



PERFILAGEM DURANTE A PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO: ESTUDO BIBLIOGRÁFICO

ARTIGO ORIGINAL

ASSAIFE, Roberto Freitas¹

ASSAIFE, Roberto Freitas. **Perfilagem durante a perfuração de poços de petróleo: estudo bibliográfico.** Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Ano. 07, Ed. 03, Vol. 04, pp. 51-80. Março de 2022. ISSN: 2448-0959, Link de acesso: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-mecanica/perfuracao-de-pocos>, DOI: 10.32749/nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-mecanica/perfuracao-de-pocos

RESUMO

Sob a necessidade em otimizar os recursos e custos com a perfuração de poços de petróleo, demanda-se da indústria a capacidade em se escolher melhores parâmetros geológicos de modo a se conseguir uma perfuração mais econômica e segura. De tal modo, possuem como principal aliado a perfilagem sísmica, que é realizada durante a perfuração dos poços de petróleo para obtenção dos perfis geofísicos das formações. Enquanto, que a perfilagem a cabo, é realizada após a perfuração, com a obtenção dos dados na sonda de perfuração via cabo elétrico. Já a perfilagem com método *logging while drilling* (LWD), é realizada durante a perfuração do poço de petróleo, sem necessidade de remoção da coluna de perfuração. Neste método, o geoprocessamento dos dados de georreferenciamento e do perfil geofísico da formação, são realizados na sonda de perfuração via telemetria de lama em tempo real. Com o incremento na utilização do método LWD pela indústria petrolífera, gerada pela necessidade de perfuração de poços de petróleo direcionais e horizontais, uma vez que a perfilagem a cabo nesses casos não consegue atingir o fundo do poço sem a utilização de métodos especiais, surge a questão norteadora deste trabalho: Quais os tipos de perfis sísmicos podem ser obtidos com esses métodos e de que maneira a transmissão destes dados é feita? Objetivando-se realizar uma análise comparativa dos diferentes tipos de perfis sísmicos, assim como os métodos de transmissão de dados na perfilagem de poços de petróleo. Neste sentido, utiliza como metodologia um levantamento bibliográfico com o referencial teórico embasado em abordar os aspectos e conceitos dos tipos de perfis sísmicos, tipos de transmissão de dados e a comparação do método LWD em relação ao cabo. Ao concluir a pesquisa bibliográfica foi possível perceber que a utilização do método LWD pela indústria petrolífera incorporou uma otimização no tempo de definição das características geofísicas da formação geológica, além do geoprocessamento dos dados possibilitar o



georreferenciamento da perfuração em tempo real, acarretando a diminuição do tempo de sonda gasto pela não necessidade de manobra de remoção da coluna durante o processo de perfuração para posterior passagem de perfil a cabo.

Palavras-chave: Perfilagem em tempo real; transmissão de dados; perfuração; telemetria.

1. INTRODUÇÃO

Apesar dos recentes avanços nos métodos geofísicos e o maior conhecimento adquirido a respeito dos modelos geológicos em bacias sedimentares já produtoras de petróleo diminuir os riscos associados às futuras locações, somente a perfuração do poço irá revelar se os prognósticos de existência de óleo e gás serão ou não confirmados, tornando possível identificar os vários tipos de rochas perfuradas, determinar os intervalos que possam conter hidrocarbonetos e avaliar seu significado comercial (ROCHA, 2007). Para tal, são utilizadas as técnicas de perfilagem, que são as ferramentas essenciais e indispensáveis à perfuração de poços na exploração de hidrocarbonetos, pois fornecem importantes propriedades *in situ* de possíveis rochas-reservatório. Devido ao número cada vez maior de perfuração de poços direcionais e horizontais, existe a crescente necessidade na utilização do método *logging while drilling* (LWD) pela indústria petrolífera, uma vez que a perfilagem a cabo nesses casos não consegue atingir o fundo do poço sem a utilização de métodos especiais e surge a pergunta: Quais os tipos de perfis sísmicos podem ser obtidos com esses métodos e de que maneira a transmissão destes dados é feita?

A perfilagem de poços de petróleo é de extrema importância, pois permite obter informações significativas a respeito das formações atravessadas por esse poço, como litologia (tipos de rocha), espessura dos intervalos do reservatório, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos presentes, entre outras (THOMAS, 2001).

Com a perfilagem LWD associada a métodos de transmissão de dados compatíveis, pode-se obter dados de parâmetros físicos e mecânicos das formações em tempo real na sonda de perfuração via telemetria por pulso de lama, sem a necessidade de interromper a mesma. Junto com esse processo, sensores de acompanhamento



direcionais associados ao LWD permitem o georreferenciamento da perfuração do poço de petróleo em tempo real, otimizando o processo. Otimizar a perfuração é escolher parâmetros de modo a se conseguir uma perfuração econômica e segura (TOLLEFSEN, 2007).

Poços direcionais horizontais e de alto ângulo não permitem perfilagem a cabo elétrico com métodos convencionais e necessitam de um controle de georreferenciamento para o seu acompanhamento direcional dentro do reservatório. Assim a perfilagem LWD tem sido utilizada com bastante sucesso na substituição dos perfis a cabo convencionais, para acompanhamento da perfuração em tempo real (SAMPAIO, 2012). Nesse contexto, este estudo tem como objetivo geral realizar uma análise comparativa dos diferentes tipos de perfis geofísicos, assim como os métodos de transmissão desses dados para a sonda de perfuração na perfilagem de poços de petróleo, utilizando-se como metodologia um levantamento bibliográfico que fundamenta o desenvolvimento do trabalho, com o referencial teórico embasado na abordagem dos aspectos, e conceitos básicos dos tipos principais de perfis sísmicos empregados pela indústria petrolífera, os tipos de transmissão e processamento dos dados coletados e a importância do método LWD em relação à perfilagem a cabo. Para que o estudo seja efetivamente relevante, é necessário entender os conceitos os quais o tema aborda.

2. METODOLOGIA

A partir do conceito de Negra e Negra (2004, p. 121): “A metodologia deve esclarecer a forma que foi utilizada na análise do problema proposto, detalhando-se os principais procedimentos, instrumentos e técnicas utilizados na coleta de dados das observações ou dos testes das hipóteses”.

Assim para esse estudo foi realizado um levantamento bibliográfico, com conceitos de perfilagem e dados de perfis geofísicos, representando as características medidas nas formações, pelas diferentes propriedades empregadas em cada tipo de perfil, fazendo menção da literatura aos princípios de funcionamento físico dos principais tipos de perfis empregados durante a perfuração de um poço para permitir a avaliação da



formação, seja em tempo real, ou seja, durante a perfuração ou após a perfuração. A partir da referência bibliográfica foram descritos os métodos e as técnicas de funcionamento das diferentes ferramentas de transmissão de dados de perfilagem para a superfície

Por fim, foram comparadas as técnicas de perfilagem a cabo contra a perfilagem *Logging while drilling* (LWD), demonstrando as vantagens do uso do LWD associado ao acompanhamento de georreferenciamento da coluna de perfuração, e a melhoria gerada pela nova tecnologia de transmissão de dados, conceituando a partir da bibliografia perfuração direcional, e enfatizando os interesses da indústria na sua utilização na perfuração de poços de petróleo

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 PERFIS SÍSMICOS E PERFILAGEM

Os perfis sísmicos possuem o objetivo de permitir a melhor avaliação das formações geológicas quanto à possível existência de hidrocarbonetos, podem-se obter perfis do tipo litológico, tempo de perfuração, granulométrico, entre outros. No que se referem os perfis geofísicos de poços de petróleo, as rochas são conhecidas em função das suas propriedades intrínsecas, como resistividade elétrica ou potencial eletroquímico natural, velocidade de propagação ou tempo de trânsito das ondas sonoras, e radioatividade natural ou induzida (ROCHA, 2007). O termo perfilagem sísmica se refere à obtenção de medidas através de ferramentas introduzidas dentro da coluna do poço de petróleo perfurado, com a finalidade de obter informações geológicas sobre as formações que estão sendo perfuradas (BROOKS, 2009). As medidas realizadas podem ser contínuas ou descontínuas ao longo da profundidade do poço. Os perfis geofísicos que se referem à aquisição de medidas baseadas nas propriedades físicas, como eletricidade, acústica e radioatividade, são adquiridos com altas frequências (kHz) e, em consequência, apresentam como característica principal uma alta resolução, sendo possível distinguir variações verticais de ordem centimétrica (SERRA, 2004).

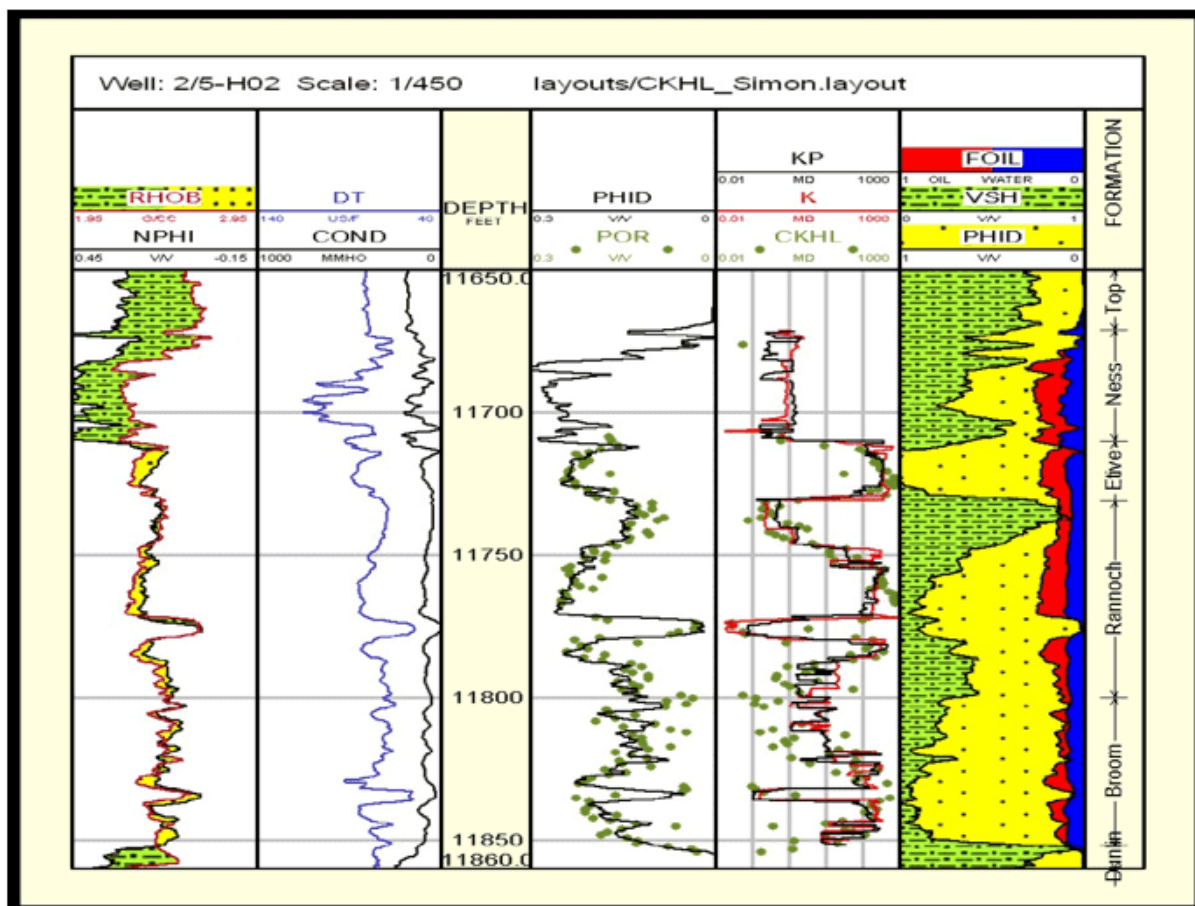


O deslocamento de ferramentas ou sensores de perfilagem sísmica, conhecidos como sondas, através do poço de petróleo, pode ser realizado de duas maneiras: perfilagem a cabo, ocorrendo após a perfuração ou perfilagem *Logging while drilling* (LWD) que ocorre durante a perfuração, essa que vem sendo cada vez mais empregado pela indústria petrolífera devido a crescente necessidade de perfurações de poços direcionais e horizontais (THOMAS, 2001). Os perfis geofísicos são medidas indiretas, o que está sendo medido é a propriedade física que, ao ser interpretada, fornece informações a respeito das rochas e fluidos. Entretanto as medidas diretas fornecidas por amostragem de rochas, como amostras laterais ou testemunhos, ou de fluidos são obtidas, na maioria das vezes, durante a perfilagem a cabo, após a perfuração do poço de petróleo, e nem sempre são coletadas. Desta maneira, vale ressaltar, que em alguns casos, os perfis sísmicos obtidos são os únicos meios de se obter *in place* as propriedades das rochas e fluidos (ROCHA, 2007).

3.2 TIPOS DE PERFIL

Existem vários tipos de perfis sísmicos, utilizados para as mais diversas aplicações, (Figura 1).

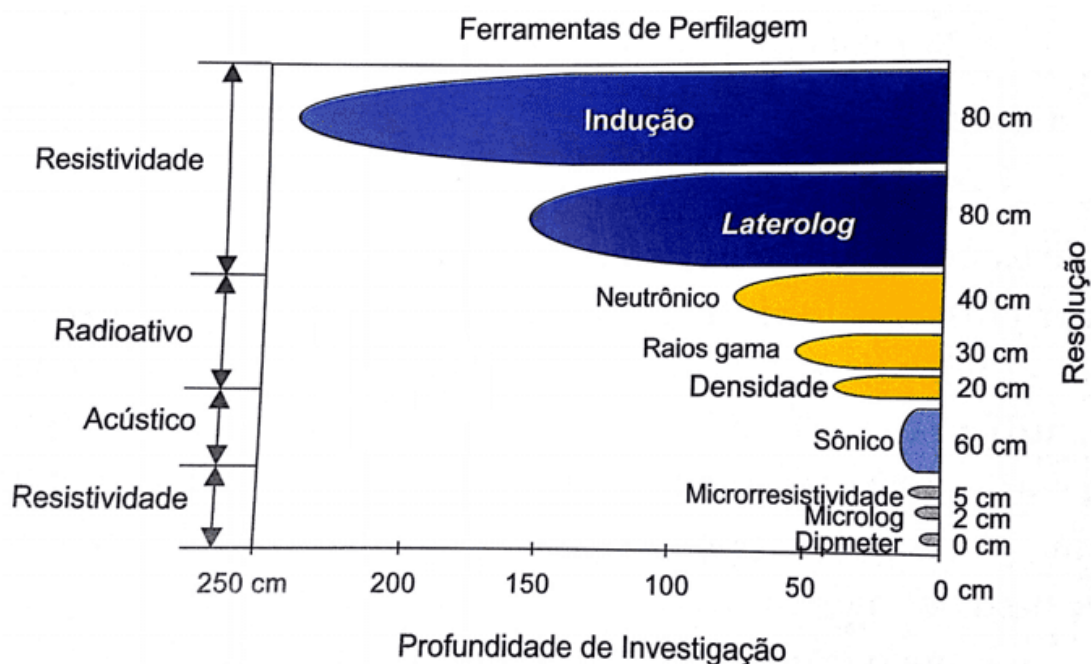
Figura 1 – Exemplo de perfil, usualmente utilizado na indústria.



Fonte: Petrowiki.org – 2014.

Para qualquer que seja o tipo de perfil empregado na avaliação de um poço de petróleo, não são fornecidas diretamente as propriedades de interesse, como porosidade, permeabilidade ou saturação de fluidos. Essas propriedades são calculadas a partir de parâmetros de medições elétricas, acústicas e radioativas, tendo cada uma dessas um intervalo de medidas variável para a ferramenta de perfilagem (THOMAS, 2001) (Figura 2).

Figura 2 – Exemplo esquemático de intervalos de medição para diferentes ferramentas de perfilagem.



Fonte: Rocha, Luiz Alberto Santos – 2007.

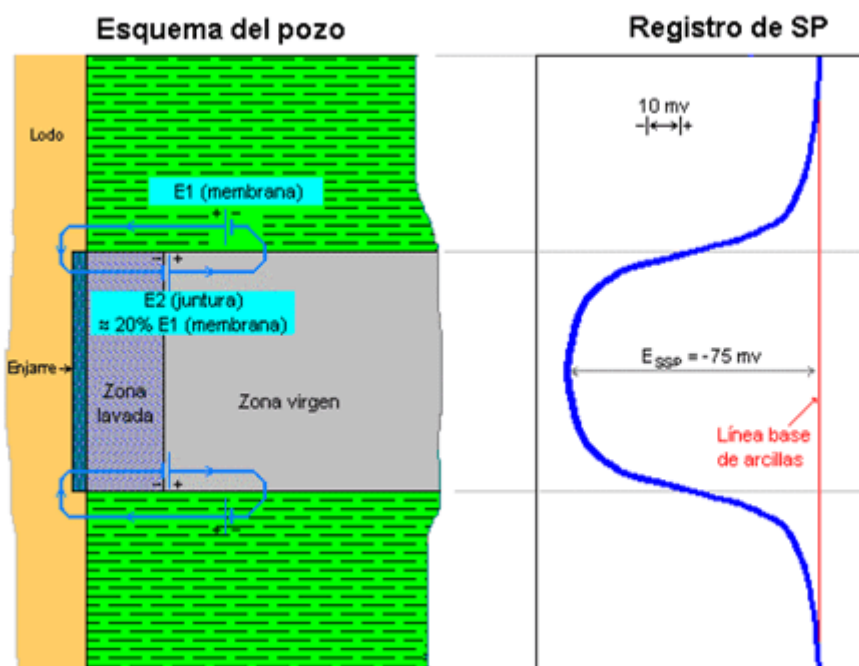
3.2.1 POTENCIAL ESPONTÂNEO

O perfil de potencial espontâneo (SP), mais conhecido como curva de SP – *Spontaneous potential* – mede a diferença de potencial elétrico, entre dois eletrodos posicionados, um na superfície e o outro dentro do poço de petróleo.

“... É o registro de pequenas diferenças de potencial (milivolt) que se desenvolvem em nível de contatos entre o filtrado do fluido de perfuração, os folhelhos ou argilas e as águas das formações permeáveis, atravessadas pelos poços.” (NERY, 1990).

Este perfil permite determinar camadas permeáveis, auxiliar na correlação entre poços vizinhos, calcular a argilosidade das rochas, distinguir reservatórios em arenitos radioativos e determinar a salinidade correspondente (Figura 3).

Figura 3 – Exemplo de registro de perfil SP.



Fonte: Jesus, José Eduardo Ferreira – Petrobras S.A.

3.2.2 RAIOS GAMA – GR

O perfil de raios gama (GR), mais comumente descrito como– *Gama Ray* – mede a radioatividade natural das formações (REICHEL, 2012). Este perfil reflete o conteúdo de sequências argilosas, em função da concentração de elementos radioativos presentes nos minerais constituintes dos folhelhos, podendo assim distinguir os folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos.

Esse tipo de perfil possui uma medida expressa em unidade API, que é a medida de radioatividade do meio rochoso padrão com quantidade determinada de Tório (Th), Urânio (U) e Potássio (K) (ELLIS, 2004).

Normalmente, os folhelhos apresentam alto teor de K_{40} – isótopo natural do potássio – motivo pelo qual esse perfil possui grande importância na identificação litológica (NERY, 1990). Com a interpretação do perfil sísmico obtido, podem-se definir os limites do reservatório, calcular o volume de argila e obter auxílio para a navegação pelo reservatório, durante a perfuração direcional horizontal (THOMAS, 2001).



Este perfil não distingue corretamente, entretanto, reservatórios de arenitos arcoseanos (feldspáticos) devido à alta radioatividade destas rochas (REICHEL, 2012).

3.2.3 RESISTIVIDADE

A resistividade é a propriedade de toda matéria em permitir com maior ou menor restrição a condutividade de elétrons – corrente elétrica – (JESUS, 2013). Assim, o perfil de resistividade indica a habilidade de um material em resistir à condução elétrica. Essa resistência por parte das rochas irá depender da sua porosidade, da natureza do fluido em seus poros e do conteúdo de íons Na^+ e Cl^- dissolvido no fluido aquoso.

As rochas sedimentares são compostas de elementos sólidos agrupados no elemento denominado arcabouço constituído de grãos, matriz e cimento, e espaço poroso (BROOKS, 2009). Os poros podem estar preenchidos com fluidos tanto de origem primária – durante a deposição, quanto secundária – migraram para a rocha depois da mesma formada. Com relação aos fluidos, hidrocarbonetos não são bons condutores elétricos, isto é, possuem uma alta resistividade, enquanto as águas de formação se forem salgadas contém alto conteúdo de íons Na^+ e Cl^- dissolvido e, portanto, são boas condutoras possuindo assim uma baixa resistividade. Esta grande diferença entre as resistividades de rochas com hidrocarbonetos e as com água de formação, torna o perfil de resistividade muito importante na avaliação das formações. Portanto, a perfilagem sísmica utilizando o princípio de resistividade, mede as variações no comportamento das ondas eletromagnéticas ao passar por diferentes litologias, inferindo dessa forma, valores de resistividade.

“Cabe ressaltar que, no caso da água doce, o perfil resistividade apresentará altos valores da mesma forma que apresenta na presença de hidrocarbonetos. Este efeito pode levar a interpretações erradas do fluido presente no reservatório.” (ROCHA, 2007).



O perfil de resistividade é amplamente utilizado para determinar as zonas portadoras de hidrocarbonetos, para definir os contatos entre fluidos e auxiliar no cálculo da saturação da água, através da utilização da Equação de Archie. Nos perfis LWD, as ferramentas de resistividade trabalham em uma frequência maior quando comparada com a perfilagem a cabo.

3.2.4 DENSIDADE E NEUTRÃO

O perfil de densidade – conhecido como RHOB, registra continuamente as variações das massas específicas das camadas de rocha atravessadas, com o ganho de profundidade do poço (ELLIS, 2004). No caso de rochas porosas, a medição inclui tanto a densidade da matriz da rocha, como a do fluido contido nos poros da mesma.

Esse tipo de perfil baseia o mecanismo de medição em uma fonte de raios gama incidindo sobre a parede do poço de petróleo, com isso, ocorrerá uma colisão entre os raios gama e os elétrons da formação, como o número de elétrons em um átomo é aproximadamente proporcional à sua densidade, quanto mais denso for o material, maior o número de colisões. Desta forma, a ferramenta de densidade mede a resistência da radiação do raio gama, já que a atenuação do raio gama é diretamente dependente da densidade da formação (NERY, 1990).

3.2.5 SÔNICO

O perfil sônico – mais conhecido como DT – mede o tempo gasto pelo som para percorrer um determinado espaço de formação. A velocidade do som varia de acordo com o meio em que as ondas se propagam, o tempo gasto por uma onda sonora nos sólidos para percorrer uma distância fixa, é menor que nos líquidos e gases, visto que velocidade de propagação maior significa tempo menor (BROOKS, 2009).

Ao se considerar duas rochas semelhantes, aquela que contiver maior quantidade de líquido dentro de seus poros, conseqüentemente maior porosidade, apresentará um tempo de trânsito maior do que aquela de menor volume fluido. Desta maneira, a maior



vantagem do perfil sônico vem da relação direta que existe entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e a sua porosidade (NERY, 1990).

A ferramenta de perfil sísmico sônico utiliza um transmissor de energia acústica com frequência ultrassônica baixa, e dois receptores. O impulso sonoro emitido com uma frequência constante pelo transmissor se propaga nas camadas até vir a ativar sucessivamente os dois receptores localizados na sonda de perfilagem, com distâncias fixas e predeterminadas. Mede-se com isso, não o tempo gasto pelo som para atingir ambos os receptores, mas sim o tempo gasto no percurso entre os mesmos (ROCHA, 2007).

É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou estimativas das constantes elásticas, detecção de fraturas, apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético e podendo ser utilizado até mesmo para a escolha da broca, visto que as ondas emitidas são de grande utilidade para a determinação das características mecânicas das rochas reservatório de hidrocarboneto.

3.2.6 RESSONÂNCIA NUCLEAR MAGNÉTICA

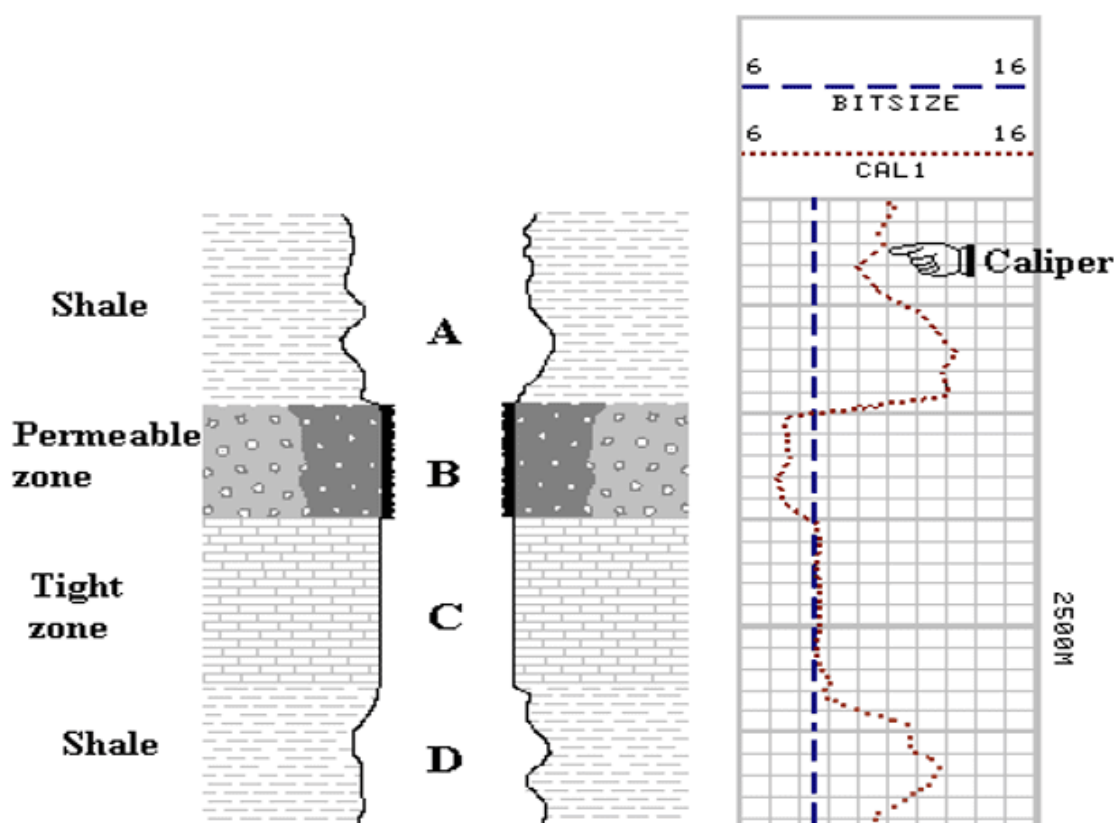
Os perfis de ressonância nuclear leem os índices de hidrogênio, polarização e relaxamento dos fluidos presentes nos poros da rocha, podendo assim definir alguns parâmetros desta rocha, como porosidade independente da litologia, distribuição de tamanho de poros, volume de água irreduzível, índice de permeabilidade, identificação de fluidos e viscosidade do óleo (SAMPAIO, 2012).

Esse tipo de perfil sísmico está sendo utilizado na perfilagem *Logging while drilling* (LWD) dos reservatórios do pré-sal brasileiro, pois conseguem definir a porosidade efetiva dos carbonatos com boa precisão, uma vez que os perfis convencionais de porosidade, como densidade, neutrônico e sônico não conseguem caracterizar a porosidade desses reservatórios (SAMPAIO, 2012).

3.2.7 CALIPER

O perfil sísmico mede o diâmetro do poço de petróleo, e nos fornece de forma indireta uma indicação das condições de estabilidade do poço, como os *break-outs* que são falhas que ocorrem por cisalhamento, os *wash-outs* que são alargamentos devido à interação da coluna de perfuração com o poço ou o excesso de vazão e as variações para mais que são os desabamentos ou para menos que são os rebocos e estrangulamentos (NEY, 1990) – (Figura 4).

Figura 4 – Exemplo de perfil Caliper.



Fonte: Halliburton – 2014.

Existe também o chamado caliper azimuthal[2], que fornece medições do diâmetro do poço de petróleo em várias direções e é muito utilizado para fornecer as direções das tensões horizontais *in situ* (SCHLUMBERGER, 2014).



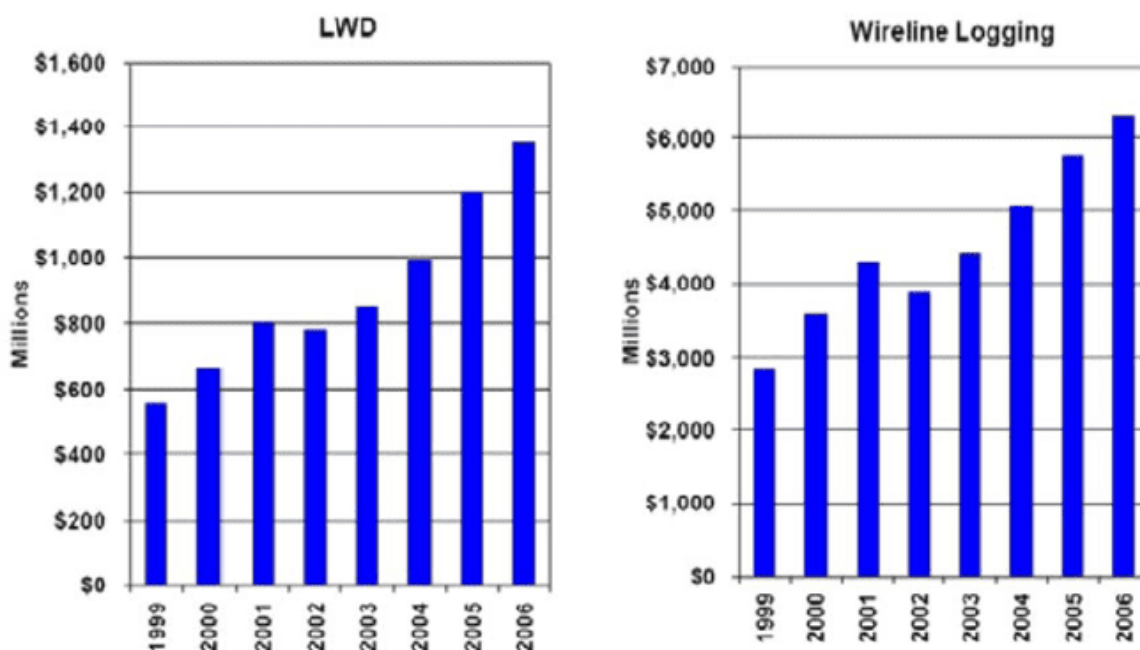
O seu princípio ferramental é bastante simples, e consta de um dispositivo eletromecânico que mede as distâncias entre braços ou almofadas que se encontram pressionadas contra as paredes do poço de petróleo perfurado, e um mandril central. Podem existir ferramentas de um, dois, três, quatro ou mais braços, para descer no poço e realizar essa medida (SCHLUMBERGER, 2014).

3.3 TRANSMISSÃO DE DADOS

Com o passar dos anos, todo o processo de perfuração e acompanhamento de dados foi se desenvolvendo e, conseqüentemente surgiram novas técnicas e metodologias. Esta evolução foi motivada pela redução de custos operacionais, aumento da velocidade de perfuração e otimização do poço no reservatório de petróleo, principalmente.

Tendo em vista a necessidade de se conhecer as propriedades das rochas, o investimento em pesquisas para o desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para a obtenção de dados *in situ* da formação sísmica, tomou lugar na indústria petrolífera (Figura 5).

Figura 5 – Investimentos realizados para o desenvolvimento das técnicas de perfilagem a cabo e LWD.



Fonte: Tollefsen – 2007.

O aprimoramento dos métodos de perfilagem sísmica e o surgimento de novas ferramentas para obtenção dos dados físico-químicos das formações mostrou a limitação do cabo elétrico para realizar a leitura dos dados em tempo real, já que um poço de petróleo com sistema rotativo de perfuração torna inviável a utilização do cabo elétrico e, com isso, desenvolveu-se uma técnica de transmissão de dados de geoprocessamento para a sonda de perfuração conhecida como telemetria por pulsos de lama, auxiliando assim o desenvolvimento da perfilagem *Logging while drilling* (LWD) (TOLLEFSEN, 2007).

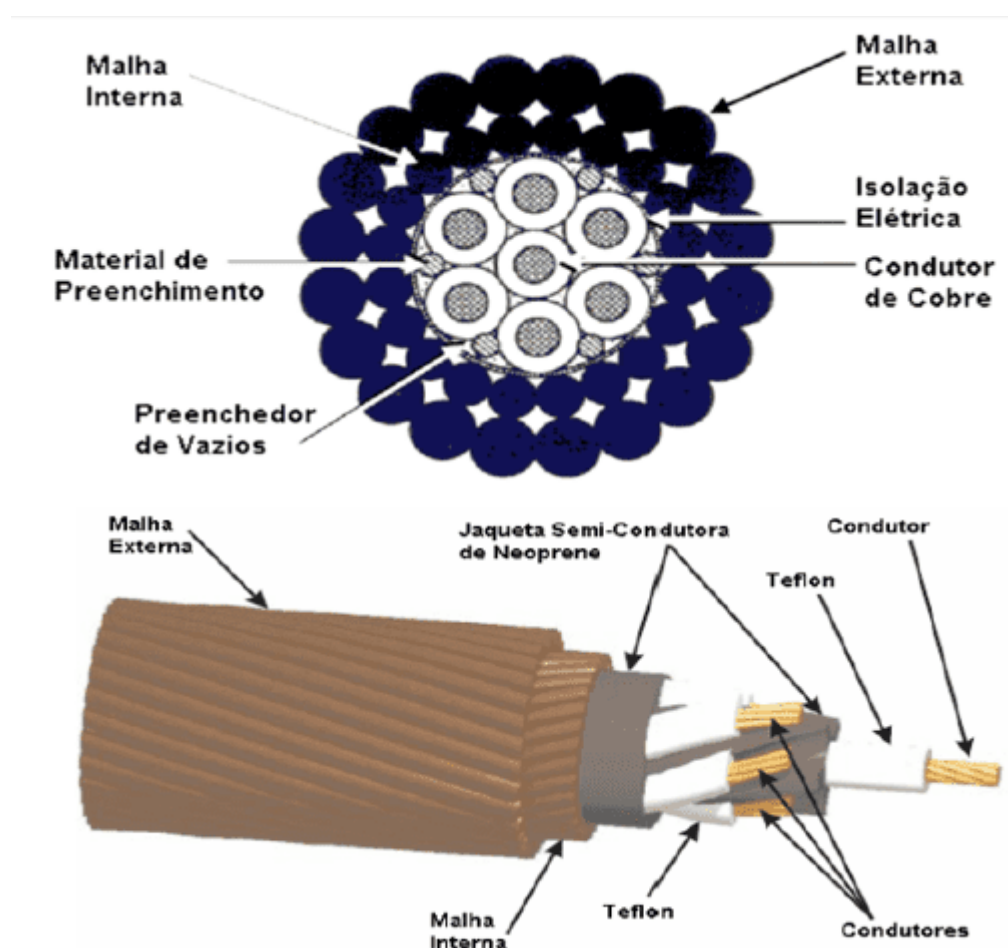
3.3.1 CABO WIRELINE

A perfilagem sísmica a cabo *Wireline* (WL) é realizada após a perfuração, necessitando assim a paralisação da operação e a remoção da totalidade da coluna de perfuração do poço de petróleo. Esse método pode ser empregado em poços verticais, ou direcionais de baixa inclinação, isto é, com ângulos menores que 30° (FERRAPIS, 2012). Posteriormente, é descida a ferramenta de perfilagem, acoplada

ao WL, até a base do poço de petróleo e dado início a obtenção dos perfis sísmicos durante a operação de retirada da ferramenta. Os dados sísmicos obtidos dentre os diversos tipos de perfis conforme descritos neste artigo (elétricos, radioativos, sônicos ou acústicos), são registrados e enviados para a sonda de perfuração através desse cabo elétrico para a interpretação e o geoprocessamento dos dados referentes à formação sísmica.

O WL consiste em uma tecnologia de cabeamento (Figura 6), usada para descer equipamentos ou dispositivos de medição em um poço de petróleo, para fins de intervenção ou avaliação da formação (SCHLUMBERGER, 2012).

Figura 6 – Esquema do cabo elétrico utilizado para perfilagem.



Fonte: Petrowiki.org – 2014.

3.3.2 TUBOS FLEXÍVEIS – COILED TUBING

Também conhecidos como *flex tubo*, os tubos flexíveis ou *coiled tubing* são normalmente de 1" até 3.25" de diâmetro, dispostos em carretéis de grande porte e utilizados em poços direcionais (Figura 07)

Figura 7 – Modelo onshore, utilizado para perfilagem via tubos flexíveis.



Fonte: Sapesco – 2014.

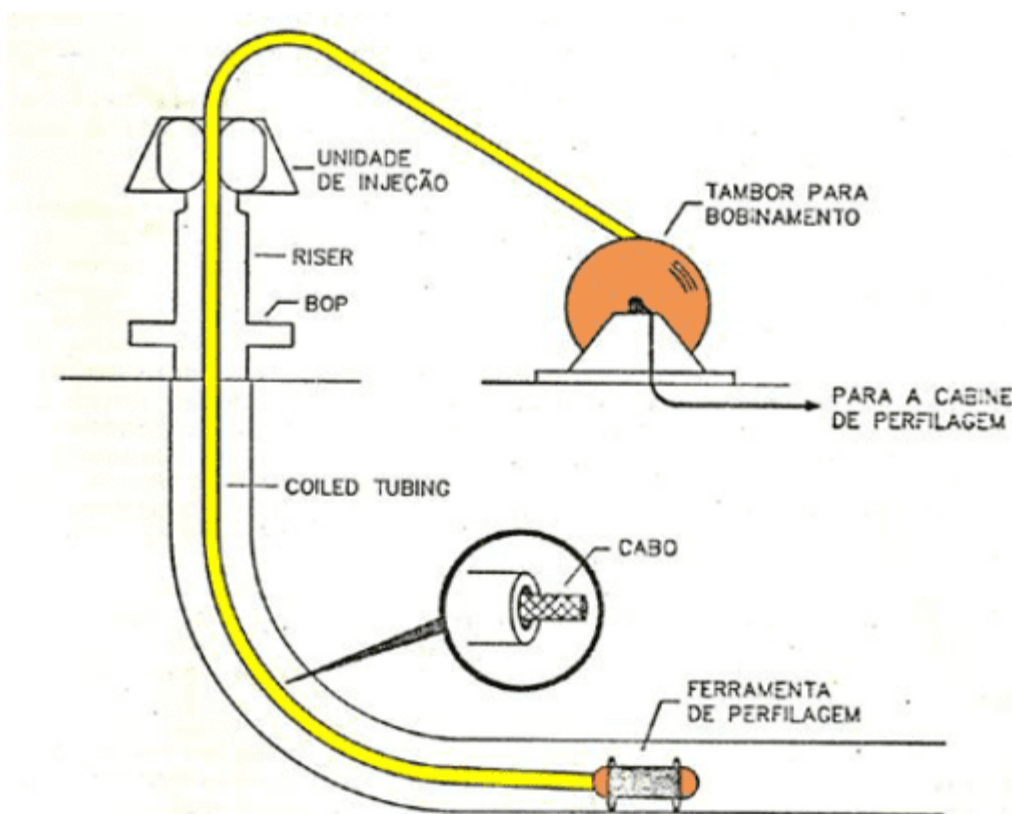
É usualmente utilizado pelas empresas para intervenção em poços de petróleo direcionais, como limpeza e/ou bombeamento de produtos químicos e inclusive como tubulação de produção em alguns poços de gás esgotados (HONÓRIO, 2007).

O *coiled tubing*, apesar de ser uma ferramenta amplamente empregada na engenharia de produção, passou a ser adotado pelas companhias de perfilagem sísmica que precisavam trabalhar em poços de petróleo direcionais onde o *WL* não consegue atingir a base do poço, por possuírem uma inclinação maior que 30° e menor que 50° (FERRARIS, 2012).

Da mesma forma que o *WL*, a perfilagem sísmica com essa técnica só pode ocorrer após a perfuração e a total remoção da coluna de perfuração do poço de petróleo, o tubo flexível é empurrado até a base do poço (Figura 8), auxiliado por pequenos

rolamentos colocados na ferramenta de perfilagem, de forma a atingir a base do mesmo (SERRA, 2004).

Figura 8 – Operação de perfilagem, utilizando a técnica de *coiled tubing*.



Fonte: Sampaio – 2012.

3.3.3 COLUNA DE TUBOS DE PERFURAÇÃO – *TOOL PUSHER*

A ferramenta *tool pusher* para perfilagem consiste em uma técnica auxiliar utilizada para que as ferramentas de perfilagem possam atingir a base do poço de petróleo. Esta ferramenta é utilizada em poços de petróleo considerados de alta inclinação, ou seja, inclinações maiores que 50°, visto que o atrito do equipamento de perfilagem sísmica a cabo com as paredes do poço pode simplesmente impedir que a ferramenta deslize poço abaixo (ROCHA, 2011).

Nessa técnica, as ferramentas de perfilagem sísmica são montadas na coluna de perfuração, logo acima da broca sucedidas pelo restante da coluna, a qual possui a



função de levar o conjunto de ferramentas de perfilagem até a base do poço de petróleo (SCHLUMBERGER, 1987). A ferramenta de perfilagem, ao atingir a base do poço auxiliado pelo *tool pusher*, recebe o acoplamento de um cabo elétrico de perfilagem, que é lançado de sonda de perfuração pelo espaço entre o revestimento e a coluna de perfuração, passando para dentro da coluna através de uma válvula *sub* e permitindo assim que o cabo elétrico de perfilagem fique fora da coluna apenas no intervalo revestido do poço. Esta precaução tem como objetivo a proteção do cabo elétrico de perfilagem, já que o mesmo pode ser esmagado pela coluna e a parede do poço de petróleo aberto.

Uma vez estabelecido o contato entre o cabo elétrico de perfilagem e a ferramenta de perfilagem, o registro dos perfis sísmicos começa a ser obtido à medida que a coluna é retirada do poço de petróleo, ocorrendo assim em um intervalo após a perfuração.

3.3.4 ONDAS ELETROMAGNÉTICAS – EM

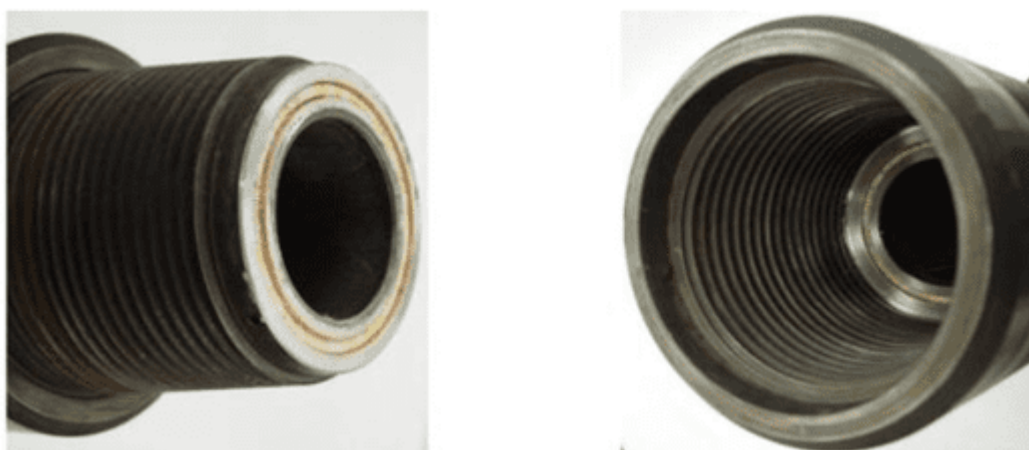
Para a obtenção dos dados sísmicos de registro dos perfis, essa técnica de perfilagem utiliza emissões de ondas eletromagnéticas a partir da base do poço de petróleo para a superfície. A ferramenta de perfilagem é descida até a base do poço com auxílio da coluna de perfuração, ao iniciar a operação, são emitidas ondas em frequência moduladas de codificação binária para a superfície, na superfície uma antena receptora capta a frequência e a decodifica, transformando-a em perfis, realizando o geoprocessamento do dado sísmico (SAMPAIO, 2012).

Essa técnica é muito utilizada em poços de petróleo terrestre, não existindo registros na bibliografia sobre a utilização da mesma no Brasil. O motivo para isso é que no mar, a lâmina d'água (LDA) interfere nos sinais eletromagnéticos, já que a água salgada é um meio extremamente condutor, gerando assim uma atenuação dos sinais lidos na superfície.

3.3.5 TUBOS INTELIGENTES – *WIRED DRILL PIPES*

Os tubos inteligentes são utilizados para a transmissão dos dados fornecidos pelos diversos tipos de ferramentas de perfis sísmicos, se tratando de tubos de perfuração especiais, que possuem um contato elétrico nas roscas de encaixe, pino e caixa (Figura 9), e que ao serem enroscados fecham uma conexão elétrica, permitindo que a coluna de perfuração se torne um enorme condutor elétrico.

Figura 9 – Tubos de perfuração Wired drill pipes, com contatos elétricos na rosca (esquerda) e encaixe (direita).



Fonte: Hughes – 2014.

Essa técnica se encontra em fase de testes na perfuração de poços no Golfo do México e no Mar do Norte, tendo como única desvantagem inicialmente, o custo elevado desses tubos especiais de perfuração de poços de petróleo. Porém essa tecnologia vem se mostrando viável uma vez que tubos convencionais, usados na classe Premium, podem ser convertidos a um custo acessível (ROCHA, 2011).

Com esse tipo de ferramenta, a obtenção de dados seja de georreferenciamento seja de perfis sísmicos, podem ser enviados para a sonda de perfuração em tempo real permitindo o geoprocessamento e a utilização do conceito de *Logging while drilling* (LWD).



3.3.6 PULSO DE LAMA

O conceito surgiu da necessidade de se comunicar com as ferramentas no fundo do poço de petróleo em um sistema rotativo, onde é inviável a utilização do cabo elétrico. A telemetria por pulsos de lama se baseia na transmissão dos dados obtidos durante a perfuração pelos sensores posicionados na coluna, através do fluido de perfuração – denominado lama – por pulsos de pressão.

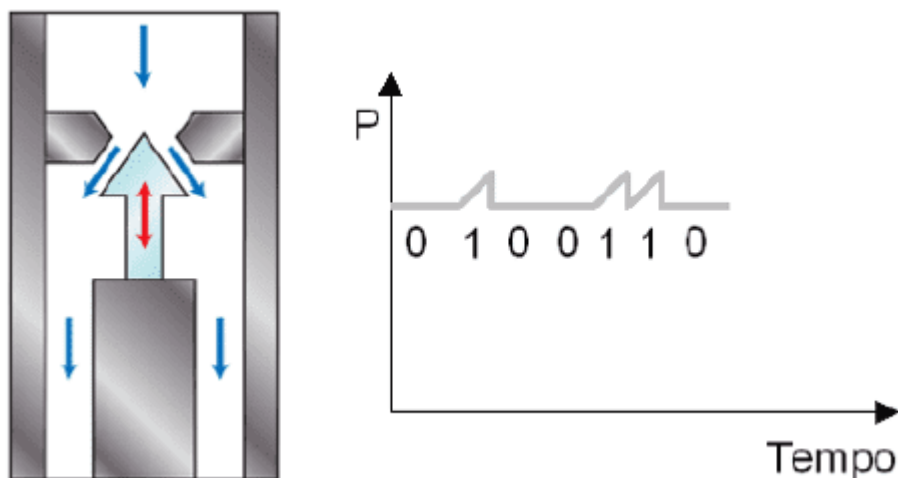
O fluido de perfuração é bombeado por dentro da coluna de perfuração, até atingir o fundo do poço de petróleo e saindo por orifícios na broca – vale ressaltar que uma das principais funções da lama de perfuração é o resfriamento da broca e a limpeza do poço, visto que ela leva consigo em suspensão as partículas resultantes do processo de perfuração – retornando pelo espaço entre a coluna e parede do poço (KLOTZ, 2008). As medidas ocorrem próximas à broca obtendo os dados, convertendo os mesmos em códigos binários e enviando para a sonda de perfuração por pulsos de pressão na lama. Esses dados em forma de pulsos de pressão chegam à superfície, e são decodificados em sensores para conversão e interpretação dos dados (HONÓRIO, 2007).

Usualmente os dados coletados são transmitidos para a sonda de perfuração de três maneiras: telemetria com pulso positivo, telemetria com pulso negativo e telemetria com pulso contínuo.

3.3.6.1 PULSO POSITIVO

Os pulsos são obtidos através de um aumento temporário da pressão dentro do comando. Uma válvula fica localizada no eixo do transmissor em frente a uma abertura por onde o fluido circula (Figura 10), possuindo dois modos de operação, aberta ou fechada.

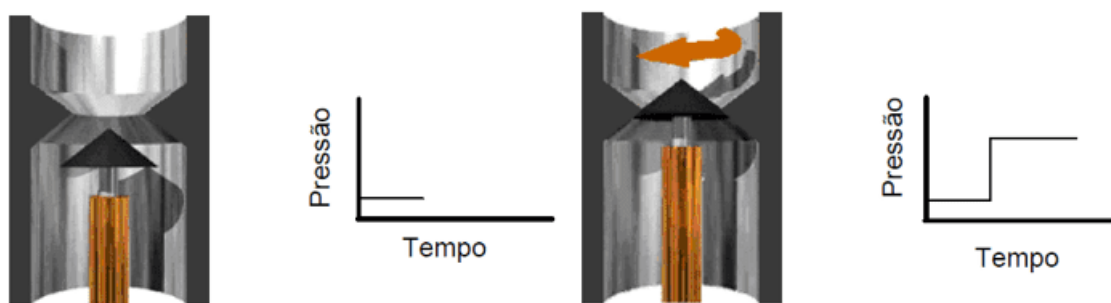
Figura 10 – Princípio de funcionamento do sistema de telemetria por pulsos de lama positivos.



Fonte: Sampaio – 2012.

Em um primeiro instante, quando a válvula se encontra aberta, se tem um nível de pressão lida no interior da coluna na sonda de perfuração. Quando há o fechamento desta válvula, se tem o aumento da pressão a um segundo nível mais elevado de pressão interior (SAMPAIO, 2012) – (Figura 11).

Figura 11 – Válvula aberta, com nível de pressão baixo (esquerda) e válvula fechada com nível de pressão alto (direita).

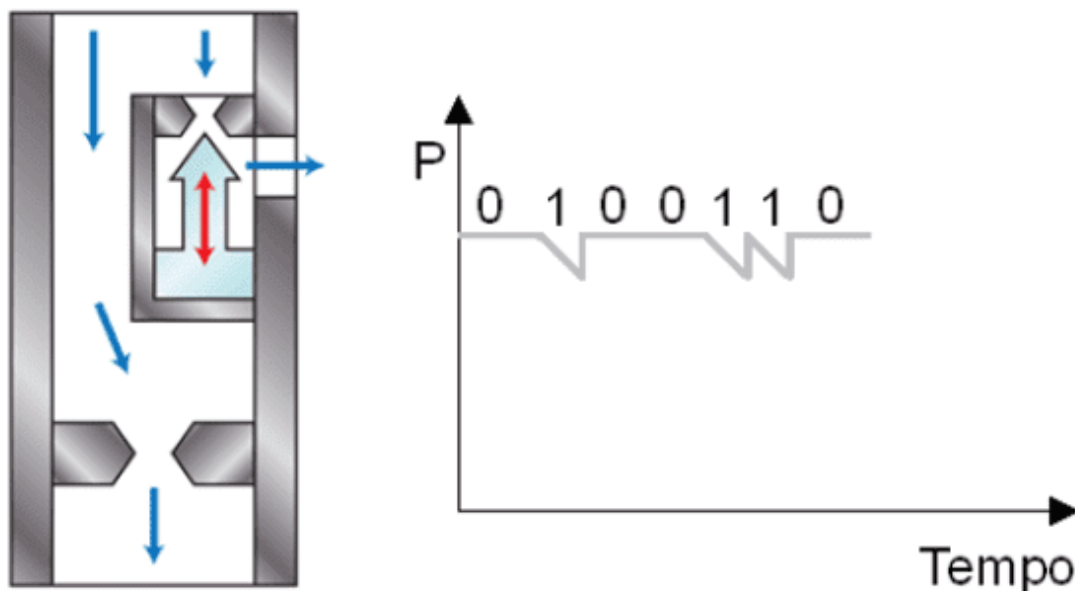


Fonte: Honório – 2007.

3.3.6.2 PULSO NEGATIVO

A telemetria por pulso negativo age de uma forma bem semelhante ao de pulso positivo, porém, ao invés de restringir o fluxo, ela o redireciona (Figura 12). Os pulsos negativos são gerados pela redução de pressão dentro dos comandos. Essa redução de pressão é ocasionada ao abrir uma válvula dentro da coluna, gerando comunicação com o espaço anular entre a coluna e a parede do poço de petróleo.

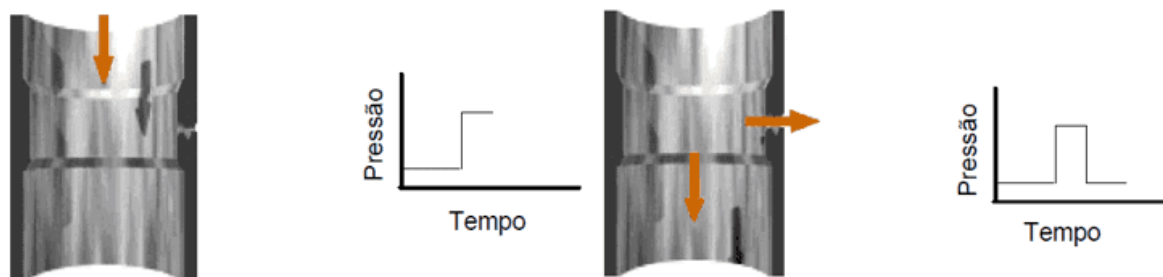
Figura 12 – Princípio de funcionamento do sistema de telemetria por pulsos de lama negativo.



Fonte: Sampaio –2012.

Parte do fluido no interior da coluna flui para fora, entrando em contato com o espaço anular, ocasionando decréscimo de pressão. Ao fechar a válvula, a pressão volta a seu estágio original (HONÓRIO, 2007) – (Figura 13).

Figura 13 – Válvula fechada com nível de pressão alto (esquerda), e válvula aberta com nível de pressão baixo (direita).



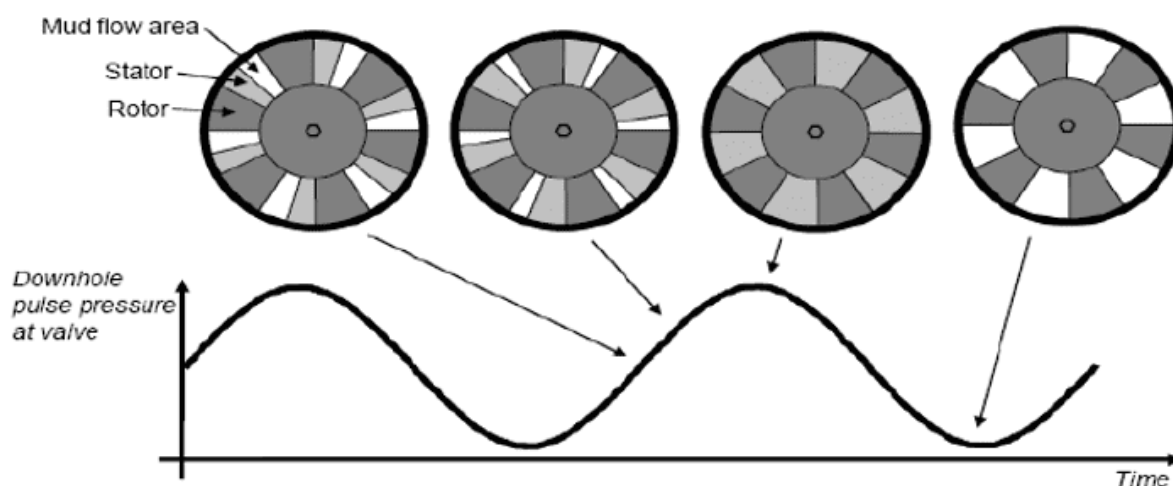
Fonte: Honório – 2007.

3.3.6.3 PULSO CONTÍNUO

Esse sistema de pulso contínuo foi patenteado pela prestadora de serviços Schlumberger Oilfield Service. É constituído basicamente de uma válvula rotatória que dispõe de um conjunto de estator e rotor, à medida que o rotor gira, faz um movimento progressivo e contínuo de abre e fecha da vazão através do conjunto, criando uma onda contínua de pressão à medida que o fluido circula no interior da coluna (Figura 14). A mudança na onda gerada no fundo do poço pela ferramenta, caracteriza os 0's e 1's, assim na sonda de perfuração se obtêm os dados digitais enviados pela ferramenta (HARTMANN, 2012).

Com o aprimoramento dessa ferramenta para telemetria, foi possível obter uma maior taxa de transmissão de dados e de comunicação com a sonda de perfuração – em comparação com a taxa de transmissão de dados do pulso positivo e negativo – sendo assim bastante empregada para a obtenção de dados em tempo real e permitindo maior suporte ao processo de perfuração de poços de petróleo, tornando o processo bastante eficiente (RENNIE, 2007).

Figura 14 – Sistema de funcionamento do sistema de telemetria por pulsos de lama contínuos.



Fonte: Klotz – 2008.

3.3.6.4 TRANSMISSÃO E DECODIFICAÇÃO

Os dados enviados para a sonda de perfuração pelo pulso de lama são modulados em códigos binários e transmitidos através do modulador a uma taxa conhecida, na ordem de dezenas de bits por segundo (bps). Ao chegar à superfície os pulsos contendo a informação em formato binário, são demodulados e convertidos em sinais digitais, gerando os perfis sísmicos e o geoprocessamento dos dados de georreferenciamento do poço de petróleo (HUTIN, 2001).

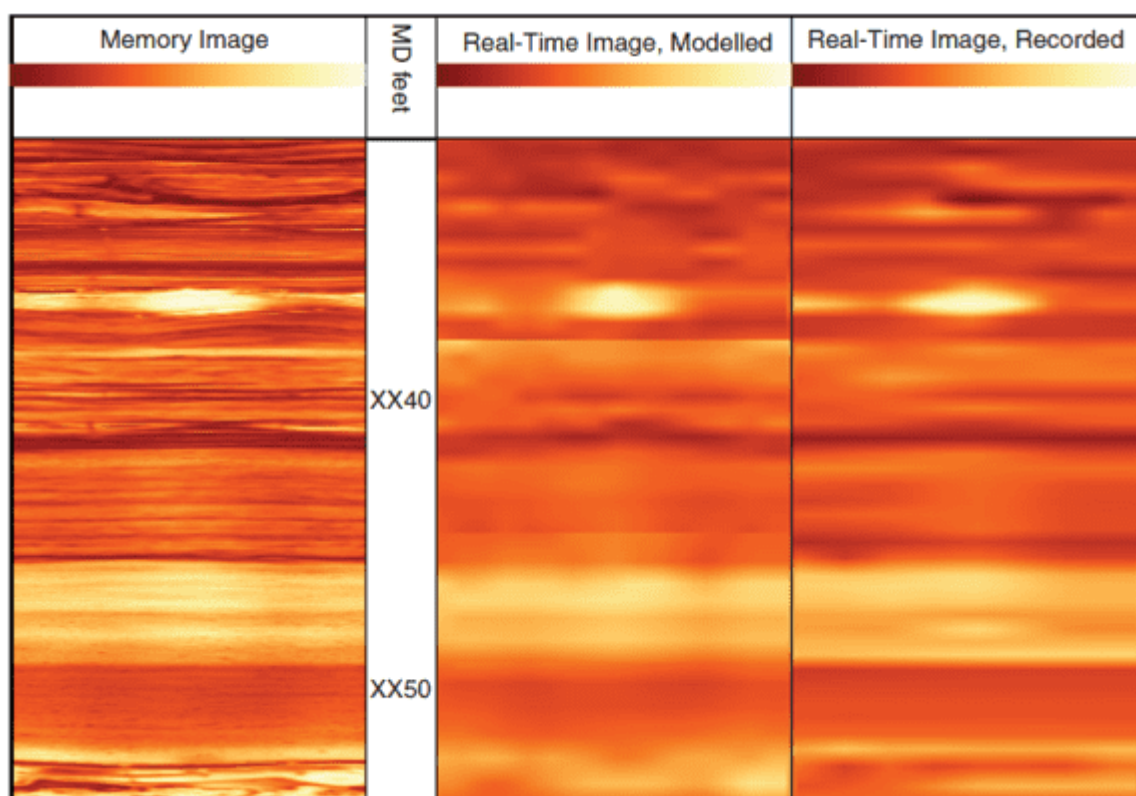
O tempo para que uma informação seja toda transmitida, depende do tamanho que a mesma tenha. Esse tempo será em função da capacidade de transmissão do modulador, caso a informação a ser transmitida tenha 200 bits, e o modulador possua uma capacidade de transmitir 20 bps, essa informação irá demorar 10 segundos para ser toda transmitida para a sonda de perfuração (KLOTZ, 2008).

3.4 VANTAGENS DA PERFILAGEM *LOGGING WHILE DRILLING* EM RELAÇÃO À PERFILAGEM A CABO

Os registros de dados obtidos pelos métodos de perfilagem a cabo e de *Logging while drilling* (LWD) geram imagens de perfis com qualidades diferenciadas (Figura 15),

visto que o LWD possui um limite de volume de dados transmitidos por unidade de tempo (FULDA, 2010). Sendo esse o principal motivo das petrolíferas não considerarem a perfilagem LWD como uma tecnologia que venha a substituir totalmente a perfilagem a cabo. A qualidade dos dados obtidos pela perfilagem LWD pode gerar dúvidas, já que em situações críticas em que a taxa de transmissão de dados pela telemetria pode sofrer muitas atenuações. Desta maneira, o geólogo responsável normalmente requisita a passagem de perfis a cabo para sanar quaisquer dúvidas. Assim, a perfilagem LWD e a cabo podem ser consideradas complementares (HONÓRIO, 2007).

Figura 15 – Comparação entre perfis de imagem gravado em RM (esquerda), modelo esperado em tempo real (meio) e obtido em tempo real (direita).

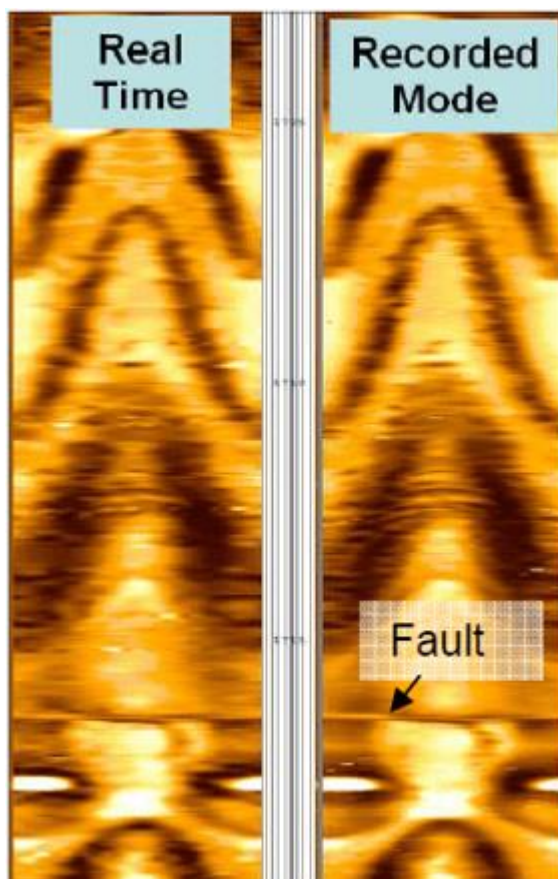


Fonte: Hartmann – 2012

Na perfuração de poços de petróleo, a perfilagem LWD é utilizada a fim de obter informações antecipadas das formações que estão sendo perfuradas (Figura 16), associadas controle de georreferenciamento do poço de petróleo. E acaba sendo de

prática comum, a utilização de perfilagem a cabo para a perfuração de poços de petróleo com baixo ângulo, que não exploratório, e para os poços de alto ângulo e/ou exploratórios o LWD ou a combinação dos métodos (FERRARIS, 2012).

Figura 16 – Comparação entre perfis de imagem obtido em tempo real (esquerda) e gravado em RM (direita), mostrando visivelmente uma falha em ambos.



Fonte: Borghi – 2011.

Encontram-se como principais motivos para a utilização da perfilagem LWD:

- Garantia de perfilagem quando se prevê que por algum motivo a perfilagem a cabo não será possível ou muito prejudicada;
- Perfilagem LWD apresenta menos invasão de filtrado;
- Possibilidade de perfilar poços direcionais de alto ângulo ou poços horizontais, permitindo o aumento da eficiência do reservatório;



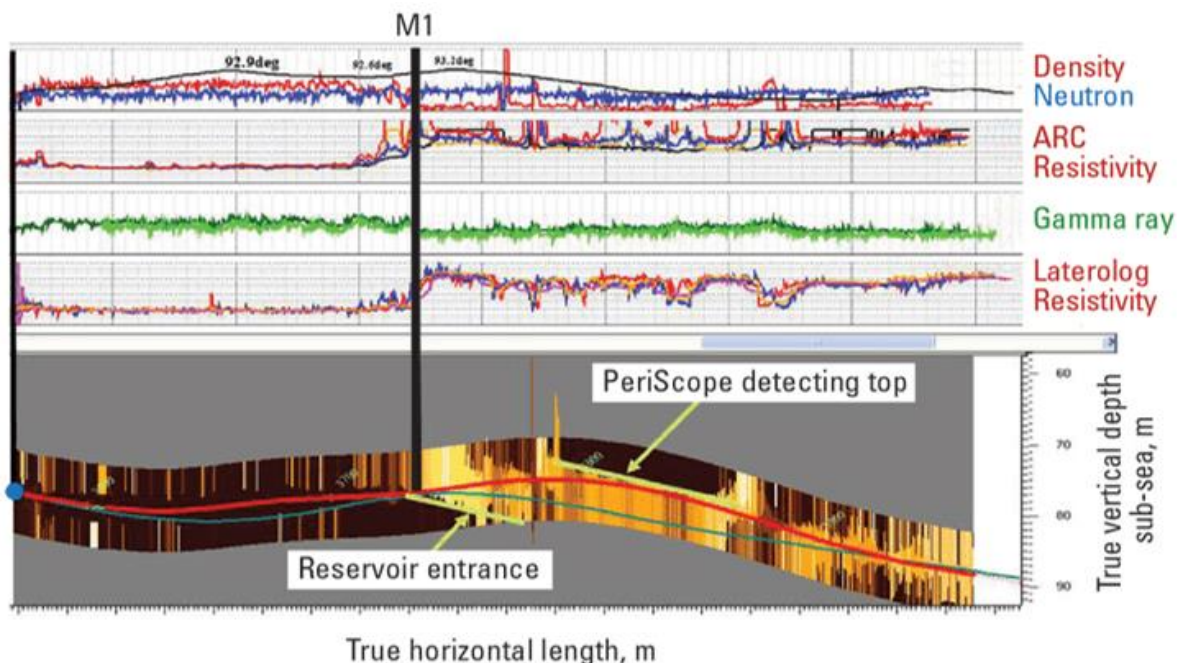
- Economia de recursos em poços de petróleo muito desviados, quando seria necessária a perfilagem utilizando tubos de perfuração, e
- Obtenção de perfis sísmicos de passagem múltipla, permitindo a perfilagem tanto no momento da perfuração, quanto na retirada da coluna (TOLLEFSEN, 2007).

3.5 GEORREFERENCIAMENTO

O georreferenciamento da coluna de perfuração dentro do poço no reservatório, ou seja, o acompanhamento em tempo real da perfuração permite a mudança de trajetória da coluna de perfuração, enquanto se perfura, possibilitando, assim, que a coluna se mantenha dentro do intervalo desejado da formação (SAMPAIO, 2012).

Para a navegação na horizontal são necessárias medidas azimutais de perfis sísmicos que permitam manter o poço de petróleo dentro da zona de interesse geológico (Figura 17). Dessa maneira o geoprocessamento dos dados geológicos e de direcionamento da coluna precisam ser coletados e processados em tempo real na sonda de perfuração.

Figura 17 – Acompanhamento de navegação na horizontal em tempo real, com uso de ferramentas azimutais.



Fonte: drillingcontractor.org – 2014

4. CONCLUSÕES

Independentemente se a perfilagem é do tipo *Logging while drilling* (LWD), realizada durante a perfuração do poço de petróleo a partir de telemetria por pulso de lama – seja com maior taxa de transferência que permite dados mais nítidos ou com menor taxa de transferência que permitem dados com menor nitidez, ou a cabo elétrico, os princípios de funcionamento dos diferentes tipos de perfis geológicos são os mesmos como objetivou-se a análise comparativa deste trabalho, tendo como parâmetros (Tabela 1) e variáveis (Tabela 2) principais as descritas a seguir.



Tabela 1 - Parâmetros e aplicações das principais ferramentas de perfilagem.

PERFIS SÍSMICOS	PARÂMETROS MEDIDOS	PRINCIPAIS APLICAÇÕES	PROFUNDIDADE
POTENCIAIS ESPONTÂNEO	Potencial elétrico natural gerado nos poços de petróleo	Salinidade água, litologia, argilosidade	
ELÉTRICO INDUÇÃO	Resistividade elétrica na zona virgem	Cálculo de saturação de água	80 - 120 cm
RESISTIVIDADE	Resistividades elétricas próximas as paredes dos poços de petróleo	Cálculo de saturação de óleo	10 cm
RAIOS GAMA	Conteúdo U, K e Th das formações com radiação natural	Litologia, argilosidade	80 cm
SÔNICO	Tempo de propagação da onda acústica ao longo das paredes dos poços de petróleo	Porosidade, velocidade, constante elástica das rochas	30 cm
DENSIDADE	Quantidade de elétrons por unidade volume de rocha	Porosidade, densidade das rochas	50 cm
NEUTRÔNICOS	Quantidade de hidrogênio por unidade de volume de rocha	Porosidade, argilosidade, presença de gás	60 cm
CALIPER	Diâmetro dos poços de petróleo	Indicador de qualidade de leituras, testes	

Fonte: Rocha – 2007.

Tabela 2 – Variáveis de perfilagem.

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

Fonte: Rocha – 2007.

O uso do LWD em substituição à operação de perfilagem sísmica a cabo elétrico é uma boa opção em poços de petróleo de grande inclinação, ou seja, superiores a 50 graus, com grandes afastamentos ou que enfrentem severos problemas de instabilidade das formações. Nesses casos, a redução do tempo de exposição do poço aberto será substancialmente reduzida, permitindo que estes sejam perfurados e imediatamente revestidos, isolando-se assim as zonas com problemas potenciais e reduzindo o tempo de sonda, além de permitir o georreferenciamento da coluna de perfuração dentro do reservatório, com o geoprocessamento dos dados geofísicos em tempo real na sonda de perfuração.



Os métodos de transmissão de dados utilizados para viabilizar a montagem da imagem de perfil sísmico, e avaliação da formação, vêm principalmente dos perfis gravados das ferramentas, esses dados possuem uma excelente repetitividade quando comparado ao obtido em superfície durante o acompanhamento em tempo real por telemetria com pulso de lama (TOLLEFSEN, 2007). Mesmo assim, existe uma pequena discrepância quando comparado à imagem obtida por perfil a cabo elétrico, o que vem reduzindo com a evolução do método de transmissão de dados via telemetria por pulso de lama, voltado para o ganho da taxa de transmissão, viabilizando uma melhor confiabilidade para o perfil obtido no acompanhamento em tempo.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo visou apresentar quais os tipos de perfis sísmicos podem ser empregados com os métodos de perfilagem apresentados e de quais maneiras a transmissão dos dados é feita a partir de uma descrição dos tipos de perfis sísmicos utilizados pelas tecnologias e uma análise comparativa dos métodos de perfilagem utilizados pela indústria petrolífera. Pode-se notar através da literatura que apesar das operações com *Logging while drilling* (LWD) possuírem custos altos, vem sendo cada vez mais empregada pela indústria petrolífera devido a crescente necessidade na utilização, devido ao número cada vez maior de perfuração de poços direcionais e horizontais, uma vez que a perfilagem a cabo nesses casos não consegue atingir o fundo do poço sem a utilização de métodos especiais e se mostram ainda assim mais compensatórias que as operações a cabo, visto que nessa o tempo de sonda que se gasta para obter os parâmetros da formação e da construção do poço elevam o valor final da operação, e as técnicas de transmissão de dados convencionais e não convencionais requerem muito tempo de manobra. Além disso, a obtenção de dados em tempo real através do método de telemetria por pulso de lama, permite que tomadas de decisões referentes inclusive ao georreferenciamento da coluna de perfuração, ou seja, se a direção da perfuração está correta, sejam tomadas ainda durante a perfuração, ou seja, sem a necessidade de parar a operação e reduzindo-se assim os custos de aluguel diário da sonda.



De toda maneira, podemos comparativamente perceber neste artigo fundamentado nas referências bibliográficas que a perfilagem LWD com obtenção de dados via telemetria de pulso de lama, e a perfilagem a cabo elétrico são complementares dependentes da sensibilidade, qualidade do dado necessário e necessidade particular de avaliação sísmica de cada poço de petróleo e formação geológica, para a interpretação correta das propriedades das formações em todo tempo durante a perfuração de poços de petróleo.

REFERÊNCIAS

BORGHI, M.; PIANI, E.; BARBIERI, E. DUBOURG, I.; ORTENZI, L.; VAN OS, R.; SCHLUMBERGER – **New logging while drilling azimuthal resistivity and high-resolution imaging in slim holes** – Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 23-25, 2011.

BROOKS, MICHAEL; HILL, IAN; KEAREY, PHILIP – **Geofísica de exploração** - 1ª edição, Oficina de textos, 2009.

ELLIS, D.V.; CASE, C.R.; CHIARAMONTE, J.M. –**Porosity from Neutron Logging I – Measurements: Petrophysics**– Vol.45, no.1, 2004.

FERRARIS, P.; BOROVSKAYA, I.; SCHLUMBERGER; RIBEIRO, M.; OGX – **Advances in formation evaluation independent of conveyance method: State of the art logging while drilling & wireline petrophysical analysis in a carbonate reservoir offshore Brazil** – SPWLA 53, June 16-20, 2012.

FULDA, CHRISTIAN; HARTMANN, ANDREAS; GOREK, MATTHIS; HUGHES, BAKER – **High Resolution Electrical Imaging While Drilling** – Paper SPWLA 46830, 2010.

HARTMANN, ANDREAS; AKIMOV, OLEG; FULDA, CHRISTIAN; MORRIS, STEPHEN; HUGHES, BAKER – **Improving Real-Time Image-data quality with a telemetry model** – Paper SPE 142420, 2012.

HONÓRIO, MARCELO CAMPOS – **Qualidade Dos dados transmitidos durante a perfuração de poços de petróleo** – Dissertação (Pós-Graduação), Universidade Federal de Itajubá, 2007.

HUTIN, R.; TENNENT, R.W.; KASHIKAR, S.V. – **New mud pulse telemetry techniques for deep water applications and improved real time data capabilities** – PAPER SPE 67762, 2001.



JESUS, JOSÉ EDUARDO F. – Perfilagem de Poços de Petróleo – Dissertação (Pós-Graduação), Universidade Petrobras, 2013.

KLOTZ, C; WASSERMAN, I; HAHN, D; HUGHES, BAKER – **Highly Flexible Mud-Pulse Telemetry: A new system** – PAPER SPE 113258, 2008.

NEGRA, C. A. S.; NEGRA, E. M. S. - **Manual de trabalhos monográficos de graduação** - especialização, mestrado e doutorado. 2ª Ed. São Paulo: Atlas, 2004.128 p.

NERY, GERALDO GIRÃO – **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto** – Curso de Engenharia de Petróleo CEN-NOR, 1990.

REICHEL, NICOLE; EVANS, MIKE; *et al* – **Neutron-gamma density (NGD): Principles, field test results and log quality control of a radioisotope free bulk density measurement** – SPWLA 53, June 16-20, 2012.

RENNIE, A; BOONEN, P; PATHFINDER ENERGY SERVICES – **An LWD tool suite for formation Evaluation in HP/HT Environments** – Paper SPE 109940, 2007.

ROCHA, LUIZ ALBERTO SANTOS; AZEVEDO, CECÍLIA TOLEDO DE – **Projetos de poços de petróleo**– 1ª edição, Editora Interciência, 2007.

ROCHA, LUIZ ALBERTO SANTOS; AZUAGA, DENISE; ANDRADE, RENATA; VIEIRA, JOÃO LUIZ BASTOS; SANTOS, OTTO LUIZ ALCÂNTARA. – **Perfuração Direcional** – 3ª edição, Editora Interciência, 2011.

SAMPAIO, TASSIANE RABELO – **Utilização de LWD na indústria do Petróleo** – Monografia (Graduação), Universidade Federal da Bahia, 2012.

SCHLUMBERGER. **Log interpretation: Principles/Applications** – Schlumberger, 1987.

SERRA, O.; SERRA, L. **Well Logging Data Acquisition and Applications**– 1ª edição, Editora Serra Log, Paris, França. 2004.

THOMAS, JOSÉ EDUARDO. **Fundamentos de engenharia de petróleo** – 2ª edição, Editora Interciência, 2001.

TOLLEFSEN, ED; WEBER, AMANDA; KRAMER, ARON; SCHLUMBERGER; GERALD SIRKIN; DON HARTMAN; DEVON ENERGY CORPORATION; LISA GRANT; SHELL – **Logging While Drilling Measurements: From Correlation to Evaluation** – PAPER SPE 108534, 2007.



APÊNDICE - NOTA DE RODAPÉ

2. Azimute é uma direção definida em graus, variando de 0° até 360° e medindo-se no sentido horário. Utilizado na indústria de petróleo para definir a direção base do poço perfurado, é definido como o ângulo formado entre a projeção horizontal do dito poço e o norte geográfico verdadeiro – É a direção tomada à superfície da terra que aponta para o polo norte geográfico.

Enviado: Fevereiro, 2022.

Aprovado: Março, 2022.

¹ Pós-graduação Lato Sensu em Engenharia e gerenciamento de manutenção, Pós-graduação Lato Sensu em Engenharia da Manutenção e Segurança, Especialização em Gestão de projetos, Engenheiro de Petróleo e Gás. ORCID: 0000-0002-0027-1009.