



# TRANSMISSÃO DE DADOS ATRAVÉS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Marcelo CamposHonório<sup>1</sup>, Edson da Costa Bortoni<sup>2</sup>

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

## Resumo

A transmissão dos dados medidos através dos sensores e equipamentos ao longo da coluna de perfuração é realizada através do fluido de perfuração. O sinal é gerado baseado em diferença de pressão que se origina no fundo do tubo, próximo a broca, onde as medições são realizadas. Essa alteração de pressão percorre em sentido inverso ao da lama até chegar nos sensores colocados na superfície. Esse sinal não é limpo pois sofre com diferentes fontes de ruídos no sinal. Esse processo é conhecido como Telemetria. Usualmente existem três maneiras de como o sinal é gerado: o de Pulso Positivo, Pulso Negativo e o de Pulso Contínuo que consiste em um conjunto estator e rotor, de maneira que o rotor a medida que gira faz um movimento contínuo restringindo a vazão, causando um diferencial contínuo de pressão. Um sensor transdutor recebe esses sinais de pressão na superfície e transforma-os em sinais elétricos. Esse processo pode utilizar-se de várias técnicas, como por exemplo, mudança de frequência ou de fase da onda gerada resultando nos bits 0's e 1's do sinal digital.

## Abstract

The transmission of the downhole measurements is done through the drilling fluid. The signal is generated based on the differential pressure that is originated downhole near to the bit, where the measurements are taken. This change in the pressure travels in inverse direction until it reaches the sensor at the surface. This signal is not clear pulse. It comes up with different sources of noise. This process is known as Telemetry. Usually there are three ways how the signal is generated: positive pulse, negative pulse and continuous pulse that consist in a rotor and stator in such way that as the rotor turns it restricts the flow increasing continuously the pressure. A transducer receives those signals of pressure in the surface and transform into electric signals. This process can use several techniques such as frequency or phase shift in the wave generated obtaining the bit 0's and 1's.

## 1. Introdução

A perfuração é um dos processos mais significantes na exploração de petróleo e gás. Devido a necessidade de controlar a perfuração, no sentido de sua localização, pois não está se falando de uma perfuração necessariamente vertical, se destaca o processo de transmissão de dados. Onde passa a ser imprescindível se perfurar com a obtenção de dados em tempo real.

Atualmente o processo de perfuração utilizado é o *Rotary Drilling* o que se caracteriza por toda a coluna de perfuração estar em rotação. Entre a parede do poço e o tubo circula um fluido de perfuração, conhecido com lama, que é injetado dentro da coluna e sai por furos na própria broca, chamados jatos, e retorna pelo lado externo, entre a coluna e a formação perfurada. A lama então, sobe para a superfície carregando consigo os resquícios da formação perfurada. Além de limpar e lubrificar a broca dentre outras funções.

É através desse fluido de perfuração que se mantém o contato com equipamentos e medições realizadas no fundo do poço com a superfície. O escopo deste trabalho é mostrar sobre o processo de transmissão através desse fluido, bem como, relatar os principais fatores que influenciam a transmissão.

<sup>1</sup> Mestrando, Engenheiro Mecânico – Halliburton Energy Services

<sup>2</sup> D.Sc., Engenheiro Eletricista – Universidade Federal de Itajubá

O teor dos dados transmitido é dividido em dois grupos. *MWD – Measurement While Drilling* (Medição Durante a Perfuração) e *LWD – Logging While Drilling* (Logging Durante a Perfuração).

O sistema MWD é hoje essencial na perfuração. Basicamente ele permite conhecer, em tempo real, dados da geometria do poço perfurado e suas condições durante a perfuração, resultando num processo de perfuração eficiente e seguro. Os sensores no fundo do poço são capazes de medir parâmetros tal como torque, peso sobre a broca, pressão do poço perfurado, temperatura do poço perfurado, ferramentas para verificar o ângulo, desvio do poço em relação a vertical e o azimute do poço com respeito às coordenadas geográficas, o que torna possível obter a localização e assim possibilitar a perfuração não vertical.

O sistema LWD diz respeito à produção de *Log*. *Log* na indústria de petróleo 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 *log* podem também serem gravados em uma fita magnética.

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

Portanto, hoje não se viabiliza uma perfuração sem tais ferramentas. 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 e tempo real, possibilitou a perfuração direcional, ou seja, pode-se atingir o poço da melhor maneira possível, do ângulo e altura desejados. Podem-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 que possa haver no trajeto da perfuração. E, 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.

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, foi quando se perfurou o primeiro poço direcional em Huntigton Beach na Califórnia/EUA. O Poço foi perfurando de uma localidade onshore atingindo uma zona de hidrocarboneto offshore.

Têm-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 cada vez mais a eficiência do processo de perfuração.

Vale salientar que alguns consideram LWD parte integrada de 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 fatores que influenciam a transmissão.

## 2. Telemetria por Pulsos no Fluido

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*. Mas apenas 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.

Porém o primeiro *log* 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 logging feitos pelo LWD.

Hoje em dia, 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, veremos adiante 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 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.

Daremos uma geral nas técnicas de modulação, entretanto é sabido que atualmente existe uma enorme variedade dessas técnicas, muitas das quais não serão tratadas neste trabalho, aqui serão abordadas apenas algumas das técnicas atuais de modulação que são mais relevantes e utilizadas na indústria do petróleo.

## 2.1. Técnicas de Modulação

Os computadores processam, armazenam, 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.

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.

Nas modulações digitais, os bits do sinal de informação são codificados através de símbolos. A modulação é responsável por mapear cada possível sequência 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 sequências 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. Modulação em Fase

O PSK (*Phase Shift Keying*) 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 de particular do PSK é chamada de BPSK (*Binary Phase Shift Keying*). Quando não há nenhuma destas transições, ou seja, quando bits subsequentes 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 1 a seguir:

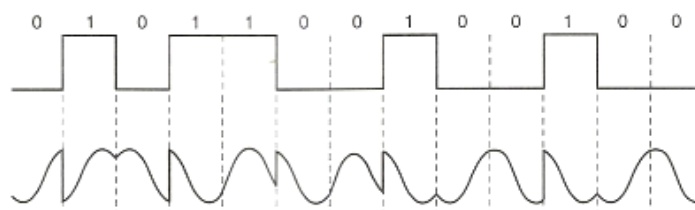


Figura 1 – Modulação BPSK

A modulação QPSK (*Quadrature Phase Shift Keying*) 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, se quisermos transmitir 2 bits por símbolo, ao invés de 1 bit por símbolo como no caso PSK acima, neste caso, como teremos 4 tipos de símbolos possíveis, a portadora pode assumir 4 valores de fase diferentes, cada um deles correspondendo a um dabit, como por exemplo 45°, 135°, 225° e 315°.

A modulação DQPSK (*Differential QPSK*) 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 2 bits por símbolo, cada dabit provoca uma mudança de fase de 0°, 90°, 180° e 270°.

## 2.3. Modulação em Amplitude

O ASK (*Amplitude Shift Keying*) é uma modulação usada para transmitir a informação numa única simples frequência. E por exemplo, se a frequência 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 frequências, ou seja, torna-se uma modulação FSK, permitindo que o instrumento apenas diminua ao invés de parar, aumentando assim a potencial taxa de bit enviada.

## 2.4. Modulação em Frequência

A modulação FSK (*Frequency Shift Keying*) atribui frequências diferentes para a portadora em função do bit que é transmitido. Portanto, quando um bit 0 é transmitido, a portadora assume uma frequência correspondente a um bit 0 durante o período de duração de um bit. Quando um bit 1 é transmitido, a frequência da portadora é modificada para um valor correspondente a um bit 1 e analogamente, permanece nesta frequência durante o período de duração de 1 bit, como mostrado na figura 2 a seguir.

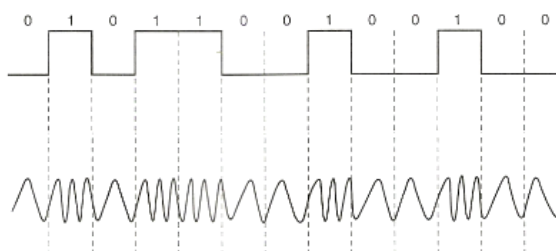


Figura 2 – Modulação FSK

Alternativamente, podem-se, por exemplo, utilizar 4 frequências de transmissão diferentes, cada uma delas correspondendo a 2 bits. Este modo é chamado de 4FSK. Isto aumentaria a taxa de bits transmitidos, mas em contrapartida aumenta também a banda de frequência de transmissão utilizada.

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

No GFSK (*Gaussian Frequency Shift Keying*) 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. A figura abaixo ilustra a transformação dos pulsos após passarem pelo filtro gaussiano.

## 2.5. Manchester

A 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”. Conforme ilustrado na figura 3, note que a transição do sinal não ocorre nos limites ou entre um e outro bit, mas sempre ocorre no centro de cada bit.

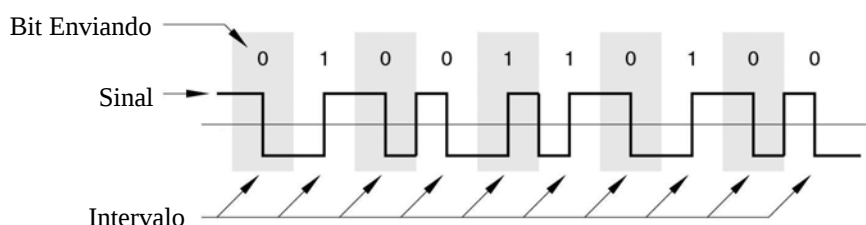


Fig 3 – Manchester

## 2.6. Tempo entre os Pulsos

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

Devido a maior utilização trataremos aqui somente a modulação na posição dos pulsos (Pulse Position Modulation Telemetry).

De forma simples temos que a partir do mínimo tempo requerido para gerar um pulso e com uma determinada largura do bit (*bit width*), a parte variável é o dado a ser enviado. Ou seja, de acordo com o tempo entre pulsos gerados se determina o correspondente dado a ser codificado.

### 3. Principais Influenciadores

#### 3.1. Sistema de Circulação

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. E ainda a maioria dos problemas durante a transmissão de dados é gerada pela bomba do fluido.

A bomba trabalha através de golpes (*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 golpeiam numa única direção chamados simples ou que golpeiam em ambos os sentidos do movimento do pistão chamados de duplos, há ainda saídas independentes dos pistões como as com uma saída única da bomba, enfim inúmeros modelos são encontrados no mercado hoje.

Logo na saída da bomba há um conjunto chamado “*Pulsation Dampener*” que tem como função amortecer a pulsação causada pelos golpes 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 do fundo do poço.

Pela bomba funcionar com golpes, 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, utiliza-se a equação 1 para calcular os harmônicos da bomba:

$$F = \frac{S \times P \times A \times n}{60} \quad (1)$$

Onde: F é a frequência do harmônico;  
S é o número de golpes (*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 onda.

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

A primeira e mais importante função do fluido de perfuração é a limpeza do poço. Ele é responsável por trazer as partículas resultantes do processo de perfuração até a superfície, ou seja, encarregado pela retirada dos resquícios da broca e do poço. 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. Porém, o escoamento do fluido de perfuração para baixo, pela tubulação de perfuração, e para cima, pelo poço, algumas vezes é interrompido, ou por causa de um problema ou para elevar a tubulação de perfuração para fora do poço. Quando a perfuração pára, os cortes em suspensão no fluido podem afundar no poço, obstruindo a broca. Os fluidos de perfuração são projetados com uma propriedade muito interessante que resolve esse problema. Sua espessura, ou viscosidade, aumenta quando diminui o seu movimento. Quando o fluido pára de circular, ele forma um gel espesso que mantém os cortes de rocha em suspensão e evita que eles afundem no poço. Quando o fluido começa a circular novamente, ele se torna mais fino e volta à forma líquida anterior.

Manter o poço sob controle também é uma 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. Se o peso do fluido de perfuração for muito grande, ele poderia causar fraturas na rocha e se perder no subsolo.

Atentamente se observa o desenvolver a 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. 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 temos principalmente “WBM – Water Base Mud” e “OBM – Oil Base Mud”. Em alguns casos raros e especiais pode-se escolher o ar ou gás como fluido de perfuração.

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 o poder 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.

### 3.3. 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 primeira e mais comum causa da perda de potência do sinal é a profundidade. Pois ao percorrer um caminho extenso, ou seja, de quilômetros a onda perde 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.

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 maior será o enfraquecimento da potência do sinal.

### 3.4. Potência do Sinal

A potência do sinal gerado no fundo do poço depende diretamente de quão brusca é o fechamento ou abertura 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. Entretanto, existem alguns fatores que influenciam e determinam o tamanho do *gap*. Quanto menor for o *gap* maior a exposição à erosão, desgaste e maior a probabilidade de emperrar e danificar a ferramenta.

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

- Taxa de fluxo do fluido de perfuração
- Quantidade de aditivos adicionados no fluido
- Tipo do Fluido
- Profundidade
- Diâmetro interno do tubo
- E outros

### 3.5. Ecos e Reflexões

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

A telemetria através da onda de pressão encontra acústicas reflexões a 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.

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 esses danos a alteração da frequência de operação certamente mudará a atuação das reflexões e ecos.

### 3.6. Ruídos

Os Ruído em telemetria é toda energia indesejada que se localiza na mesma faixa de frequência que a ferramenta está atuando. Ruídos podem causar erros nos dados que estão sendo decodificados.

Basicamente existe 3 fontes de ruídos: a bomba do fluido, ruídos produzidos no fundo do poço e ruídos elétricos.

### 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.

Temos na bomba o problema dos harmônicos e dos harmônicos dominantes já tratados no item 3.1. Mas como solução é só movermos um distante do outro. Seja a faixa de operação da ferramenta ou mudando os *strokes* da bomba quando possível.

Outro importante componente que ajuda a minimização dos ruídos provenientes da bomba é o *Pulsation Dampener*. 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.

### Ruídos do Fundo do Poço

Basicamente temos os ruídos provenientes da broca e do motor. Para ambos temos que seus ruídos são gerados devido a 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 a rotação, são os parâmetros onde se deve alterar para melhorar o sinal que esteja sofrendo com tais ruídos. O torque exercido para girar o tudo de perfuração também pode ser um fator a alterar.

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.

### 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
- E outros

Portanto para reduzir as chances de se ter ruídos dessa natureza, mantenha os cabos em boa situação checando sempre seu estado. Ao conectar certifique-se de uma limpa e correta conexão. Passe os cabos longe de cabos de energia e certifique que o sistema de aterramento está correto.

## 5. Conclusão

De forma geral, as técnicas de modulação buscam 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 uma performance diferente de transmissão apresentando boas performances em determinados parâmetros em detrimento de perdas de performance 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.

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.

Cada vez mais se depara com a necessidade de se perfurar mais profundo e ambientes diversos. 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 os aditivos que se deseja colocar na lama. 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.

Uma grande tendência é o uso do eletromagnetismo. Assim a ferramenta no fundo manda um sinal eletromagnético e uma antena localizada na superfície recebe o sinal. 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 é suprida com uma bateria e pode trabalhar sem a circulação da lama.

Outra tendência é a aplicação de fibra óptica na coluna de perfuração. O que manteria o contato direto com as ferramentas no fundo do poço obtendo assim os dados em tempo real.

Essas novas tecnologias estão todas em estudo e experimento, mas acredita-se que num curto período de tempo haverá um novo conceito para telemetria na perfuração de poços.

## **6. Referências**

- RON BAKER. A Primer of Oilwell Drilling. Petroleum Extension Service – Austin, Texas, 1996.
- FRANK JAHN, MARK COOK & MARK GRAHAM. Hydrocarbon Exploration and Production. Elsevier Science B. V. – Amsterdam, The Netherlands, 2000.
- SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICE (2001); MWD Telemetry – Sugar Land, TX (Sugar Land Training Center).
- SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICE – <http://www.slb.com>
- BAKER HUGHES SERVICE – <http://www.bakerhughes.com>
- HALLIBURTON SERVICE – <http://www.halliburton.com>
- OIL ONLINE – <http://www.oilonline.com>
- QUALITY BIT E SUPPLY – <http://www.qualitybit.com>
- \_\_\_\_\_, Revista Offshore Engineer, 2005, Volume 30, Número 5, Houston, EUA.
- RODRIGUES, MAURO SILVIO. Controle de Qualidade On-Line de Dados Hidrológicos Teletransmitidos – Tese de Dissertação, Instituto – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá/MG, Brasil, 2003.
- BRADLEY, HOWARD B., Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, U.S.A, 1987.
- LYONS, WILLIAM C., Standart Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Gulf Publishing Company, 1996.
- VAN DYKE, KATE, Fundamentals of Petroleum, Petroleum Extension Service, 1997.
- O. SERRA, Fundamentals of well-log interpretation, Elsevier Science Publishers, 1984.
- HYNE, J. NORMAN, Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production, Penn Well Books, 1995.
- SIMON HAYKIN, Communication Systems, Editora Wiley 4ª Edição.
- ANDREW S. TANENBAUM, Redes de Computadores, Editora Campus 4ª edição
- PAULO S. R. DINIZ, Principles of Wireless Communication, Sinal Processing Laboratory
- A. BRUCE CARLSON, Communications Systems, McGraw-Hill
- JOHN G. PROAKIS, Digital Communications, McGraw-Hill 3ª edição, New York, 1995.
- EDWARD A. LEE & DAVID G. MESSERCHMIDT, Digital Communication, Kluwer Academic Publishers 2ª Edição, 1994.