calcula resistividade baseada na propagação de ondas eletromagnéticas, tipicamente operando em altas frequências, entre centenas de kHz ou alguns MHz. Elas utilizam a perda de energia eletromagnética no meio para correlacionar e determinar propriedades elétricas da formação.

Os sensores, usualmente dois receptores, obtêm a mudança de fase e atenuação da energia eletromagnética e converte em resistividade e propriedade.

Mudança de fase é a diferença angular de fase entre os sinais. E atenuação é uma quantidade física, ou seja, é o decréscimo do sinal.

Existe um fenômeno que quando o sensor encontra diferentes resistividades no lado superior e inferior da ferramenta, ou seja, ocorre quando um poço está inclinado em relação às fronteiras da formação, e então, ao atravessar tais fronteiras

de duas formações com alta diferença de resistividade, picos de intensidade na medição de resistividade são obtidos.

Esse efeito é causado pela polarização da camada e é conhecido como pico de polariação (*Polarization Horn*). A figura 5.4 mostra a representação gráfica num perfil:

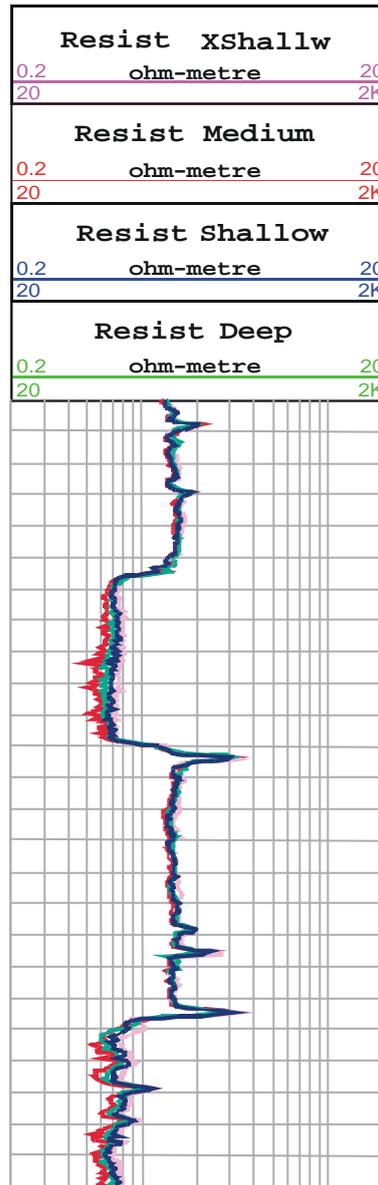


Figura 5.4 – Picos Polarização

Basicamente, quando o sinal de resistividade atravessa a fronteira entre as duas diferentes medidas, uma tensão é induzida na fronteira que age como um transmissor secundário. Acredita-se que isso resulta numa descontinuidade do campo elétrico entre as formações adjacentes. Acarretando assim, um crescimento agudo e intenso na medição da resistividade até que a ferramenta atravesse a fronteira.

Assim, essa ocorrência não é uma medição de resistividade da formação. Ela é causada por questões físicas da operação da ferramenta. Picos são observados tanto na medição realizada pela mudança de fase como na atenuação.

Na prática, polarization horn pode ser usado para detectar a aproximação de fronteiras e, com um refinamento, pode até ser utilizado no auxílio na perfuração direcional.

5.3 Efeito Dielétrico

Permissividade Dielétrica é medida da habilidade ou capacidade do material guardar energia elétrica ou de ser eletricamente polarizado quando submetido a um campo elétrico. Ela é dependente da frequência. A chamada Constante Dielétrica é a taxa ou razão dessa observada permissividade da formação ou do material em relação ao vácuo.

Quando a atual permissividade dielétrica da formação difere do valor assumido, sistemáticas mudanças são observadas na resistividade medida, dando ao Efeito Dielétrico. Esse efeito é maior quando resistividades são aferidas num campo elétrico de alta frequência, em grandeza de MHz.

Algumas ferramentas calculam, por exemplo, a resistividade dielétrica e a aparente permissividade dielétrica a certas frequências com o objetivo de eliminar esse erro. Esses cálculos permitem uma resistividade mais precisa em certos casos e podem gerar informações físicas e químicas da formação.

Quando o efeito ocorre, geralmente a medida de atenuação obtém um valor mais alto que o verdadeiro e a medida através da mudança de fase obtém um valor mais baixo que o real.

5.4 Anisotropia

Anisotropia é a propriedade da rocha que gera diferentes resultados de medição dependendo do eixo em que a medida é realizada. Em termos de medidas petrofísicas, a relação de eixos de medidas ao plano da camada da formação é freqüentemente relacionado à anisotropia.

Anisotropia existe quando as propriedades da formação ou material se diferem em cada direção considerada. Isso afeta a medida de resistividade, particularmente em poços direcionais com alta inclinação.

De maneira geral, as ferramentas medem resistividade de acordo com um plano perpendicular à ferramenta, ou ainda, à direção do poço perfurado.

Assim, quando num poço vertical, com camadas horizontais de formação, se obtém valores de medição em situação ideal de cada camada. Entretanto, em poços horizontais ou poços inclinados, a corrente induzida circula a direção do poço num plano vertical ou pelo menos inclinado, resultando em componentes vertical e horizontal da resistividade da formação.

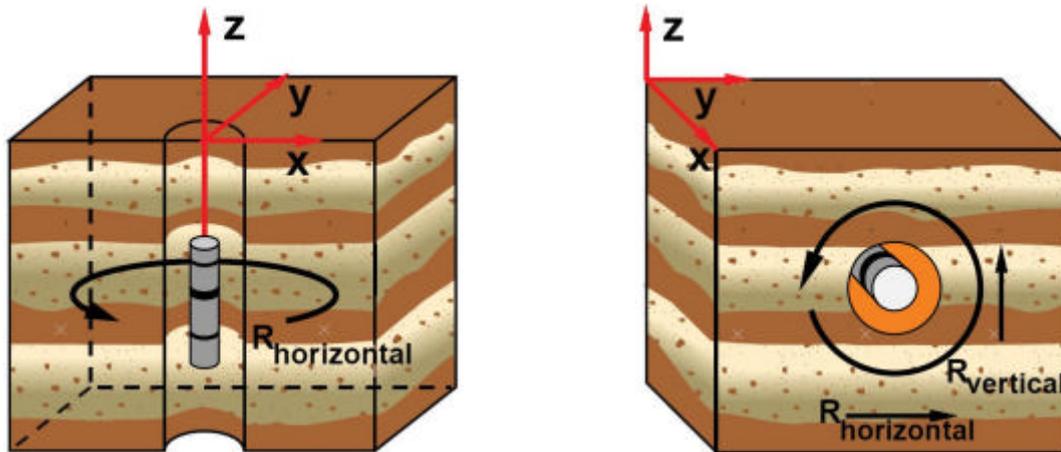


Figura 5.5 – Perfuração Vertical e Horizontal

Nessa última situação, a resposta da ferramenta é uma complexa função das resistividades horizontal e vertical. Isso porque ela é função de transmissor e receptor espaçamento e frequência de operação, bem como o comportamento desses fatores a diferentes ângulos perfurados.

Para ângulos relativos entre a inclinação da perfuração e da formação menores que 30 graus, todas medições de resistividade são próximas da medição da componente horizontal por cerca de 1 ohm.m. Entretanto, para ângulos relativos a partir de cerca de 50 graus, valores de resistividade medida pela mudança de fase se afasta da componente horizontal e cada vez mais aumenta a influência da componente vertical.

É notório que as curvas de medição com profundidade de investigação menor, ou seja, medidas próximas à ferramenta, são afetadas por diferentes ângulos pela anisotropia, resultando numa significativa separação das curvas.

No perfil a seguir apresentado é um perfil das resistividades medidas a partir da mudança de fase. As curvas se separam mais intensamente nas medidas mais profundas que as rasas.

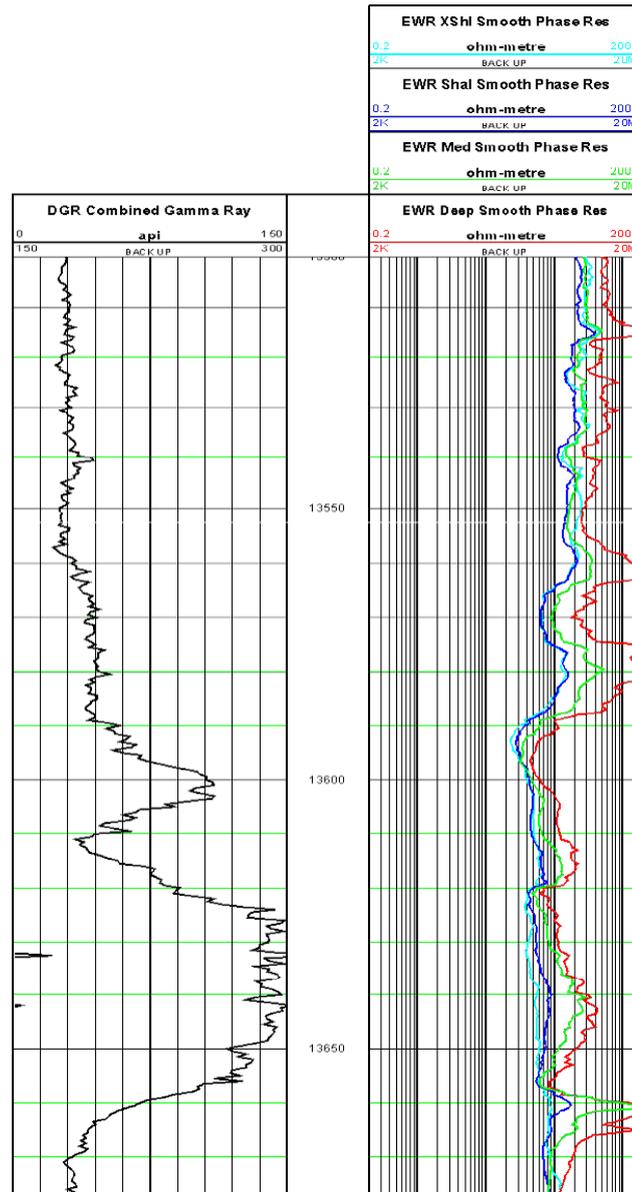


Figura 5.6 – Anisotropia

Assim, pode-se concluir que anisotropia ocorre quando o sensor se encontra numa inclinação relativa maior que 50° em formações que possuem diferentes resistividades nas direções do eixo horizontal e do eixo vertical.

5.5 Zorro

O efeito Zorro ocorre na curva de resistividade quando as duas antenas receptoras se encontram em duas diferentes camadas de formação com uma grande diferença de resistividade entre elas.

Isso pode acontecer ao se perfurar camadas muito finas, ou seja, menor que cerca de 6 polegadas ou 15 centímetros. Ou ainda, o efeito pode ocorrer ao atravessar uma ponta fina de formação entre camadas adjacentes.

Essa diferença em resistividade muda a medição realizada através da mudança de fase por um receptor em relação aos outros.

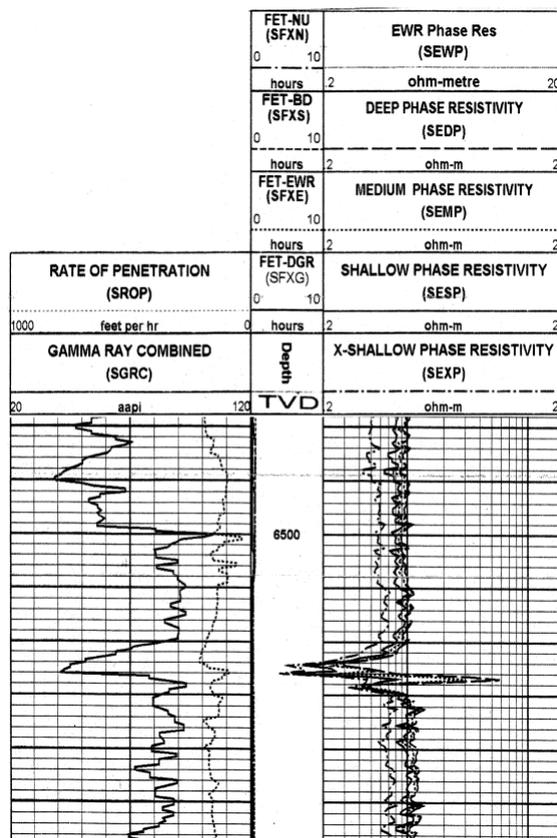


Figura 5.7 – Efeito Zorro

5.6 Condições do Meio

Diâmetro do poço, diâmetro da ferramenta, espessura do tubo da ferramenta, peso da lama, aditivos na lama, destruição da lama da parede da rocha, excentricidade, velocidade do perfil, vibrações, etc., são todas características que devem ser analisadas ao obter um dado.

O perfil responde a tais características, e, portanto, ao se analisar uma determinada curva deve se observar as demais variáveis em questão. Vale salientar e lembrar que o perfil está sendo realizado e construído enquanto o processo de perfuração está acontecendo. Assim, com diferentes graus de intensidade, toda característica do processo exerce influência no perfil.

5.7 Decodificação

A primeira análise ao se obter um dado antes de qualquer coisa, é a de se assegurar que a comunicação está ocorrendo de maneira segura entre o transmissor e receptor, ou seja, entre a ferramenta no fundo do poço e o transdutor na superfície.

Como já mencionado além da modulação ser necessária a decodificação também é imprescindível. Pois não está interessado apenas em obter pulsos claros ou sinais limpos, sem ruídos, o que se busca são dados.

Cada sistema utiliza uma técnica peculiar, mas a idéia é que os pulsos ou mesmo os bit's precisam ser transformados em valores úteis.

Comumente o erro de se obter bons sinais ou bons pulsos e não ser capaz de decodificá-los, é proveniente de erro no comando no fundo do poço ou erro no próprio gerador de pulsos. Como por exemplo, se numa cadeia de pulsos em seqüência o gerador perde ou deixa de enviar um único pulso perde-se o sincronismo. Ou seja, um pulso não reconhecido é o suficiente para que na superfície não se consiga decodificar.

Outra maneira de assegurar o sincronismo é verificar se a seqüência de dados a serem transmitidas, programadas na superfície, é a mesma que está sendo seguida quando em comunicação com a ferramenta no fundo do poço.

Portanto, antes de qualquer coisa o objetivo é obter e manter uma decodificação precisa e correta dos dados transmitidos.

Vale salientar aqui, que todos os aspectos discutidos nesse trabalho representam um importante papel nesse processo. O alvo é assegurar uma boa transmissão de dados. Para tanto uma boa configuração, ou tão boa quanto possível, de todo o sistema que de uma forma ou de outra influência no processo é indispensável.

5.8 Picos

Com a obtenção de dados, a próxima etapa é avaliar tais dados. O objetivo é eliminar dados que foram decodificados, mas que, porém, contém erros devidos a pulsos ou bits incorretos.

Neste critério verifica se o dado adquirido encontra-se dentro da faixa aceitável de valores. Fica evidente aqui a necessidade de uma analista para tomar a decisão quanto a suspeita dos dados.

Considerado um percentual de alteração na medida ou mesmo durante a mudança de região ou zona perfurada, portanto há a possibilidade de ocorrência de valores superiores ou inferiores aos historicamente registrados no perfil.

Uma vez que o dado foi sinalizado como suspeito, é imprescindível a confirmação que o dado não é preciso. Para uma análise eficaz, não se deve olhar para o dado isolado. É necessário avaliá-lo ou acompanhá-lo num contexto histórico e comparando às demais medições. Ainda, deve-se levar em consideração o processo de perfuração, que determina fatores operacionais importantes.

5.9 Dado Contínuo

Com o mesmo intuito de eliminar dados que foram decodificados, mas que contém erros devidos a pulsos ou bits incorretos, vale analisar dados que sempre apresentam o mesmo valor.

Comumente esse erro é proveniente de mau funcionamento dos sensores. Ou seja, o sensor entrega o mesmo valor a ser enviado ao gerador de pulsos, e, portanto, não se caracteriza erro do bit ou pulso. Contudo, de qualquer forma, o dado é incorreto e não deve ser levado em conta para a tomada de decisões.

Alguns sensores e ferramentas mandam códigos de erros quando do mau funcionamento, cabe então ao analista reconhecer e verificar tais códigos e corrigi-los quando possível.

6 Metodologia Utilizada para Melhoria da Qualidade dos Dados

Diante dos temas e análises apresentados nos Capítulos 3, 4 e 5 é que esse trabalho propõe um procedimento a ser seguido. A metodologia se dá em três passos:

Primeiramente depara-se diante dos fatores de influências apresentados no Capítulo 3. Ou seja, o primeiro passo é minimizar a interferência no sinal. Todo esforço nessa fase é proporcionar um cenário adequado para que a transmissão aconteça.

Vale ressaltar alguns pontos principais apresentados a serem conferidos como:

- Configuração do Amortecedor de Pulsação
- Eliminação de excessivas vibrações na linha de circulação
- Verificação de harmônicos
- Presença de aditivos no fluido
- Identificação dos ruídos
- Tratamento de ecos presentes no sinal
- Amplitude necessária do sinal
- E alteração de alguns parâmetros de perfuração, a fim de, se obter uma condição ótima

Toda análise realizada durante essa etapa tem como objetivo obter uma condição otimizada do ambiente como um todo. Ou seja, é proporcionar que as condições do meio seja a melhor possível para a realização da telemetria por pulsos na lama.

Com o meio aperfeiçoado o próximo passo é garantir que o dado enviado pela ferramenta de fundo de poço é o mesmo recebido. Ou seja, garantir que o bit enviado é o mesmo bit recebido.

Nesse âmbito a confiabilidade do bit e a relação sinal x ruído são indicadores mais utilizados na caracterização da qualidade da transmissão.

Para se obter uma melhor qualidade na transmissão, faz-se o uso de alguns artifícios como filtros e equalizadores.

Para se configurar os filtros de maneira adequada, são necessários alguns conhecimentos prévios. Primeiramente é necessário saber em que frequência a ferramenta está gerando o sinal. Posteriormente identificar os ruídos presentes e quais as faixas de frequências em que ocorrem. E então, filtrar as regiões indesejadas ou com maior contaminação do sinal.

A utilização de equalizadores se aplica principalmente quando ruídos distorcem o sinal. Assim através de coeficientes busca aproximar o sinal corrompido do sinal ideal. Isso pode ser obtido através da inserção de coeficientes e atrasos na onda.

Para a detecção e correção de erros há a presença dos bits de redundância que avaliam o conjunto de bits. Algumas vezes há a possibilidade de correção, e em outras apenas a identificação do erro e deste modo há o descarte do dado.

Nesse artifício de detecção e correção de erros, a execução independe do operador em campo, uma vez que esse processo é previamente estabelecido no processador ou gerenciador de dados, no fundo de poço.

Nesse ponto, já se tem um cenário propenso ao processo de transmissão e já se obteve um bit confiável. Cabe agora avaliar o dado decodificado e, assim, concluir quanto à qualidade do dado ou informação resultante.

Aqui se torna imprescindível assegurar que além da modulação se obtenha a decodificação, ou seja, além de ser capaz de identificar os pulsos e sinais é necessária a identificação ou interpretação desses pulsos.

Essa etapa consiste no operador analisar a informação obtida. A proposta aqui é concluir se o dado é razoável e acordado ou inesperado e sem sentido.

Como produto final se tem a produção do perfil, portanto, cabe a avaliação do comportamento das ferramentas diante alguns cenários e situações, como diante de:

- Invasão
- Picos de Polarização
- Anisotropia
- Efeito zorro
- Picos
- Falha nos sensores

Desta maneira, se faz uma análise diante das possíveis situações e comportamentos esperados para, então, se concluir quanto a qualidade do dado obtido.

Assim de forma concisa se cria um modelo de avaliação operação em campo.

Minimiza as interferências a valores pequenos, ou seja, se cria um ambiente propício ao processo de transmissão, ou seja, à realização da telemetria por pulsos no fluido.

Assegura a confiabilidade dos bits enviados. Garante o sincronismo entre as duas partes envolvidas na transmissão, no fundo do poço e na superfície.

E finalmente, certifica que dado recebido é admissível ou aceitável. Se valida diante de comportamentos conhecidos às diversas e diferentes situações e cenários.

Assim esse procedimento regulamenta o operacional em campo. Ele vincula os três passos a ser seguidos. Sendo que os três conjuntamente passam a ser essenciais a um avanço na qualidade do produto final.

7 Estudo de Caso

O objetivo desse capítulo é apresentar um estudo de caso com uma aplicação prática e valores reais. Aqui se exemplifica o uso da telemetria por pulsos através do fluido de perfuração onde a transmissão é feita diante de várias interferências reais assegurando a qualidade e confiabilidade de tais informações obtidas e decodificadas.

Filtros, equalizadores, e demais métodos de análise da qualidade e de detecção de erros são aplicados aos dados iniciais para obter melhores resultados. Porém serão mencionados no decorrer do estudo. Detalhes técnicos serão omitidos por confiabilidade de tecnologia e de dados.

A metodologia apresentada nesse trabalho foi utilizada aqui e o sucesso da aplicação resultou na satisfação do serviço prestado.

O poço aqui em questão foi perfurado no Oriente Médio. Localizado *onshore*, porém alguns detalhes também serão omitidos por motivo de segurança e anonimidade do projeto. O poço foi perfurado direcionalmente dentro do reservatório. Porém, primeiramente, se perfurou um poço piloto a fim de delinear com uma maior precisão as zonas e para realizar uma coleta de testemunho dentro da zona de interesse do reservatório.

As unidades para a grande maioria das grandezas na indústria do petróleo utilizam o Sistema Inglês. Porém, quando aparecer nesse trabalho às grandezas serão convertidas no Sistema Internacional.

7.1 Litologias Prevista

De acordo com o programa desenvolvido pelo prévio conhecimento da região, os topos da formação em profundidade vertical real esperados são:

Tabela 3 – Topo das Litologias Previstas

Profundidade Vertical (ft)	Litologia
301	Folhelho / Argila
501	Anidrito
801	Dolomita
1501	Anidrito
1601	Dolomita
1901	Argila/Dolomita
2301	Dolomita / Argila
2851	Folhelho / Argila
2882	Argila / Folhelho
2957	Arenito / Argila
3001	Arenito / Argilas na Base
3821	Dolomita / Folhelho
3931	Arenito / Argilas na Base
4661	Argila / Folhelho
4821	Folhelho / Argila
5051	Folhelho
5801	Folhelho / Argila
6041	Evaporito
7091	Folhelho
7291	Argila
7591	Folhelho / Argila
8091	Argila
8311	Folhelho
9961 (TVD)	Folhelho

7.2 Informações sobre a Perfuração

7.2.1 Fase I

O objetivo dessa primeira fase foi perfurar um poço de 28 polegadas (71,1 cm) até uma profundidade de 321 pés (97,8 m). E então, introduzir um tubo de revestimento (*case*) de 24 polegadas (61,0 cm) e cimentar para isolar a formação.

Para tanto, se utilizou uma BHA contendo: Broca tri-cônica, Sub, Shock Sub, Estabilizador, Drill Colar, Estabilizador, 4 x Drill Colar, Crossover e mais 6 x Drill Colar. Fluido de perfuração com o peso de 8,6 ppg (1,0305 g/cm³), pH entre 10,0 e 11,0 e viscosidade de 63,4 seg/l, sendo bombeada com 1100gpm (4164 l/min). E com parâmetros de perfuração de 120 rpm e de 2 até 25 klbs (900 até 11300 kg) de peso sobre a broca.

Nessa fase não foi utilizado ferramentas MWD/LWD. Ou seja, não necessitou de dados em tempo real.

7.2.2 Fase II

Nessa fase o intuito foi perfurar um poço de 22 polegadas (55,9 cm) até uma profundidade de 781 pés (238,0 m), introduzir um tubo de revestimento de 18 ? polegadas (47,3 cm) e então cimentar.

Utilizou um BHA similar ao da fase anterior, acrescentando apenas *jars* e *Heavy Weight Drill Piper*. Fluido de perfuração com o peso entre 8,6 e 8,8 ppg

(1,0305 e 1,0545 g/cm³), pH entre 10,0 e 11,0 e viscosidade entre 40 e 55 seg/l, sendo bombeada com os mesmos 1100gpm (4164 l/min). E com parâmetros de perfuração de 120 rpm e de 10 até 55 klbs (4500 até 25000 kg) de peso sobre a broca.

Nessa fase também não foi utilizado ferramentas MWD/LWD.

7.2.3 Fase III

O objetivo dessa fase foi perfurar até uma profundidade de 4.826 pés (1471 m) um poço de 17½ polegadas (44,5 cm) e, então, introduzir um tubo de revestimento de 13 polegadas (34 cm) e cimentar.

Utilizou um BHA similar ao da fase anterior, acrescentando agora MWD com raios gama. A prioridade dos dados em tempo real foi para a obtenção do perfil de raios gama, porém também se calculou *surveys* para checar a inclinação do poço, procurando mantê-lo na vertical.

O fluido de perfuração bombeado foi com o peso entre 8,6 e 8,9 ppg (1,0305 e 1,0665 g/cm³), pH entre 9,5 e 10,5 e viscosidade entre 35 e 42 seg/l, sendo bombeada com cerca de 1000gpm (3785 l/m). E com parâmetros de perfuração com entre 80 e 120 rpm e de 20 até 60 klbs (9000 até 27000 kg) de peso sobre a broca.

A configuração utilizada para a geração do pulso foi a de uma ferramenta de positivo pulso que utiliza a técnica de modulação Manchester a uma frequência de 0.50 Hz. É uma transmissão lenta, porém confiável. Atende bem a demanda para esse tipo de serviço onde se transmite poucos dados.

Simple filtros foram aplicados para se obter uma maior constância na obtenção dos pulsos. Filtro de passa banda e filtro para eliminar possíveis

harmônicos da bomba. Abaixo se tem a modulação vista nos computadores na superfície. Com a pressão da coluna de perfuração de 1.500 psi (10342 kPa) nota-se um sinal variando de cerca de ± 30 psi (207 kpa).

A figura 6.1 apresenta a aplicação dos filtros na onda obtida. Nota-se um atraso gerado pelo filtro.

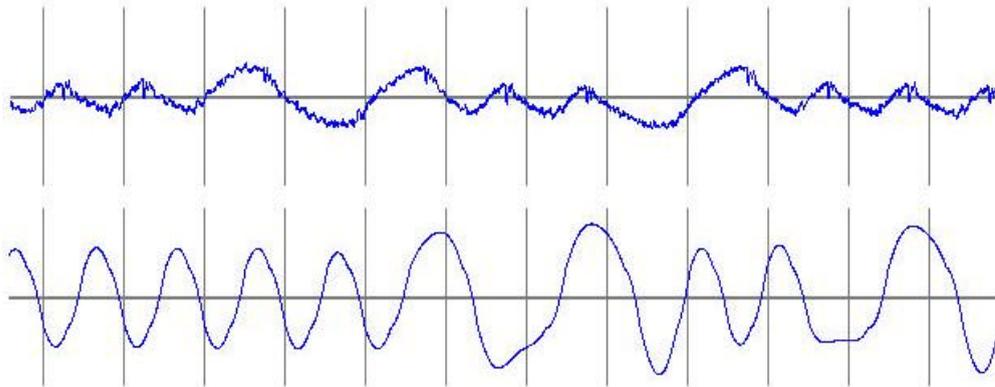


Figura 6.1 – Filtros de Sinais

A maioria das ferramentas de medições contém memória, portanto além de transmitir os dados ela os armazena para serem processados posteriormente no final da etapa quando estão na superfície.

Com a proposta de mostrar quão confiáveis são os dados em tempo real, levando-se em conta apenas o erro inserido na transmissão, as figuras 6.2 e 6.3 apresenta uma seção do perfil obtido em tempo real e a mesma seção do perfil processado pelos dados obtidos da memória da ferramenta.

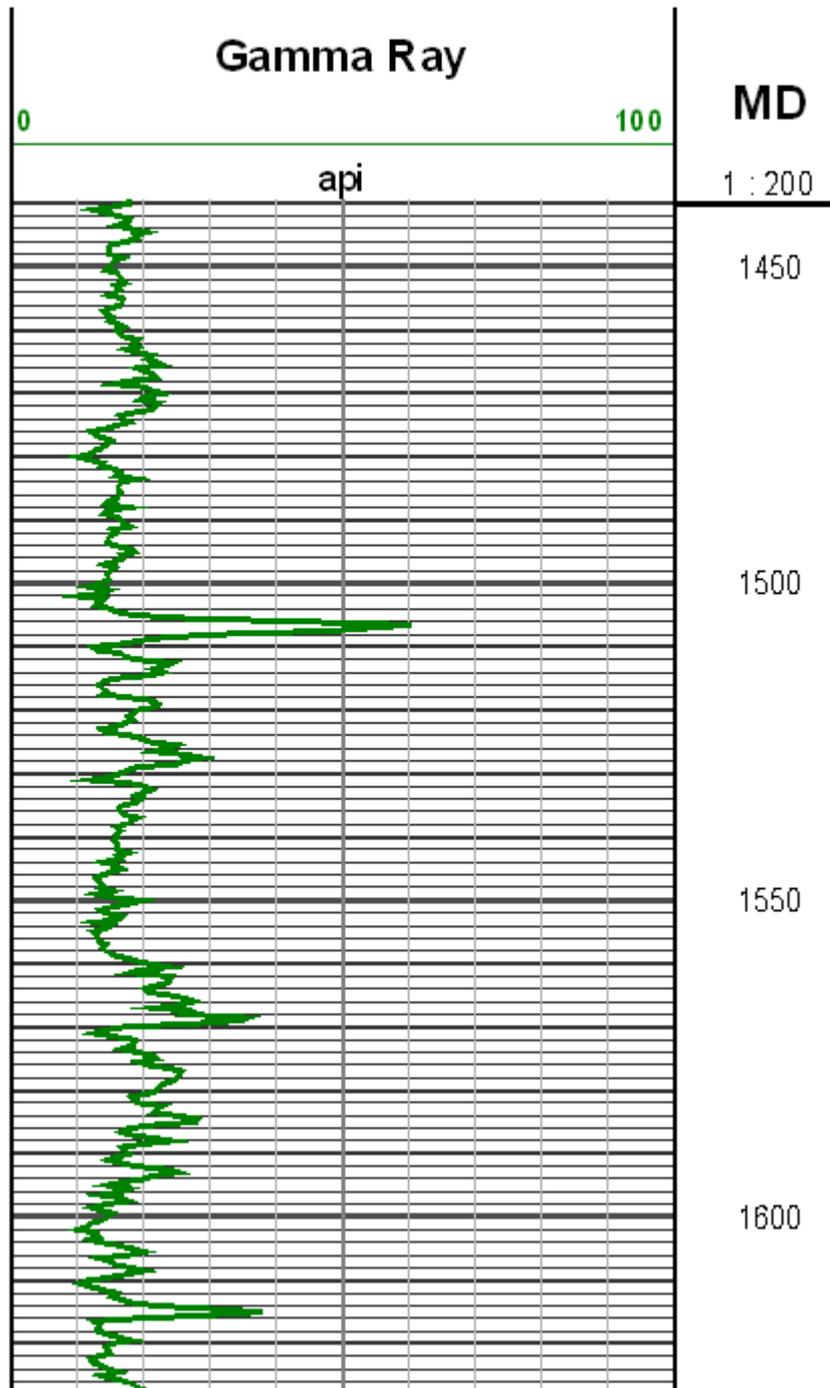


Figura 6.2 – Perfil em Tempo Real

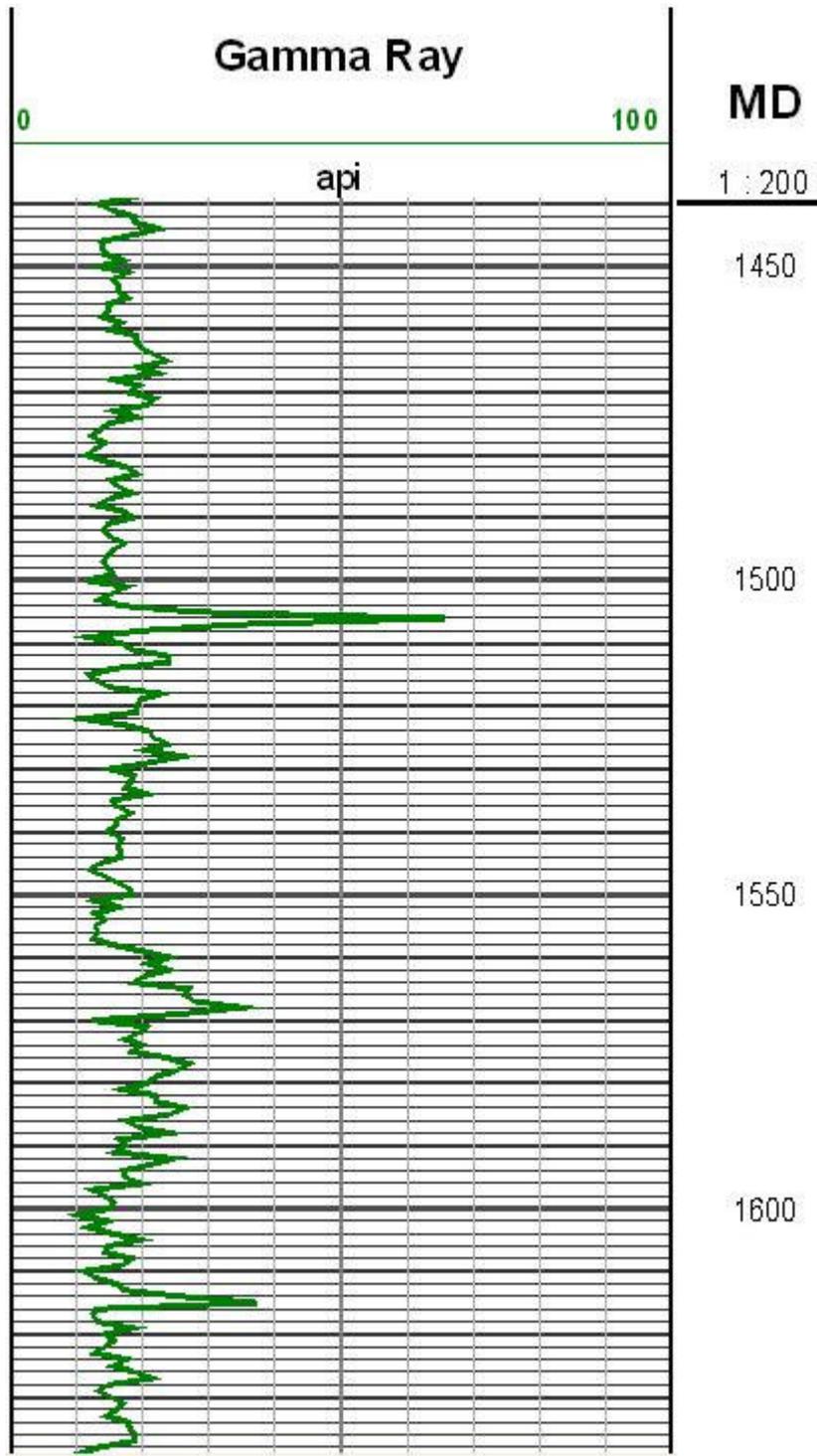


Figura 6.3 – Perfil Gravado na Ferramenta

Como se pode notar, o perfil em tempo real realizado foi de alta qualidade. Percebe-se a presença de possíveis marcas para correlações para uma análise rápida de determinação litológica.

Vale salientar que quanto maior a taxa de penetração (ROP), pior será o perfil, pois se terá menos pontos de medição por uma dada quantidade de profundidade. Nessa seção apresentada a taxa de penetração variou entre 30 e 70 pés/hora (9 até 21 m/h).

Experimentou um ROP muito baixo a uma profundidade de cerca de 4700 pés (1433 m), onde se decidiu trocar a broca devido ao elevado uso da mesma. A tabela 4 apresenta as *surveys* obtidas, observando ao final uma inclinação final de 5,29°.

Tabela 4 – Localização da Broca

Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)	Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)
0,00	0,00	0,00	2920	0,42	106,25
845	1,35	6,91	3015	0,34	133,00
938	1,27	7,31	3109	0,33	143,65
1034	1,15	13,11	3203	0,50	167,19
1129	0,83	5,94	3297	0,72	182,89
1223	0,72	352,82	3392	0,99	194,47
1317	0,83	328,95	3485	1,29	201,88
1411	0,88	313,00	3581	1,61	214,77
1506	0,82	291,27	3675	1,48	232,99
1600	0,83	276,88	3769	1,23	239,90
1694	0,92	266,35	3863	1,07	248,11
1788	0,74	264,07	4052	1,75	254,95
1883	0,73	259,67	4147	2,17	252,85
1977	0,69	258,08	4241	2,46	250,97
2072	0,59	245,17	4336	3,12	255,43
2166	0,50	244,25	4524	3,71	262,57
2260	0,28	231,67	4650	4,54	266,22
2353	0,21	161,66	4715	5,27	267,19
2449	0,40	109,94	4811	5,29	269,44
2825	0,34	100,87			

Ocorreu também perda total do fluido de perfuração. Assim, pela necessidade, se perfurou basicamente com água o que afetou o sinal gerado pela ferramenta. A comunicação experimentou momentos inconstantes e fracos, mas com o aumento da quantidade de ciclos da bomba, o resultado continuou satisfatório.

A intenção aqui era de perfurar até encontrar Argila, onde foi visto no comportamento dos raios gama no perfil na figura 6.4. Percebe-se que a formação aparece cerca de 110 pés (34 m) mais profundo que a prevista.

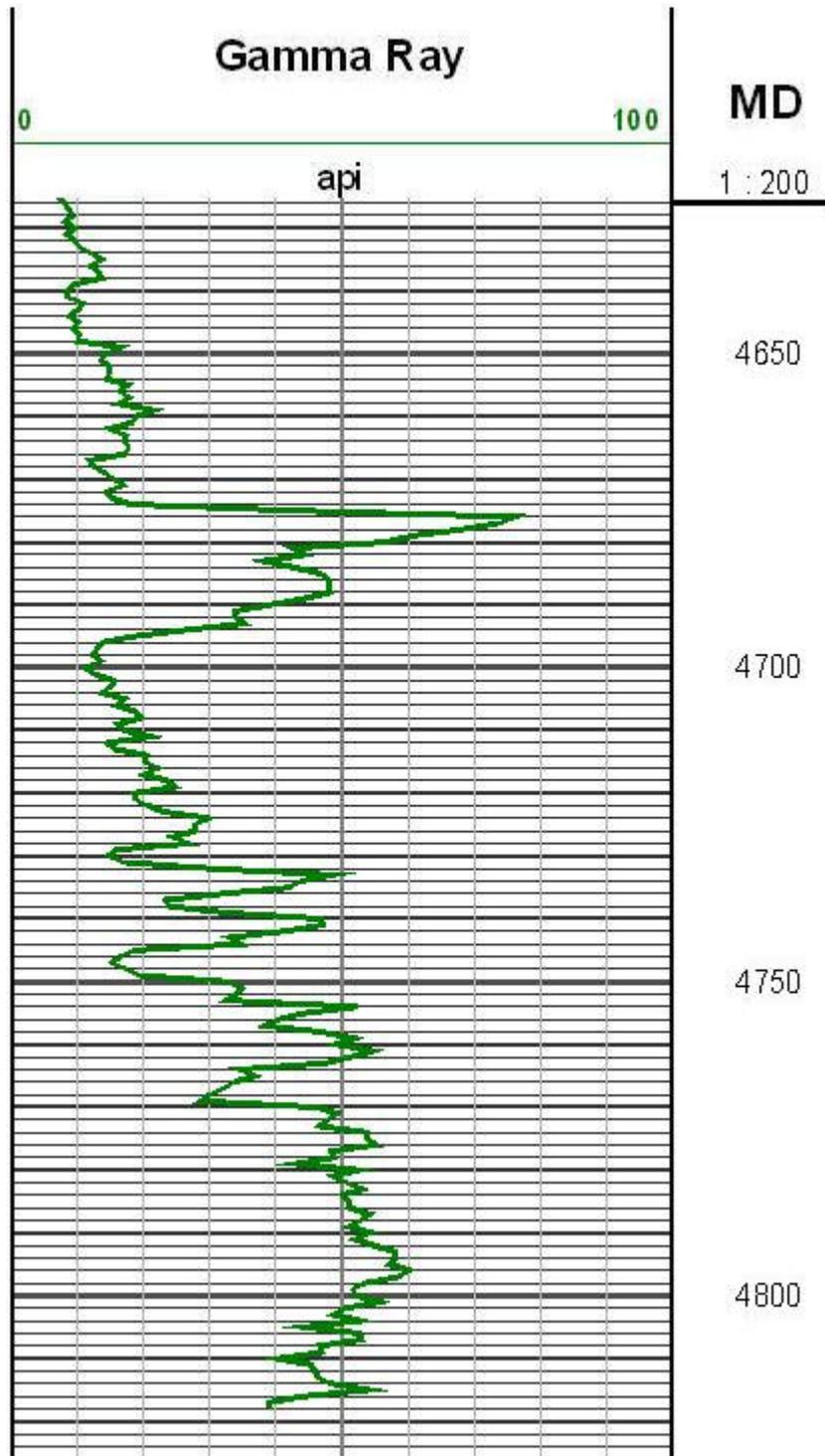


Figura 6.4 – Reação dos Raios Gama

Ao longo de quase toda a formação anterior a medição dos Raios Gama não passou dos 20 api. Verificou-se uma queda brusca na taxa de penetração a uma profundidade de 4570 pés (1393 m), portanto era esperada uma mudança de formação. Isso foi comprovado pela crescente medição dos raios gama. Portanto se conclui que o topo da formação Argila se deu a essa profundidade.

7.2.4 Fase IV

O objetivo dessa fase foi perfurar até uma profundidade de 8.361 pés (2548 m) um poço 12¼ polegadas (31,1 cm). E então, introduzir um tubo de revestimento de 9 polegadas (24,4 cm) e então cimentar.

Utilizou um BHA similar ao da fase anterior, acrescentando aos dados enviados os de orientação da ferramenta. Como o poço já estava com uma inclinação, utilizou uma BHA com motor procurando retomar o poço na vertical. A broca escolhida para essa seção foi a PDC. Os dados transmitidos em tempo real foram orientação, *surveys* e raios gama.

Assim o BHA foi: Broca, Motor de Fundo, Estabilizador, MWD, Shock Sub, Estabilizador, Drill Colar, Estabilizador, 8 x Drill Colar, Jar, 2 x Drill Colar.

A tabela 5 mostra a inclinação do poço sendo retomada à vertical.

Tabela 5 – Surveys na seção vertical

Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)	Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)
4978	3,98	274,23	6812	2,52	200,39
5027	3,67	272,57	6907	3,20	204,29
5120	3,60	269,26	7001	3,95	212,11
5213	3,87	271,11	7095	3,35	216,10
5307	3,69	267,62	7189	3,21	222,91
5401	3,52	263,71	7283	3,37	223,91
5495	3,55	262,21	7377	2,50	232,95
5589	3,21	242,76	7472	2,32	208,80
5682	3,61	232,94	7566	2,16	211,29
5777	4,09	235,32	7660	2,18	208,09
5870	3,15	231,82	7754	1,57	222,75
5965	3,26	226,23	7849	1,41	209,43
6059	2,69	205,59	7943	1,32	199,93
6153	2,64	200,06	8037	1,21	204,32
6247	3,02	191,01	8131	1,34	195,44
6341	3,23	201,71	8226	1,71	193,20
6435	2,43	185,84	8320	1,48	201,21
6529	2,89	186,58	8414	1,33	187,65
6624	2,94	159,17	8508	1,99	191,04
6718	3,18	182,48			

Percebe-se que houve uma dificuldade de trazer de volta a inclinação à posição vertical, porém permaneceu a um limite satisfatório.

Por volta dos 5700 pés (1737 m) decidiu-se trocar a broca, pois se verificou uma taxa de penetração muito aquém da esperada. Observou um desgaste muito precipitado da broca e decidiu-se voltar com broca tricônica.

A intenção aqui era de perfurar até encontrar outra formação de Argila. A formação também foi vista no comportamento dos raios gama no perfil da figura 6.5. Perfurou-se a formação ao longo de 350 pés (107 m).

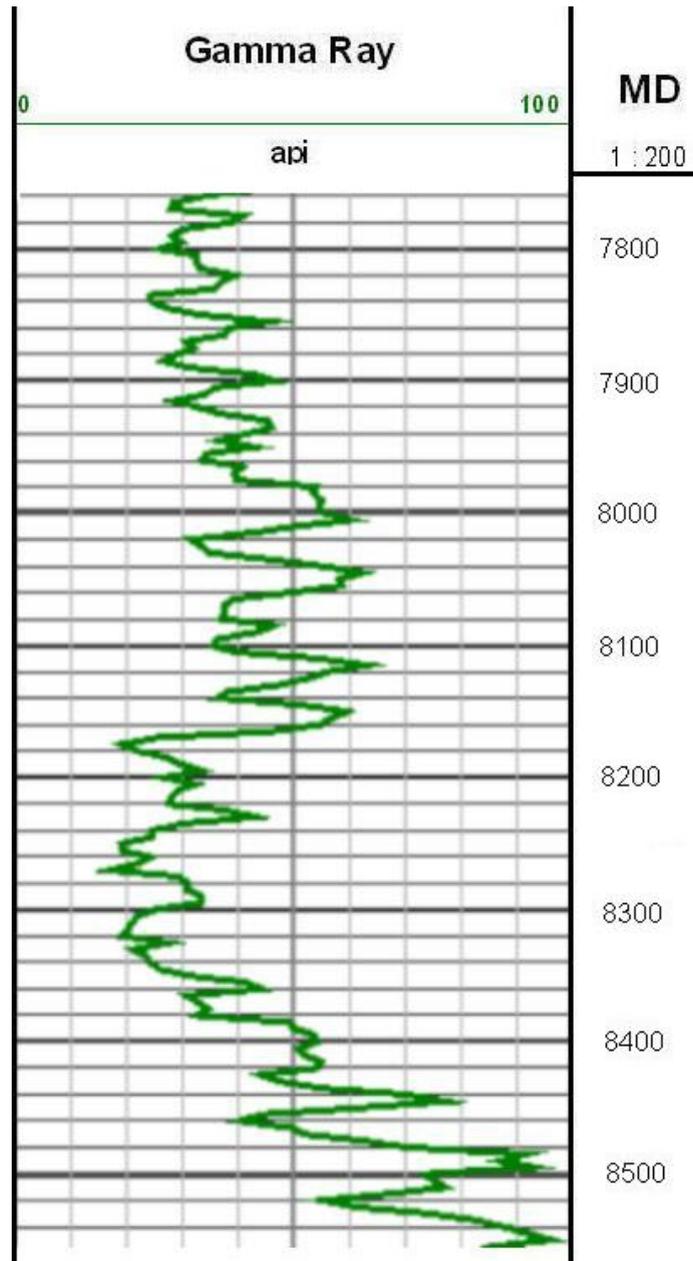


Figura 6.5 – Reação dos Raios Gama

Como era esperado se verificou um aumento da medição dos Raios Gama. Porém se deu a uma profundidade de cerca de 8490pés, onde se concluiu e determinou a formação de Argila.

A partir dessa fase também se utilizou dos recursos dos serviços de *Mud Logging*, que consiste em uma análise do fluido de perfuração no retorno a superfície. O que auxilia na determinação da geologia e nos componentes presentes bem como a presença de gás, por exemplo.

7.2.5 Fase V

O objetivo dessa fase é o de se perfurar o poço piloto e obter perfil e informações sobre condições da formação.

Foi perfurado um poço de 8½ polegadas (21,6 cm), primeiramente até uma profundidade de 9011 pés (2745 m), onde então se retirou a coluna de perfuração para realizar um trabalho de testemunho do poço. É o topo da zona de interesse, portanto se deseja saber a real condição do poço.

O trabalho de testemunho (*coring*) consiste em coletar amostras da formação do poço. Pode ser feito no fundo do poço (*bottomhole coring*) ou na lateral ou parede do poço (*sidewall coring*). A realizada no fundo do poço, por ser uma formação intacta, resulta numa amostra de melhor qualidade. Já a da lateral pode sofrer contaminações devido ao tempo da formação exposta. Aqui se obteve amostra de fundo do poço.

Após efetuar a coleta do testemunho do poço, voltou-se com o equipamento de perfuração e se perfurou até a profundidade de 9961 pés (3036 m).

Além dos perfis realizados junto a coluna de perfuração realizou se perfis após a perfuração através de cabos elétricos. Isso para se avaliar a localização do poço para então se realizar a perfuração horizontal.

7.2.6 Fase VI

O objetivo dessa fase era o de construir a inclinação do poço. Isso ocorreu a partir de um poço de 8½ polegadas (21,6 cm) e se deu a partir da profundidade de 8344 pés (2543 m) até 9400 pés (2865 m) ou ainda 9016 pés (2748 m) em profundidade vertical.

Para uma melhor determinação litológica, nessa fase se utilizou além dos raios gama, a medição de resistividade da formação. Para isso mudou-se a modulação utilizada. A configuração utilizada para a geração do pulso ainda foi de uma ferramenta de pulso positivo, porém que utiliza a técnica de modulação Tempo Entre Pulsos.

Filtros simples foram aplicados para se obter uma maior constância na obtenção dos pulsos. Filtro de passa banda e filtro para eliminar possíveis harmônicos da bomba.

Na figura 6.6 se tem a modulação vista nos computadores na superfície. Com a pressão da coluna de perfuração de 2.500 psi (17237 kPa) nota-se aqui a variação em volts da leitura do transdutor de pressão.

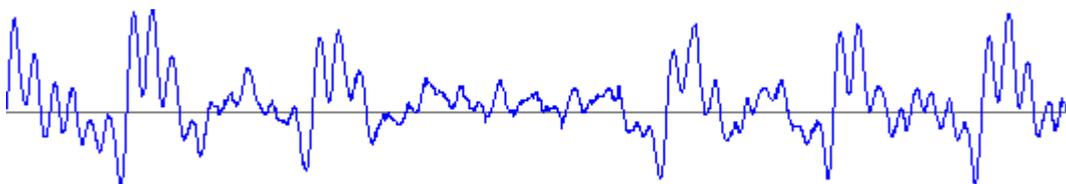


Figura 6.6 – Modulação Obtida

Nota-se aqui a presença dos ruídos, mas com uma boa geração de sinal é claro a diferenciação entre os sinais indesejados e os pulsos.

Para uma melhor modulação, aqui se determina a forma do pulso no qual o computador espera ou procura por. Assim a decodificação se dá de forma ao Tempo Entre os Pulsos.

Assim facilmente delimitando a amplitude do ruído ou do não-sinal, pode se obter a marcação do pulso.

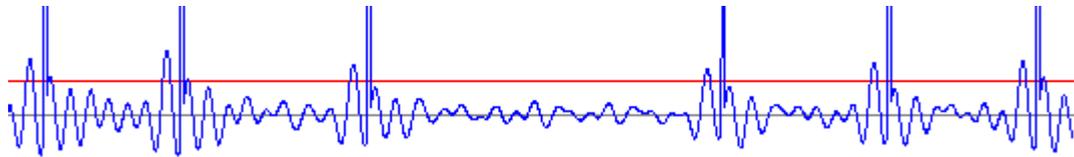


Figura 6.7 – Modulação Obtida com Limite

Assim como anteriormente, com a proposta de mostrar quão confiáveis são os dados em tempo real, nas figuras 6.8 e 6.9 se tem uma seção do perfil obtido em tempo real e a mesma seção do perfil processado pelos dados obtidos da memória da ferramenta.

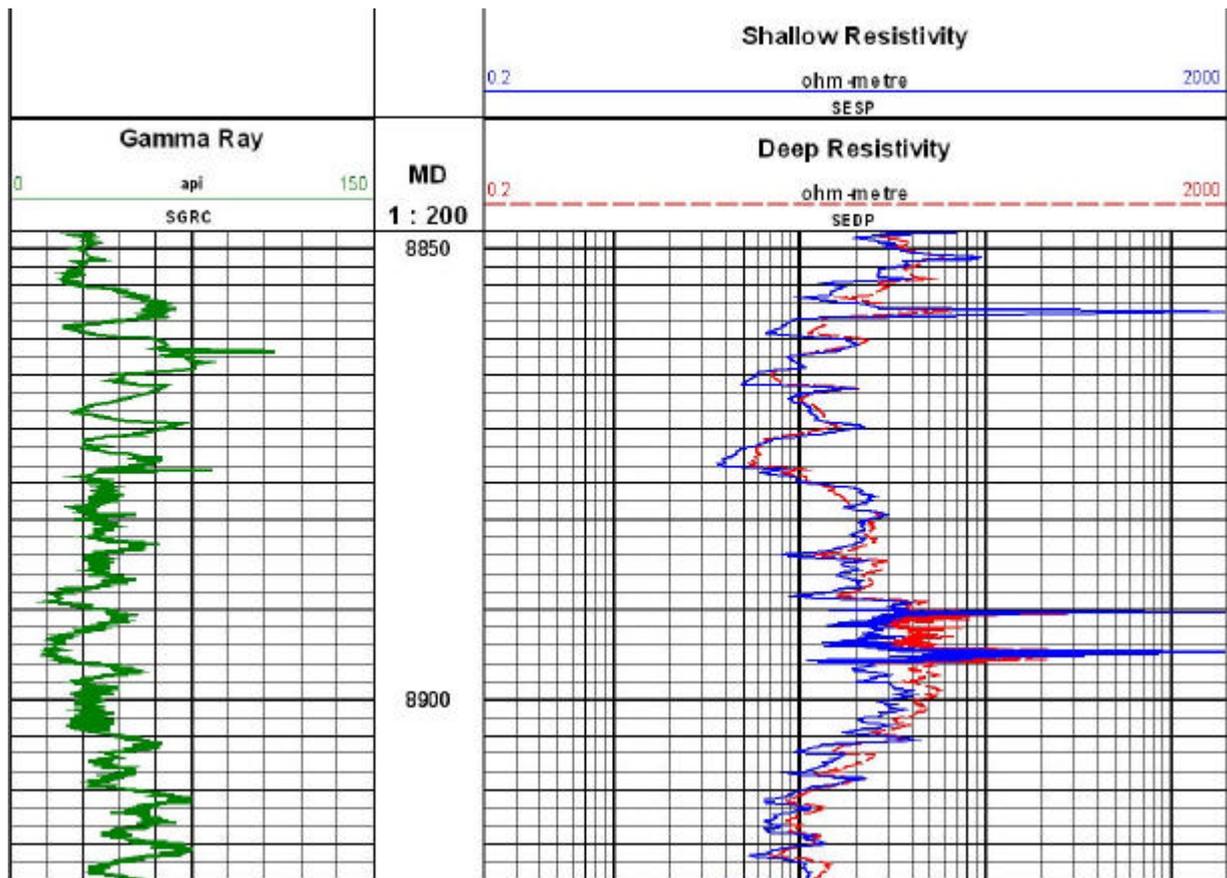


Figura 6.8 – Perfil em Tempo Real

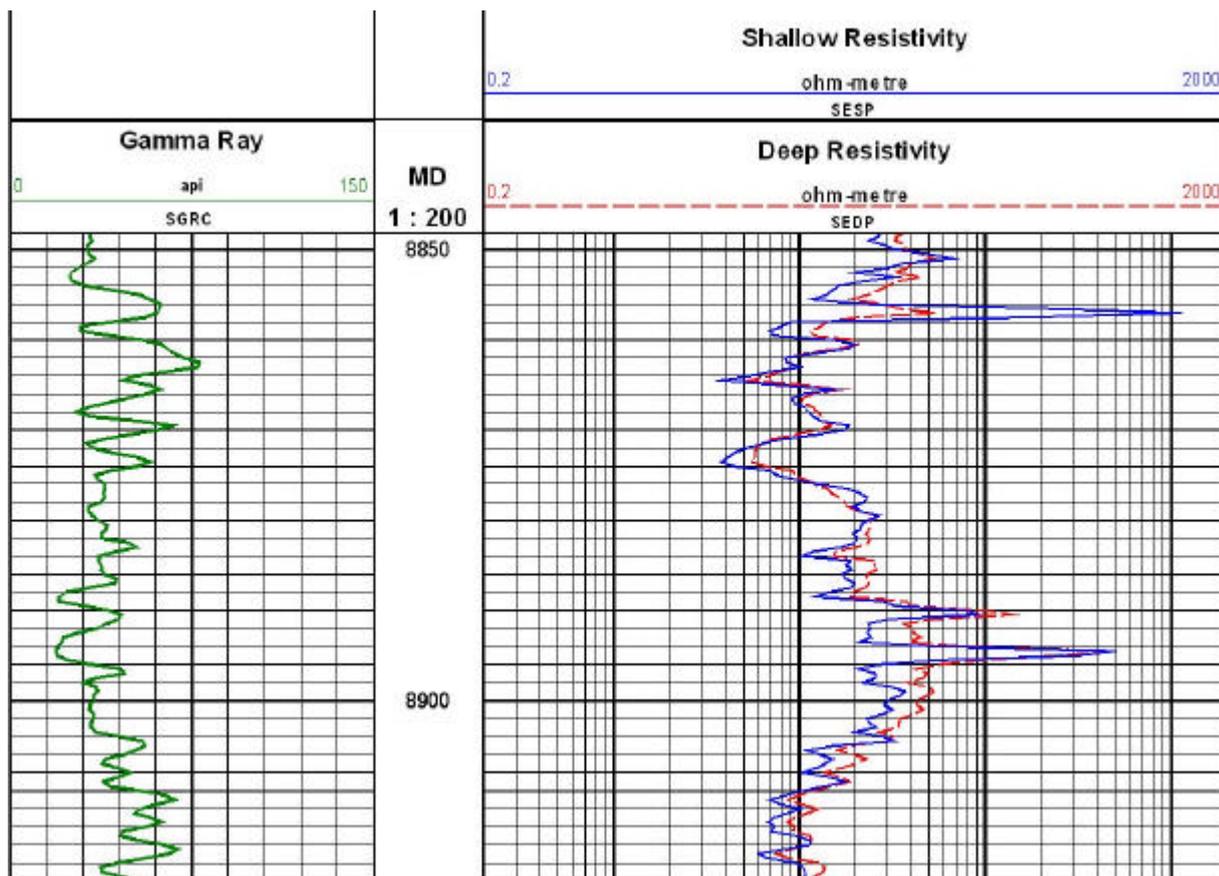


Figura 6.9 – Perfil Gravado na Ferramenta

Percebe-se uma queda da qualidade do perfil em tempo real, principalmente devido ao maior número de dados a serem transmitidos.

A tabela 6 apresenta *surveys* obtidas ao longo do poço, mostrando o decorrer do aumento da inclinação do poço.

Tabela 6 – *Surveys* na construção do ângulo

Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)	Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)
8519	3,18	172,44	9512	48,65	116,63
8613	3,93	151,38	9606	52,64	114,99
8705	4,39	142,36	9698	55,93	118,59
8804	5,28	138,98	9795	59,21	120,11
8898	7,62	138,15	9817	69,55	119,54
8993	13,87	141,37	9848	74,72	115,75
9090	20,71	140,65	9911	79,39	115,93
9144	26,68	138,22	10023	85,66	115,36
9181	32,29	131,56	10099	88,18	114,95
9278	38,60	125,22	10162	90,43	114,82
9386	45,09	118,15	10244	92,37	115,00
9418	46,48	117,21			

O local mais preciso onde se deveria terminar a inclinação do poço foi determinado pela co-relação dos perfis. A intenção aqui era de perfurar até encontrar Folhelho/Argila.

Uma análise simples e direta seria o de perceber a redução na medição dos raios gama e um aumento na resistividade. Mas com certeza a ciência geológica vai muito além e com muitas outras ferramentas e conhecimentos prévios.

7.2.7 Fase VII

O objetivo aqui é o de se perfurar ao longo do reservatório de maneira horizontal um poço de 6 polegadas (15,2 cm). O poço foi perfurado de tal forma a conseguir o melhor posicionamento possível para se obter uma melhor produção do mesmo.

Para tanto utilizou aqui dados em tempo real de raios gama, resistividade, porosidade e densidade para se obter um perfil mais preciso.

Nessa fase, assim como na anterior, a configuração utilizada para a geração do pulso foi de uma ferramenta de positivo pulso com modulação Tempo Entre Pulsos. Na figura 6.10 tem-se o perfil obtido em tempo real:

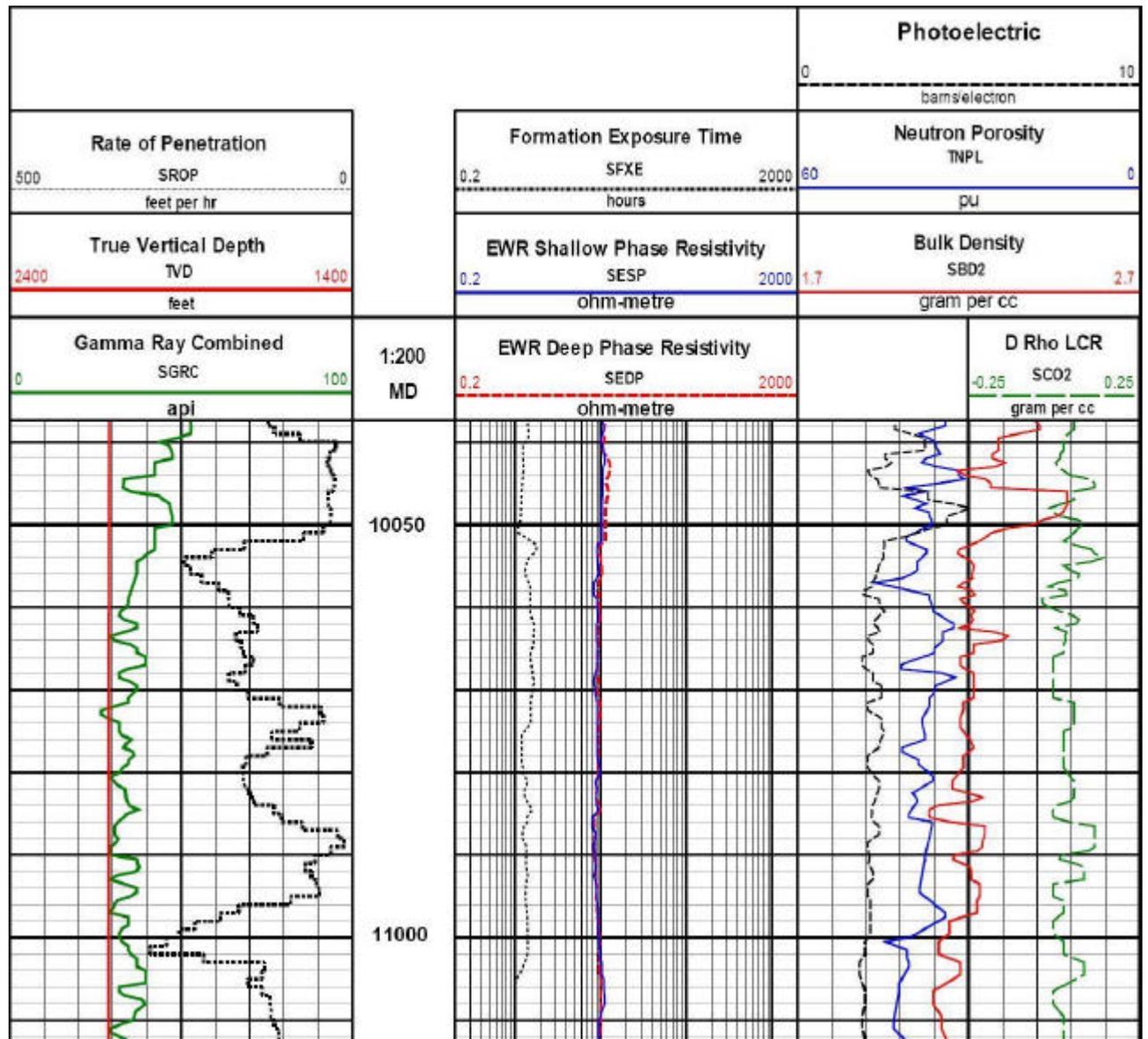


Figura 6.10 – Perfil em Tempo Real

A figura 6.11 mostra o perfil gravado na ferramenta:

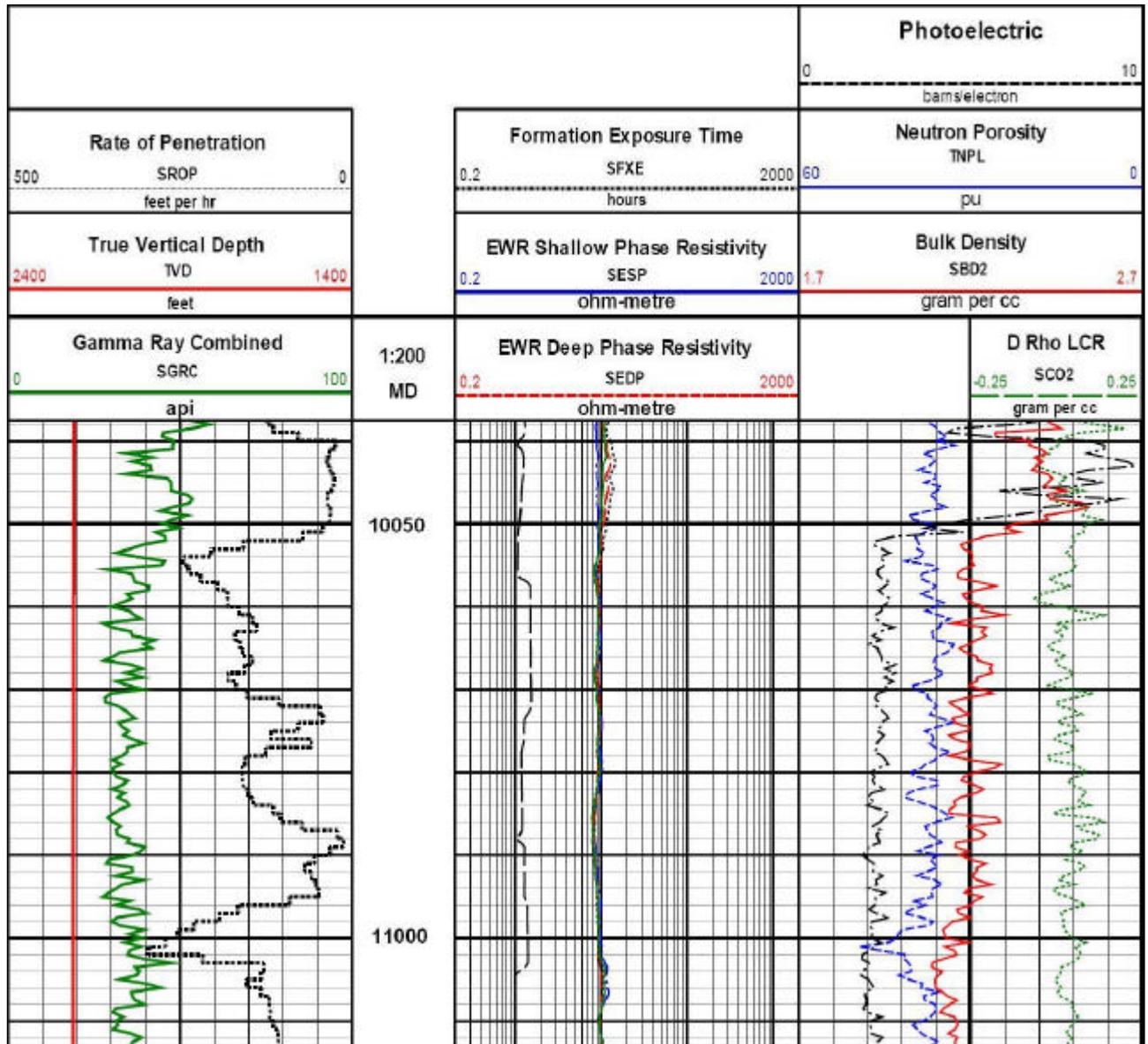


Figura 6.11 – Perfil Gravado na Ferramenta

Veja que o perfil em tempo real se distancia mais do processado pelos dados obtidos da memória da ferramenta. E decisões mais precisas podem ser tomadas baseadas no perfil obtido depois de se obter os dados da ferramenta. Porém, ainda é de grande valia os dados em tempo real uma vez que se obter uma boa medição e tendências das curvas.

Na tabela 7 observa-se a intenção de se manter o poço na horizontal apresentada nas *surveys* obtidas ao longo do poço.

Tabela 7 – *Surveys* na seção horizontal

Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)	Profundidade (pés)	Inclinação (graus)	Direção (graus)
10355	90,09	114,97	10705	87,16	112,66
10387	89,70	114,79	10737	86,67	112,33
10419	89,21	114,84	10831	89,94	113,47
10450	89,63	114,77	10893	89,01	114,65
10482	90,49	115,21	10924	90,19	113,71
10514	90,80	114,08	11017	89,01	114,57
10546	90,31	114,75	11111	88,70	115,02
10578	89,26	114,26	11173	87,96	115,68
10610	89,51	113,40	11204	88,58	116,03
10642	88,95	113,14	11240	88,00	115,45
10673	87,84	112,41			

A perfuração terminou aqui, onde agora realizou detalhado perfil elétrico. Assim começa o processo de finalização ou completação, porém não é escopo deste trabalho dissertar sobre tais processos.

7.3 Gráfico Direcional – Plano Original

Nas figuras 6.12 e 6.12 apresenta-se o plano original da perfuração direcional. É a proposta a ser seguida obtida antes da realização da perfuração. Num caso ideal a perfuração direcional procura estar mais próxima possível da proposta.

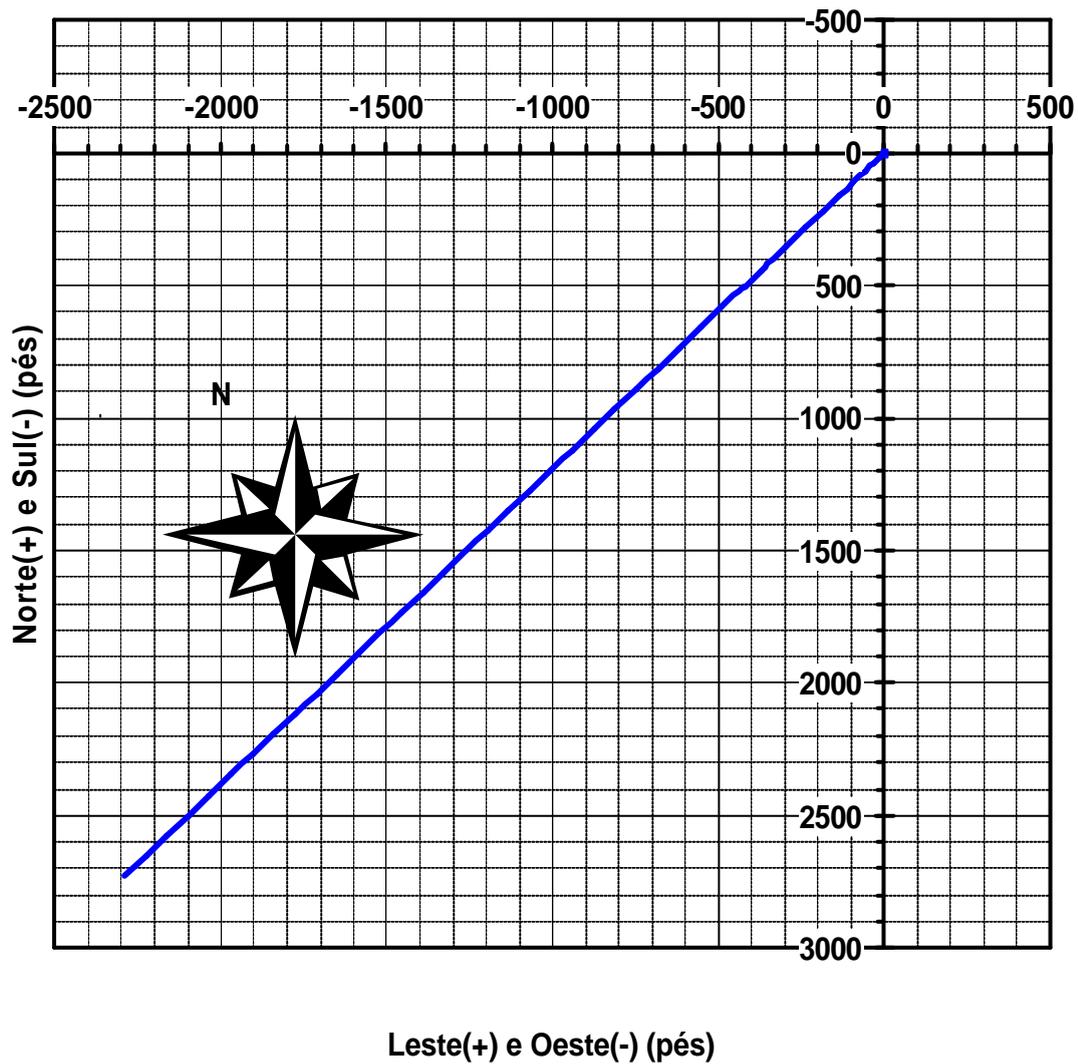


Figura 6.12 – Projeção no Plano Horizontal

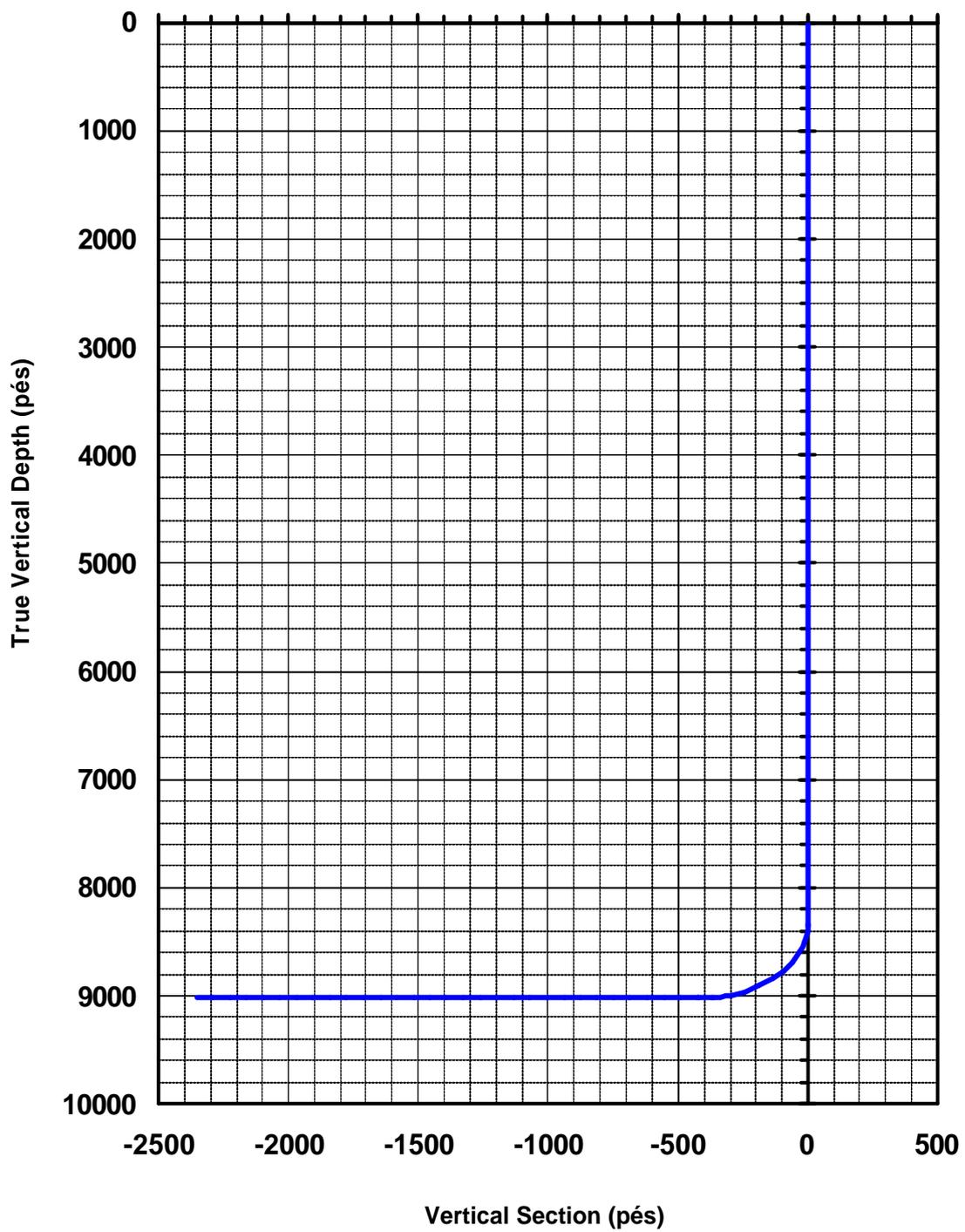


Figura 6.13 – Seção do Plano Vertical

7.4 Previsão do Tempo x Profundidade

A figura 6.14 representa uma idéia de tempo do decorrer das atividades no processo de perfuração do poço. É apenas o plano original, porém possibilita um planejamento das operações realizadas no decorrer do processo.

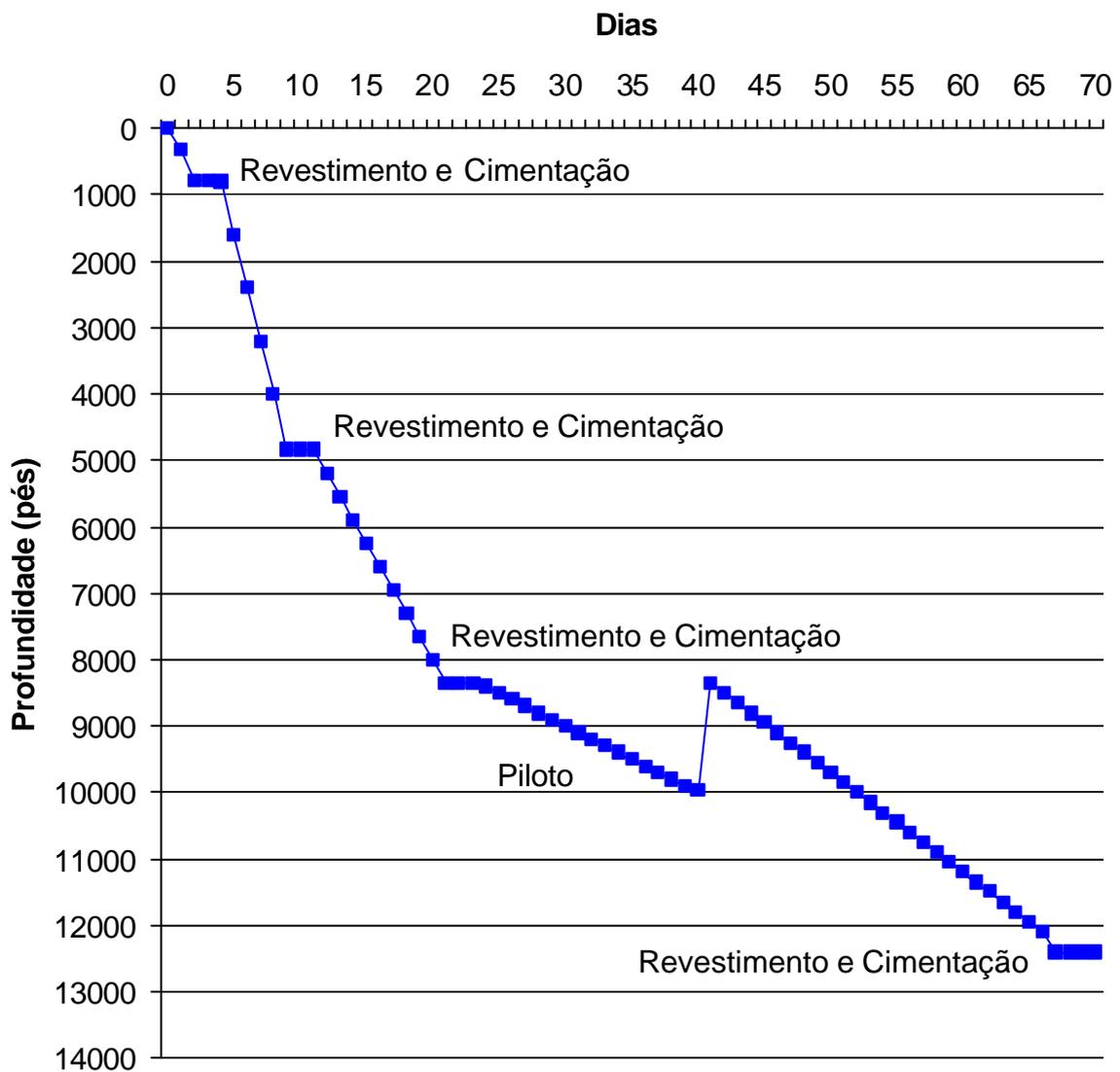


Figura 6.14 – Planejamento das Operações

8 Conclusão

A perfuração é um importante processo na procura da solução da escassez ou ainda, do desejo de uma maior produção de petróleo e gás. Com a busca de meios de se produzir uma maior parcela do reservatório e com a maior eficiência e produtividade possível, o processo de perfuração evoluiu muito e passou a envolver muita tecnologia.

Como a perfuração é um dos processos mais caros na indústria do petróleo, a máxima eficiência e economia são buscadas e somente são atingidas com uma combinação dos vários parâmetros da perfuração.

Nesse contexto, pode-se citar a redução significativa da margem de erro do alvo a ser percorrido ou o trajeto a ser perfurado, garantindo uma menor precisão. Assim, para se obter o desvio e monitoramento da posição da broca é essencial a obtenção de dados em tempo real. E, de maneira eficiente, destaca-se a telemetria por pulsos na lama.

Nas técnicas apresentadas neste trabalho, MFSK (*Minimum Frequency Shift Keying*) para sistemas de pulso contínuo e PPM (*Pulse Position Modulation*) e *Manchester* para sistemas de pulso positivo e negativo são as mais utilizadas.

Como primeira etapa, a avaliação dos fatores que influenciam todo esse processo de pulsos na lama permite a melhora no sinal de comunicação entre as partes. Os principais fatores de influência apresentados demonstram, ao mesmo tempo, a fragilidade do processo, bem como uma grande confiabilidade pode ser atingida.

Como mostrado, o maior fator de influência é o sistema de circulação, que fundamentalmente é composto pelo fluido de perfuração e a bomba. Esses

elementos devem ter prioridade de atenção, uma vez que são os maiores responsáveis pelos problemas ou ruídos encontrados no processo de transmissão. Vale ressaltar que devido à natureza mecânica da bomba, é nela que se encontram a maior parte das variáveis que resultam em perda do sinal de comunicação.

A metodologia para verificação dos dados apresentada permite dimensionar a qualidade dos dados. O operador, conhecido por Engenheiro de *MWD*, torna-se apto a analisar e distinguir o dado ruim e, portanto, eliminá-lo do banco de dados. Isso é possível devido à apresentação das diversas respostas emitidas pelas ferramentas diante das inúmeras situações, proporcionando uma espécie de crivo.

Assim, além da documentação e sumarização do processo de transmissão de dados, não encontrados na literatura técnica, proporciona-se um método de avaliação dos dados. O mesmo proporciona uma melhoria na confiabilidade dos dados obtidos e, portanto, numa maior confiabilidade em todo o processo de transmissão de dados.

O operacional em campo passa a ter em mãos uma orientação de atuação. Um procedimento capaz de ajudá-lo na obtenção de um melhor perfil da formação, ou ainda, na resolução de problemas e interferências do processo de transmissão de dados.

O caso prático estudado, uma situação real e recente, ilustra como os dados obtidos em tempo real através de pulsos na lama podem ser utilizados na tomada de decisões. No caso apresentado fez-se uso da metodologia apresentada, resultando numa perfuração sem problemas de controle, com um tempo dentro do planejado e atingiu-se a zona desejada de maneira satisfatória.

Atualmente a telemetria por pulsos é largamente utilizada. Porém, estudos aprofundados e grandes investimentos em pesquisas estão sendo realizados e acredita-se que num curto período de tempo haverá um novo modelo para transmissão de dados em tempo real durante a perfuração.

Dentro dessas tendências, uma proposta para trabalhos futuros seria a de estudar e verificar a empregabilidade dessas novas tecnologias.

Cabe também mencionar as mudanças nos sensores e ferramentas que realizam as medições. Estudos cada vez mais aprofundados de novas tecnologias para cada parte dos sistemas de medição, tanto para o MWD, quanto para o LWD, estão constantemente sendo realizados.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARTUZI. **Técnicas de Modulação**, 2001. Disponível em:
<http://www.eletrica.ufpr.br/artuzi/apostila/sumario.html#cap6>

Baker Hughes Service. Disponível em: <http://www.bakerhughes.com>

Baker Hughes Service; **Baker Hughes INTEQ's Guide to Measurement While Drilling**. Houston, TX, 1997.

BAKER, R. **A Primer of Oilwell Drilling**. Austin, Texas: Petroleum Extension Service, 1996.

BRADLEY, HOWARD B., **Petroleum Engineering Handbook**. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1987.

DUARTE, OTTO C. M. B. **Redes de Computadores**, 2003. Disponível em:
http://www.gta.ufrj.br/seminarios/semin2003_1/aurelio/2-80211.htm

JAHN, F.; MARK COOK & MARK GRAHAM. **Hydrocarbon Exploration and Production**. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science B. V., 2000.

Halliburton Service. Disponível em: <http://www.halliburton.com>

HONÓRIO, M. C. Controle da Qualidade dos Dados Transmítidos Através do Fluido de Perfuração. In: **ARTIGO REVISTA PETRO & QUÍMICA**. Janeiro, 2006.

_____. Contatos imediatos a três mil metros de profundidade. In: **HALLIBURTON NEWS BRASIL**. Nº. 5, 2007.

_____. Transmissão dos Dados Através do Fluido de Perfuração. In: **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006**. IBP, 2006.

HYNE, J. NORMAN, **Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production.** Penn Well Books, 1995.

INEIT-MUCON, Innovation for Education in Information Technology through Multimedia and Communication Networks. **Modulation and Coding**, 1998. Disponível em: <http://users.deec.ist.utl.pt/~ineit/mt/chapter1/lesson3.htm>

LEE, EDWARD A.; MESSERCHMIDT, DAVID G. **Digital Communication.** Kluwer Academic Publishers 2ª Edição, 1994.

LYONS, WILLIAM C. **Standart Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering.** Gulf Publishing Company, 1996.

MALBURG, MARIA. **Modulação**, 2004. Disponível em: http://www.gta.ufrj.br/grad/04_2/Modulacao/index.html#Topic10

Oil Online – <http://www.oilonline.com>

PLÁCIDO, J. C. R e PINHO, R. **Brocas de Perfuração de Poços de Petróleo.** Apostila não publicada.

PLÁCIDO, J. C. R. **Colunas de Perfuração de Poços de Petróleo.** Apostila não publicada, 2006.

PROAKIS, JOHN G., **Digital Communications.** McGraw-Hill 3ª edição, New York, 1995.

Quality Bit e Suply. Disponível em: <http://www.qualitybit.com>

Revista Offshore Engineer, Volume 30, Número 5, Houston, TX, 2005.

RODRIGUES, M. S.; **Controle de Qualidade On-Line de Dados Hidrológicos Teletransmitidos.** Tese (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá/MG, 2003.

SAKAMOTO , TAKAHIDE; KAWANISHI, TETSUYA; IZUTSU, MASAYUKI. **Optical Minimum Shift Keying with External Modulation Scheme**, 2005.

Disponível em: <http://www.opticsexpress.org/abstract.cfm?URI=OPEX-13-20-7741>

Schlumberger Oilfield Service; **MWD Telemetry**. Sugar Land, TX ,2001.

Schlumberger Oilfield Service. Disponível em: <http://www.slb.com>

SEN, NIE. **Analog vs. Digital Wireless Technology**, 1999. Disponível em: http://www.tml.tkk.fi/Studies/Tik-110.300/1999/Wireless/analog_2.html

SERRA, O. **Fundamentals of Well-Log Interpretation**, Elsevier Science Publishers, 1984.

THOMAS, J. E et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

VAN DYKE, K. **Fundamentals of Petroleum**, Petroleum Extension Service, 1997.

ZYREN, JIM. **Digital Communication**, 2002. Disponível em: http://www.eet.com/in_focus/communications/OEG20020201S0035