

**Wanderley Takahashi Assis**

**MLWD: Equipamentos, Vantagens e Desvantagens na Perfuração  
de Poços de Petróleo**

**São Paulo**

**2008**

**Wanderley Takahashi Assis**

**MLWD: Equipamentos, Vantagens e Desvantagens na Perfuração  
de Poços de Petróleo**

Trabalho de Formatura em Engenharia de  
Petróleo do curso de graduação do  
Departamento de Engenharia de Minas e de  
Petróleo da Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Eduardo César Sansone

**São Paulo**

**2008**

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a todos os meus familiares por todo apoio ao longo desses anos de faculdade, mesmo longe de casa, sempre me incentivaram a concluir o curso mesmo nos meus piores momentos.

Agradeço aos meus amigos por todos esses anos de amizade e camaradagem. Por todos os momentos de descontração, churrascos, baladas e momentos de dificuldade.

Aos meus amigos da POLI que por todos esses anos, mesmo tendo o objetivo de se graduar, propiciaram momentos de diversão nas viagens, churrascos e almoços na casa do Gustavo.

Aos professores da Escola Politécnica da USP pela dedicação ao ensino e a construção do caráter profissional, em especial para meu orientador o Prof. Eduardo César Sansone pelas aulas e orientação.

Aos meus companheiros de república que sempre ajudam a suportar a saudade a distancia de casa.

A minha namorada, pelo incentivo, compreensão e apoio em todos os momentos.

## RESUMO

A perfilagem de poços de petróleo e gás natural ao longo dos anos evoluiu bastante, isso se deve ao aumento da sua importância no processo exploratório e principalmente ao aumento dos custos na indústria do petróleo. O grande desenvolvimento dessas tecnologias acabou por mudar o modo como a perfilagem era conhecida. O presente trabalho apresenta um dos novos equipamentos com utilização crescente na indústria do petróleo nos últimos anos, bem como, levanta as suas vantagens e desvantagens em relação aos equipamentos tradicionalmente utilizados para perfuração e perfilagem de poços. Na primeira parte, é apresentado o histórico da perfilagem tradicional, a descrição do processo de perfilagem tradicional e do MLWD. Em seguida são analisados casos reais em que utilizaram as ferramentas de MLWD. Finalizando com a comparação entre o método antigo e o atual, verificando as vantagens e desvantagens da nova ferramenta.

Palavras chave: petróleo; perfilagem de poços; MLWD

### **ABSTRACT**

The well logging for oil and natural gas has over the years evolved a lot, this is due to the increase in its importance in the exploratory process and the increased costs mainly in the petroleum industry. The great development of these technologies changed how the logging was known. This work presents the new equipment with increased use in the petroleum industry in recent years, and raises its advantages and disadvantages in relation to equipment traditionally used for logging and drilling of wells. In the first part, it's presenting the history of traditional logging, the description of the process of traditional logging and MLWD. Then will be examined real cases of using the MLWD tool's. Ending with the comparison between the old and current method, analyzing the advantages and disadvantages of the new tool.

Key words: petroleum; well drilling; MLWD

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Esquema de perfilagem elétrica.	13
Figura 2 – Sondas – a) Secção do cabo de controle e comando da sonda b) Sonda com braços c) Sonda com trava retrátil.	13
Figura 3 – Resistividade contato óleo/água.	14
Figura 4 – Equipamento de Perfil de Indução	15
Figura 5 – Perfil de Indução	16
Figura 6 – Perfil de Indução Esférica	17
Figura 7 – Laterolog7	18
Figura 8 - SP	19
Figura 9 – Curva de raio gama de acordo com a litologia.	20
Figura 10 – Perfil SP e GR.	21
Figura 11 – Ferramenta de densidade.	22
Figura 12 – Esquema da ferramenta neutrão.	23
Figura 13 – Ferramenta de Caliper	24
Figura 14 – Ferramenta Sônica	25
Figura 15 - Ferramenta de MLWD	26
Figura 16 – Ferramenta LWD- DVD6	27

Figura 17 – Ferramenta de MWD	28
Figura 18 – Ferramenta de MWD mostrando os módulos.	29
Figura 19 – Comparação de poços perfurados sem MWD (Convencional) e com o MWD (ABI)	29
Figura 20 – Visualização em 2D e 3D da localização do poço e seu perfil litológico em tempo real	30
Figura 21 – Disposição de poços em <i>Peace River</i>	31
Figura 22 – Stellar® LWD da <i>Halliburton</i>	31

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

EUA	Estados Unidos da América
E&P	Exploração e Produção
MLWD	<i>Measurements and Logging While Drilling</i>
SFL	<i>Esferical Focused Log</i>
SP	<i>Self Potential</i>
GR	<i>Gama Ray</i>
NPHI	Perfil neutrão
MWD	<i>Measurements While Drilling</i>
LWD	<i>Logging While Drilling</i>
SWD	<i>Seismic While Drilling</i>
CAD	Dólares canadenses
BP	<i>British Petroleum</i>
DT	<i>Delay Time</i>



## SUMÁRIO

<b>1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>1.2 – OBJETIVOS.....</b>	<b>11</b>
<b>2 – METODOLOGIA.....</b>	<b>11</b>
<b>3 – CONCEITOS.....</b>	<b>12</b>
<b>3.1 – HISTÓRICO DA PERFILAGEM.....</b>	<b>12</b>
<b>3.2 – PERFIS DE RESISTIVIDADE.....</b>	<b>14</b>
<b>3.2.1 – PERFIS DE INDUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>3.2.2 - PERFIS DE INDUÇÃO ESFÉRICA.....</b>	<b>16</b>
<b>3.2.3 – PERFIS DE DUPLA INDUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
<b>3.2.4 – PERFIS DE LATEROLOG.....</b>	<b>18</b>
<b>3.3 – POTENCIAL ESPONTÂNEO.....</b>	<b>18</b>
<b>3.4 – PERFIL DE RAIOS GAMA.....</b>	<b>19</b>
<b>3.5 – PERFIL DENSIDADE.....</b>	<b>21</b>
<b>3.6 – PERFIL NEUTRÃO.....</b>	<b>22</b>
<b>3.7 – PERFIL CALIPER.....</b>	<b>23</b>
<b>3.8 – PERFIL SÔNICO.....</b>	<b>24</b>

<b>3.9 - LWD E MWD.....</b>	<b>25</b>
<b>3.9.1 – LWD.....</b>	<b>27</b>
<b>3.9.2 – MWD.....</b>	<b>28</b>
<b>4 – ANÁLISE DE CASOS.....</b>	<b>29</b>
<b>4.1 – UTILIZAÇÃO DA FERRAMENTA MWD NA MELHORIA DO ACERTO DA ZONA PRODUTORA.....</b>	<b>29</b>
<b>4.2 – ECONOMIA DO TEMPO DE SONDA UTILIZANDO MWD .....</b>	<b>30</b>
<b>4.3 – ECONOMIA UTILIZANDO LWD.....</b>	<b>31</b>
<b>4.4 – UTILIZAÇÃO EM CONJUTO DE MWD E LWD.....</b>	<b>32</b>
<b>5 – CONCLUSÃO.....</b>	<b>33</b>
<b>6 – BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>34</b>

## **1 - INTRODUÇÃO**

Desde que o coronel Edwin L. Drake perfurou os primeiros poços de petróleo em escala comercial no mundo, a partir de 1859 na Pensilvânia nos EUA (Estados Unidos da América), antes disso o petróleo era obtido de exsudações naturais por todos os continentes; pode-se dizer que o mundo do petróleo foi reinventado tamanhas descobertas tecnológicas, evolução das técnicas e principalmente o custo do barril de petróleo.

Nos dias atuais, tudo na indústria do petróleo tem custos elevadíssimos, desde um simples alargador até o custo total de uma plataforma, por isso técnicas e tecnologias de E&P (Exploração e Produção) evoluíram e ganharam tamanha importância, fazendo com que o teste de poço se tornasse um dos pilares dessa indústria.

Tendo em vista que a completação de um poço é normalmente mais cara que perfurar o poço propriamente dito. Por causa disso, o poço precisa ser testado precisamente após ser perfurado, porém os testes de poço não ocorrem diariamente e não muito mais do que algumas poucas vezes antes do poço entrar em produção. Após entrar em produção mais raramente o poço é testado, devido ao alto custo de deixar o poço sem produzir. Os testes de poço hoje em dia são baseados na perfilagem de poços, testemunhos de rochas e fluídos do poço. (Hyne, 2001).

Como neste trabalho iremos estabelecer um paralelo entre MLWD (Measurements and Logging While Drilling) e a perfilagem tradicional, não iremos nos preocupar em descrever a perfilagem através de testemunhos de rochas e da análise contínua da lama de perfuração para presença de óleo e gás, também conhecida como "Mud Logging"; embora seja reconhecida a grande importância de ambas as técnicas acima mencionadas.

### **1.2 – OBJETIVOS**

O objetivo deste trabalho é apresentar um dos novos equipamentos com utilização crescente na indústria do petróleo nos últimos anos, bem como, levantar as suas vantagens e desvantagens em relação aos equipamentos tradicionalmente utilizados para perfuração e perfilagem de poços.

## **2 – METODOLOGIA**

Para se alcançar os objetivos deste trabalho, foram realizadas pesquisas bibliográficas em livros e publicações técnicas sobre o assunto e pesquisa através da internet em sites e publicações. Os resultados serão apresentados em texto, que reunirá uma apresentação teórica dos conceitos envolvidos, o detalhamento do equipamento e de sua operação, bem como, exemplos de aplicação.

### 3 – CONCEITOS

#### 3.1 – HISTÓRICO DA PERFILAGEM

Este método foi desenvolvido por Conrad e Marcel Schlumberger. (Gatlin, 1960). Contudo Conrad Schlumberger começou a trabalhar com Eletro-Resistividade em 1912, sendo um dos pioneiros desse método. Para obter dados precisos das resistividades das diferentes rochas, Schlumberger fez medições em galerias de minas e, em seguida, em poços profundos. Em 1927, ao medir as resistividades das rochas em poço para petróleo na Alsácia francesa, verificou que o método era extremamente eficiente na definição das camadas penetradas, permitindo a obtenção de perfis litológicos acurados que complementavam a simples amostragem do poço. Nascia a técnica da Perfilagem Elétrica de Poços.

A primeira vez que se utilizou a perfilagem tradicional de maneira extensiva, foi na antiga União Soviética em 1928 na área de Baku; logo em seguida foi utilizada na região do Lago Maracaíbo na Venezuela. Foi introduzida nos EUA no ano de 1929, porém as primeiras perfilagens não foram bem sucedidas. Voltou a ser utilizada em 1932 na Califórnia, porém foi no Texas em 1933 é que se obteve um grande sucesso, e a partir de 1935 após vários sucessos, essa tecnologia foi difundida no mundo do petróleo.

A perfilagem tradicional foi uma das maiores contribuições da Geofísica para a exploração de petróleo, permitindo a correlação dos poços com grande precisão e definindo as zonas portadoras de hidrocarbonetos, praticamente eliminando os testemunhos de rocha, que é um método muito caro e com isso encarece os custos dos poços. A evolução dos métodos de perfilagem ultrapassou a utilização exclusiva da eletricidade, e a medição de outras propriedades físicas, como a radioatividade e a propagação do som, foram introduzidas com sucesso nos poços para petróleo.

Graças à descoberta por Schlumberger puderam ser obtidos valores de saturação de óleo ou água, porosidade, permeabilidade relativa das rochas e etc. Permitindo a identificação das potenciais zonas produtoras, sem a necessidade de exaustivos e onerosos testes de formação, em que o poço é posto em produção temporária, causando desperdício de tempo e de dinheiro.

A partir da perfilagem de poços na década de 30, a indústria de petróleo sofreu um enorme impulso, tanto tecnológico como quanto financeiro, pois somente as empresas com maior aporte financeiro conseguiram desenvolver e acompanhar os grandes custos das novas tecnologias. Na figura 1 podemos verificar um esquema simplificado de perfilagem elétrica e na Figura 2 temos um esquema de sonda simplificado.

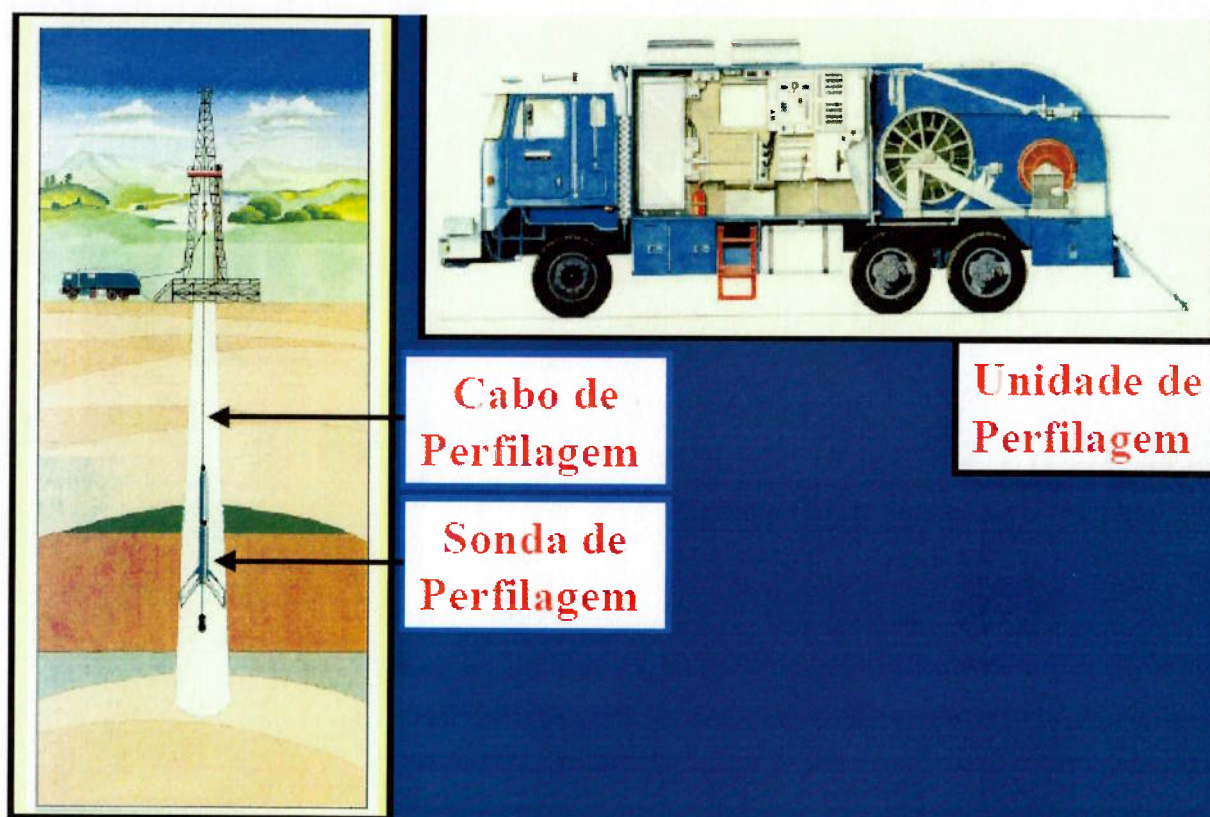


Figura 1 – Esquema de perfuração elétrica (Soeiro, 2004).

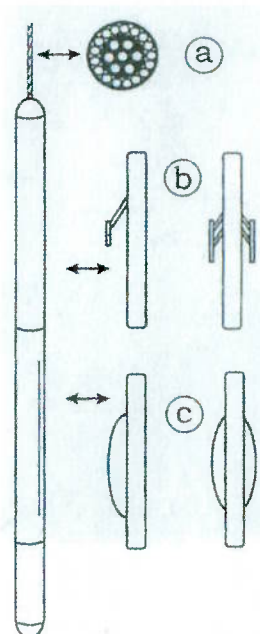


Figura 2 – Sondas – a) Seção do cabo de controle e comando da sonda b) Sonda com braços c) Sonda com trava retrátil (Hyne, 2001).

### 3.2 – PERFIS DE RESISTIVIDADE

Os perfis de resistividade podem ser utilizados para correlações geológicas e na determinação da resistividade verdadeira das rochas quando as camadas são bastante espessas. A maioria das rochas não conduz bem a eletricidade e possuem alta resistividade. Mas, em muitos lugares, há um volume considerável de água que entra pelas pequenas aberturas, ou poros, que estão na rocha e muitas vezes essa água possui sais dissolvidos, tornando-se uma boa condutora de eletricidade. A rocha porosa que está encharcada de água salgada permite que a eletricidade passe com relativa facilidade, pois o líquido em seus poros possui baixa resistividade.

Muitos fatores afetam a resistividade da rocha. Rochas densas como o quartzo não são capazes de reter muito líquido, portanto, sua resistividade será alta. A rocha pode ser porosa, mas se houver petróleo ou gás natural nos poros em vez de água, a resistividade será alta, já que esses hidrocarbonetos não são bons condutores de eletricidade. Como pode ser visto na figura 3. Esse é um dos motivos pelo qual a sondagem é do interesse de pessoas que procuram por petróleo.

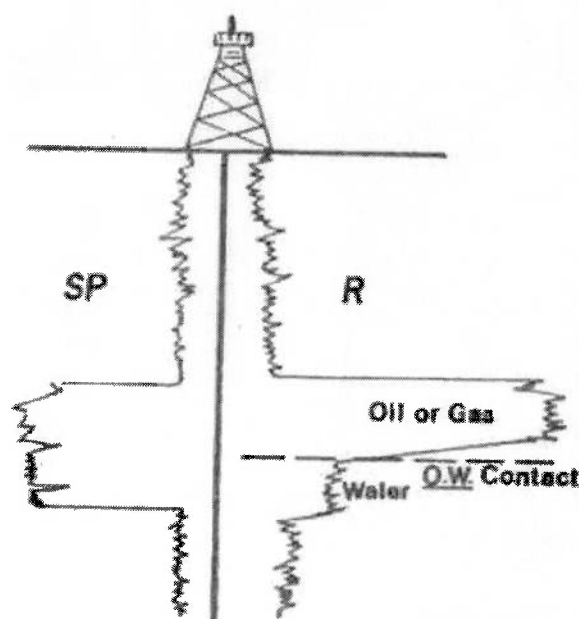


Figura 3 – Resistividade contato óleo/água (Hynes, 2001).

Outro problema que afeta a resistividade da rocha é lama de perfuração, pois devido a pressão, as misturas de partículas sólidas da própria perfuração juntamente com a lama acabam por produzir um “reboco” no poço e também invadem as paredes do poço, sendo chamadas de zonas invadidas, dependendo da porosidade e permeabilidade do poço. (Hyne, 2001).

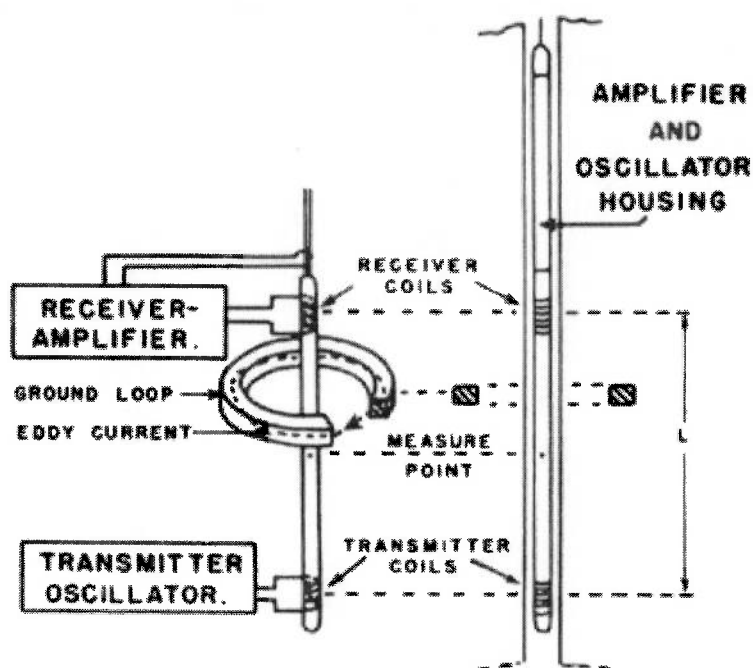
Hoje em dia muitos poços são perfurados com lamas a base de óleo, fazendo com que a resistividade conhecida acima não seja aplicada para esses tipos de poços. É utilizada agora

a indução da corrente elétrica para medir a resistividade das rochas, são conhecidas como indução, dupla-indução, laterolog ou indução esférica.

### 3.2.1 – PERFIS DE INDUÇÃO

O perfil de indução cujo princípio físico tem por base o acoplamento eletromagnético (indutivo) entre os sensores (bobinas) e as rochas, capaz de minimizar o efeito da zona invadida. Por outro lado, o campo eletromagnético não é distorcido, penetrando, indistintamente, no meio lama e rocha para qualquer que seja o contraste resistivo.

A bobina transmissora emite corrente alternada de média frequência. Esta corrente induz um campo magnético primário ( $B_p$ ) na formação. A componente vertical deste campo gera um campo elétrico ( $E$ ) que circula em torno do eixo vertical. Isto causa um fluxo de corrente na formação em círculos concêntricos com o poço. A densidade da corrente ( $J$ ) é proporcional ao campo elétrico e a condutividade da formação ( $C$ ). A corrente que flui na formação gera um campo magnético secundário ( $B_s$ ).  $B_s$  é proporcional a condutividade da formação e induz um sinal elétrico ( $V$ ) na bobina receptora. (Soeiro, 2004). Equipamento visualizado na figura 4 e o seu perfil na figura 5.



**Induction Log Equipment**  
(Courtesy of Schlumberger)

Figura 4 – Equipamento de Perfil de Indução (Schlumberger).



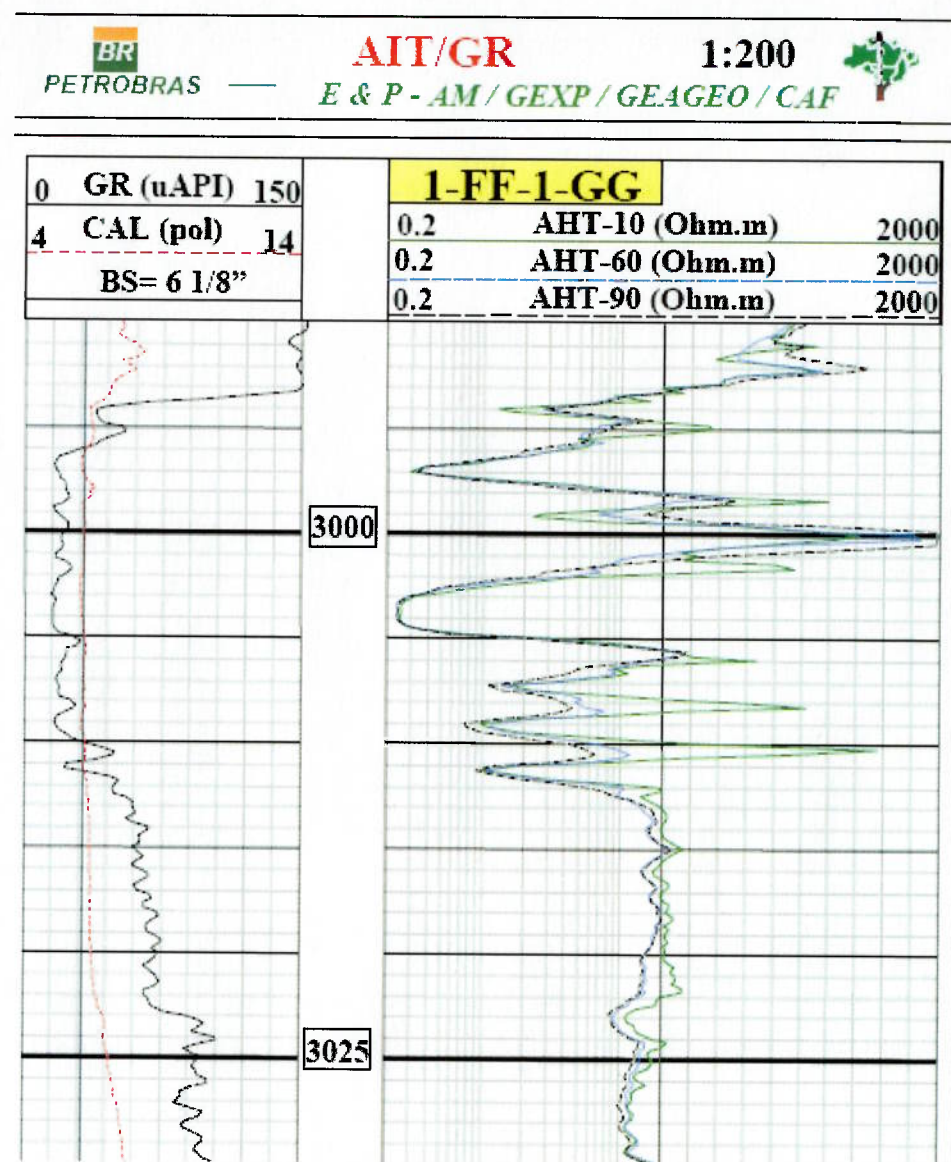


Figura 5 – Perfil de Indução (Soeiro, 2004).

Uma das principais limitações do uso deste tipo de perfil é observada nos poços perfurados com lamas muito salgadas ou que apresentem uma invasão muito profunda, quando não será possível obter a resistividade verdadeira da camada e sim da zona invadida pela lama. Além do mais, este tipo de perfil torna-se tanto quanto impreciso nas rochas de baixíssimas condutividades (ou altíssimas resistividades), por serem eletricamente ineficientes, recomenda-se o uso da indução em camadas um pouco menos resistivas.

### 3.2.2 - PERFIS DE INDUÇÃO ESFÉRICA

O perfil de indução esférica, também conhecido como SFL (*Esferical Focused Log*), consiste de um eletrodo central de corrente Ao e oito eletrodos laterais simétricos em relação a Ao. Os eletrodos estão ligados em pares. A corrente emitida de Ao mantém os pares (M1, M1') e (M2, M2') sob um mesmo potencial. A corrente emitida de Ao, além de assegurar



potencial constante aos pares (M1, M1') e (M2, M2') penetra na formação com configuração aproximadamente esférica, como mostra a figura 6. (Soeiro, 2004)

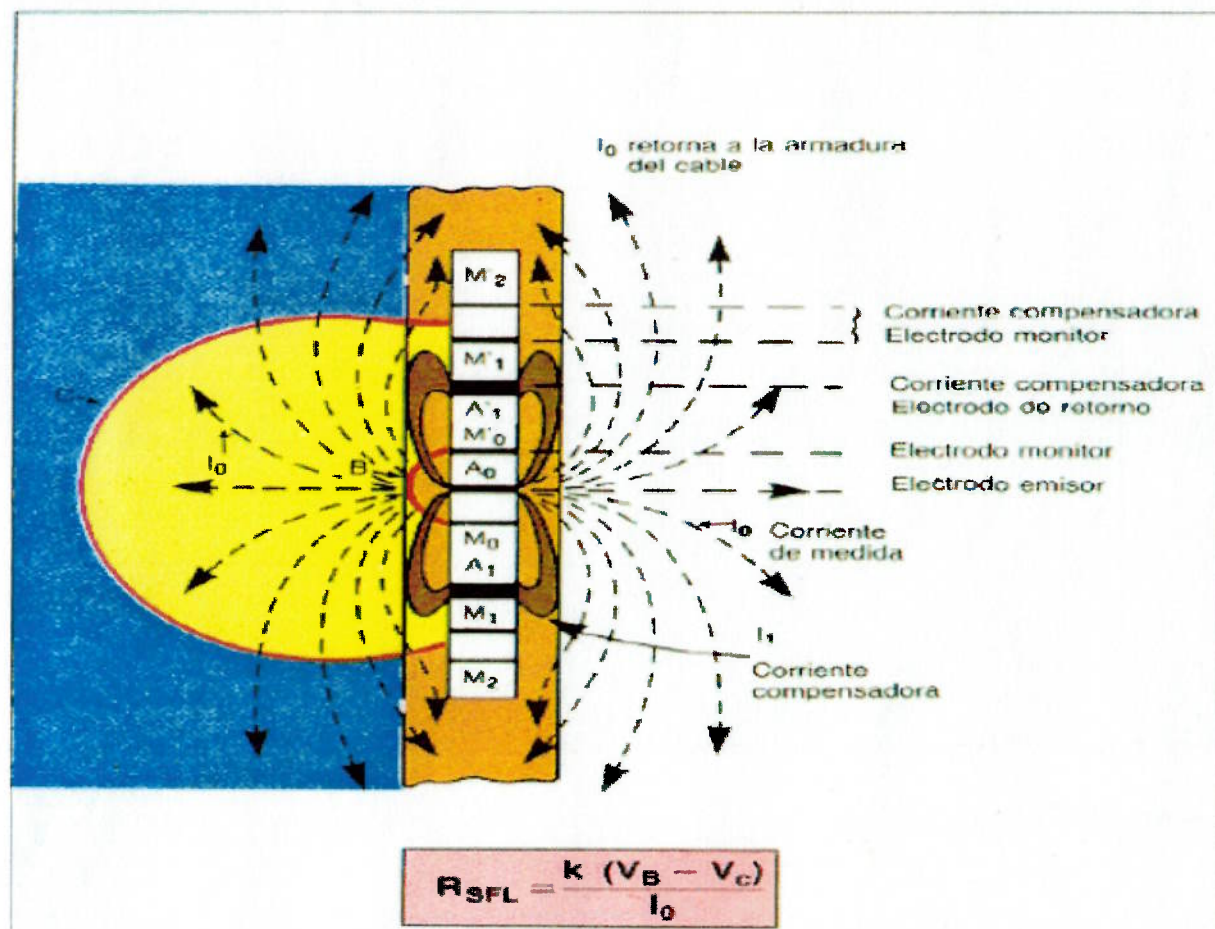


Figura 6 – Perfil de Indução Esférica

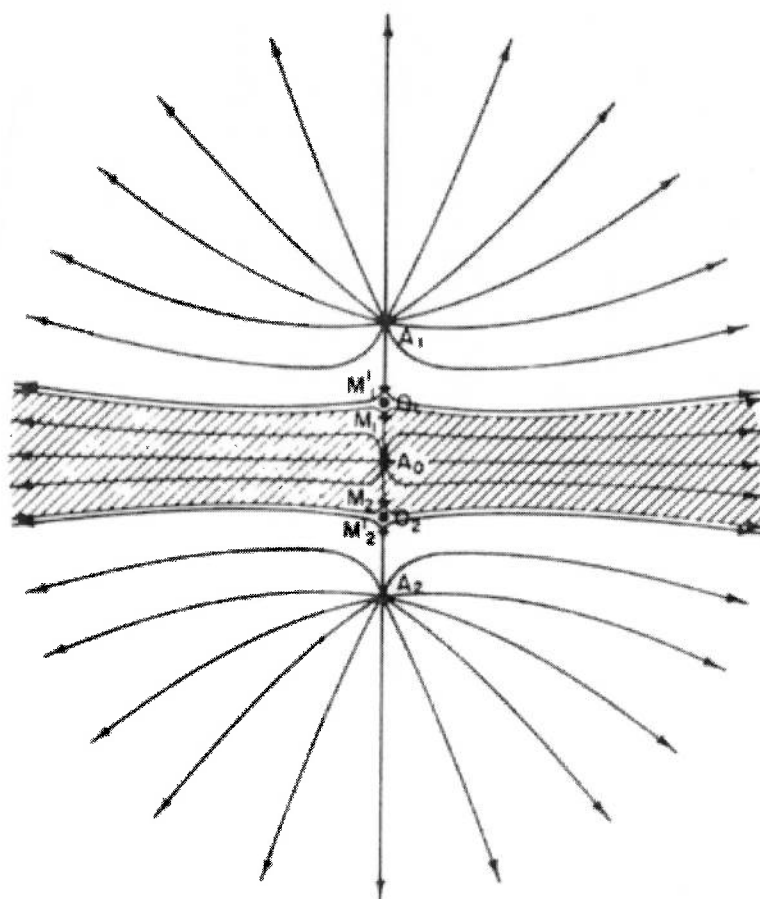
### 3.2.3 – PERFIS DE DUPLA INDUÇÃO

O perfil de dupla indução fornece dados de quatro medições realizadas simultaneamente. Estas incluem curvas de resistividade feita por uma indução de profunda penetração e de uma indução de média penetração. Além disso, uma medição do potencial espontâneo é feito para auxiliar na identificação das litologias. As suas principais aplicações são a determinação da resistividade da formação; e como ocorre com todas as ferramentas de indução, a precisão é maior quanto menor for a resistividade; a profundidade da zona invadida; a sua correlação e a avaliação da formação, incluindo o contacto entre hidrocarbonetos e a água.

### 3.2.4 – PERFIS DE LATEROLOG

Os dispositivos de medição por laterolog possuem como idéia principal medir a diferença de potencial entre dois eletrodos. O laterolog é dispositivo que força a corrente fluir lateralmente ao longo da formação.

Para focar a corrente para dentro da formação, utiliza-se um eletrodo de neutralização acima e outro abaixo do eletrodo de medição. Para garantir que a corrente medida está fluindo para dentro da formação e também para manter a forma das superfícies equipotenciais, posiciona-se dois eletrodos de tensão, M1 e M2 entre o eletrodo medidor da corrente emitida e o eletrodo de neutralização. A corrente medida é ajustada até que a diferença de tensão entre M1 e M2 seja zero. Isso garante que a área em frente a estes eletrodos de monitoração seja equipotencial e a corrente medida esteja fluindo lateralmente para fora da ferramenta. Como pode ser visto na figura 7 abaixo. (Soeiro, 2004 e Sfredo, 2006)



**Laterolog 7**  
(Courtesy of Schlumberger)

Figura 7 – Laterolog7 (SPWA, 2008)

### 3.3 – POTENCIAL ESPONTÂNEO

O potencial espontâneo, ou *self potential* (SP), é uma das medidas mais comuns da perfilagem, consiste em um eletrodo fixo na superfície e outro conectado na sonda, a sua

medição é feita através dos eletrodos em contato com a parede do poço. Quando dois fluidos de diferentes salinidades estão em contato, uma diferença de potencial elétrico é criada. A permeabilidade do reservatório perfurado por uma broca rotativa, juntamente com a lama de perfuração, possui uma zona invadida com uma lama “filtrada” ao redor do poço. Essa lama “filtrada” geralmente possui uma salinidade diferente da água existente nos poros da rocha reservatório. Isso cria uma diferença de potencial ao longo do topo e da base da rocha reservatório, que está em contato com uma rocha selante, provavelmente folhelho, como pode ser visto na figura 8. (Hyne, 2001)

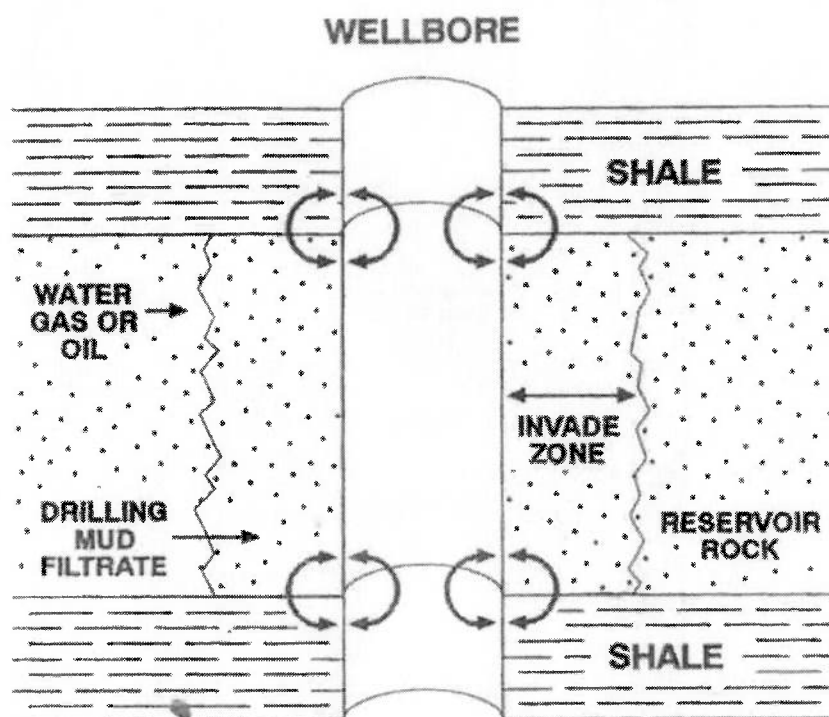


Figura 8 – SP. (Hyne,2001)

SP mede a magnitude da diferença de potencial e identifica o potencial das rochas do reservatório do poço. A amplitude e o formato da curva SP conseguem fornecer a espessura do reservatório; variação da permeabilidade; construir uma curva de relação da resistividade da água pela resistividade da lama filtrada; a variação da argilosidade do reservatório; ruídos; magnetismo; a sua atenuação fornece uma possível presença de hidrocarbonetos além da resistividade das camadas.

Todas essas informações fornecidas são aplicadas a definição das camadas permeáveis, do cálculo da resistividade da água, da determinação do volume de argila do reservatório e da definição de reservatórios em arenitos radioativos. (Soeiro, 2004)

### 3.4 – PERFIL DE RAIOS GAMA

Os raios gama, ou GR (*gama ray*), mede a radioatividade natural do potássio, tório e urânio das rochas ao longo do poço perfurado. Perto de todas as rochas sedimentares existem

traços de sais radioativos, que emitem radioatividade podendo ser medido. A figura 9 mostra a intensidade dos raios gama de acordo com a litologia. (Hyne, 2001 e Gatlin, 1960)

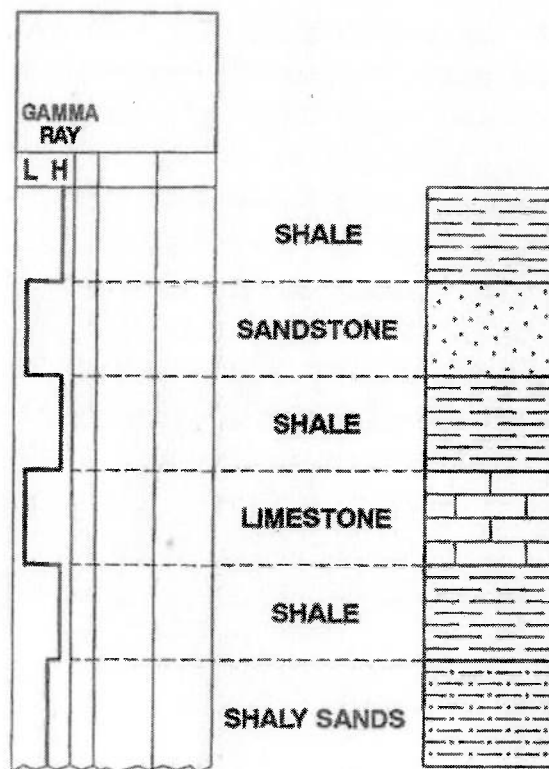


Figura 9 – Curva de raio gama de acordo com a litologia. (Hyne, 2001)

A sua utilização destaca-se no seu grande poder de correlação entre poços, a capacidade de correr em poços revestidos e o cálculo do volume de argila no reservatório. (Soeiro, 2004)

As rochas porosas, arenosas, normalmente possuem uma grande radioatividade, já as rochas ígneas, que são mais radioativas que as sedimentares, indicam a presença de granitos na base da seção. Porém a sua grande utilização é na identificação das camadas de folhelho. Este perfil reflete o conteúdo de seqüências argilosas em virtude das concentrações de elementos radioativos presentes nos minerais argilosos dos folhelhos. As medidas de perfis são expressas em unidade padrão de API, que é a medida da radioatividade de uma rocha padrão com quantidades determinadas de tório, urânio e potássio. Por isso utilização do GR e do SP, são tão importante para a identificação das condições de porosidade e permeabilidade, principalmente a litologia do reservatório, como pode ser visto na figura 10. (Gatlin, 1960)

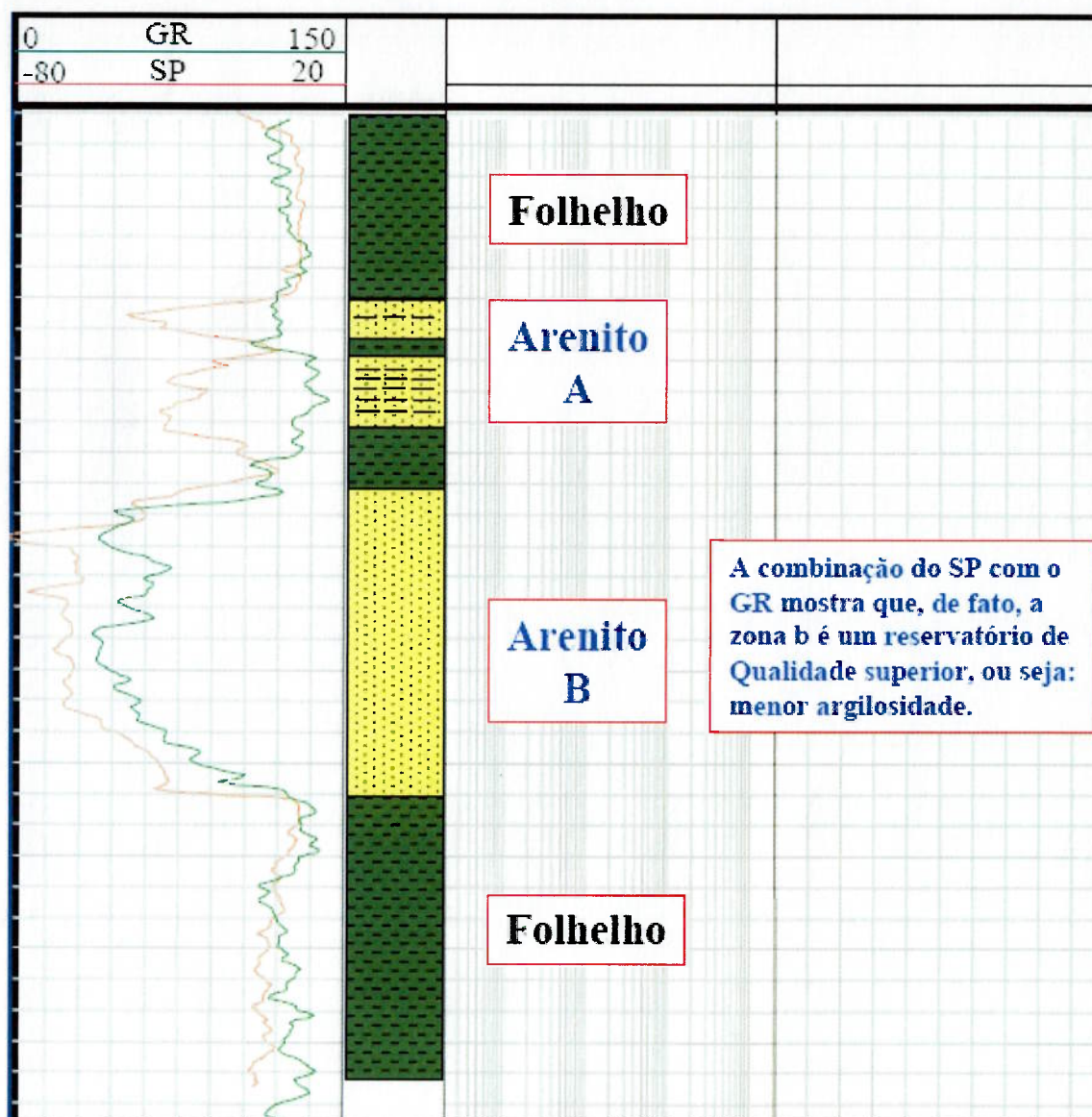


Figura 10 – Perfil SP e GR. (Soeiro, 2004)

### 3.5 – PERFIL DENSIDADE

É um perfil que indica a porosidade da formação, parte do princípio de uma fonte radioativa aplicada na parede do poço emite raios gama de média energia. Esses raios gamas desalojam elétrons e são defletidos em relação às suas trajetórias de colisão, havendo um efeito de espalhamento, também conhecido como efeito Compton. A ferramenta mede os raios gamas espalhados. Quanto mais densa a formação mais elétrons ela possui, e mais raios gama de espalhamento serão detectados.

O perfil de densidade consiste em um registro contínuo das variações das densidades das formações atravessadas por um poço. Nos casos de rochas reservatório, a medição realizada pelo perfil inclui tanto a densidade da matriz da rocha, quanto dos fluidos contidos no espaço poroso.



A ferramenta de densidade consiste de uma fonte radioativa de raios gama, montada em um mandril com patins metálicos, os quais são pressionados contra a parede do poço, como pode ser visto na figura 11. A fonte é a responsável pela emissão de raios gama de alta energia, que interagem com os elétrons dos átomos da formação.

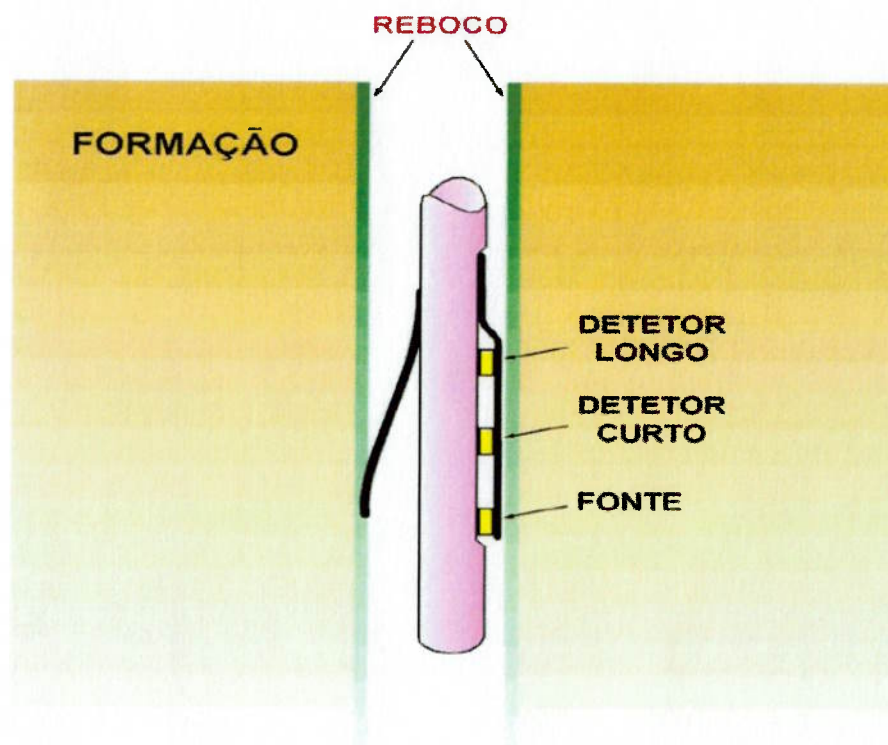


Figura 11 – Ferramenta de densidade. (Soeiro, 2004)

### 3.6 – PERFIL NEUTRÃO

O perfil neutrão, também conhecido como NPHI, é utilizado para descrever as formações porosas e determinar as suas porosidades. A resposta da ferramenta depende da quantidade de hidrogênio da formação. Em rochas limpas, cujos poros possuem água ou óleo, o neutrão reflete a quantidade de poros com fluidos.

Utilizando-se o perfil neutrão juntamente com outros perfis de porosidade ou dados de testemunhos, consegue-se identificar as zonas de gás, produzindo-se valores de porosidade mais precisos e também a identificação litológica, além da avaliação do conteúdo de argila.

O seu princípio é uma fonte de nêutrons emitindo nêutrons de alta energia que penetram na formação. Estes perdem energia devido às colisões elásticas com átomos da formação. A quantidade de energia perdida depende da massa relativa do núcleo no qual o nêutron colide. A maior perda de energia ocorre quando há a colisão do nêutron com o núcleo de partículas de igual massa, ou seja, um núcleo de hidrogênio. No estado termal são capturados por átomos de H e Cl. A figura 12 mostra o esquema da ferramenta de neutrão. (Soeiro, 2004)

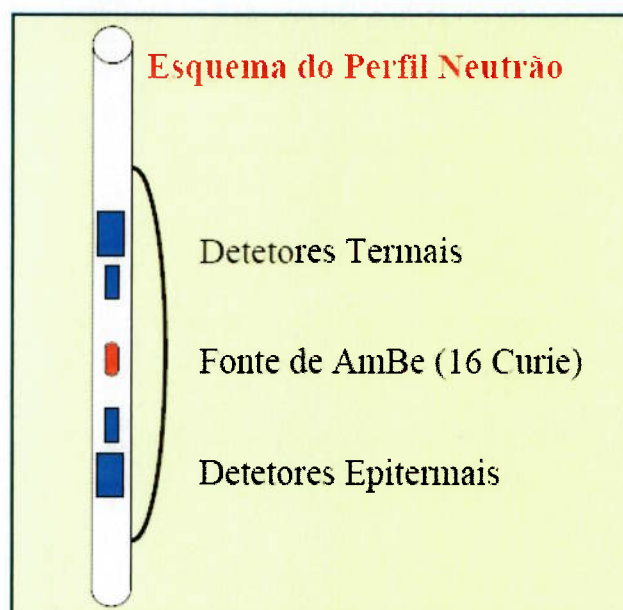


Figura 12 – Esquema da ferramenta neutrão. (Soeiro, 2004)

Quando a concentração de hidrogênio é pequena os nêutrons propagam-se para longe da fonte até serem capturados. O tempo de captura registrado no detector aumenta com o decréscimo da concentração de hidrogênio, e vice-versa.

A ferramenta do neutrão é sensível a folhelho desde que o mesmo contenha pequenas quantidades de boro e outros elementos terras-raras. Para minimizar esse efeito e melhorar a resposta para gás, utiliza-se detectores de nêutrons epitermais (acima de 0.4 eV) em adição aos detectores de nêutrons termiais.

Desse modo obtêm-se duas medidas de porosidade que, quando comparadas, indicam o conteúdo de argila ou folhelho ou ainda a salinidade do fluido da formação.

### 3.7 – PERFIL CALIPER

É um perfil auxiliar que consta do registro das variações para mais (desabamento) ou para menos (reboco ou estrangulamento) do diâmetro nominal da broca usada para perfurar o poço. Pode apresentar dois ou mais braços, articulados, geralmente acoplados a bobinas, o movimento constante destes braços abrindo e fechando, geram respostas elétricas nestas bobinas que são relacionadas à geometria da parede do poço, podendo desta forma ainda calcular seu volume, como pode ser visto na figura 13.

É importante no processo de correção dos efeitos ambientais em alguns tipos de perfis elétricos. O perfil caliper também pode dar razoáveis indícios sobre a litologia como nos casos de rochas permeáveis, como arenito, que apresenta redução no diâmetro do poço pela gradual deposição de materiais sólidos compostos na lama de perfuração, formando reboco nas paredes internas do poço, enquanto que o filtrado (parte líquida) penetra na camada permeável. No caso dos folhelhos, eles se incorporam à lama ou desmoronam, aumentando, deste modo, o diâmetro do poço que, teoricamente, deveria ser igual ao diâmetro nominal da

broca. O problema maior está na estimativa da permeabilidade, pois em zonas de maior permeabilidade, há tendência de formar reboco, reduzindo o diâmetro do poço. (Lima, 2006)



Figura 13 – Ferramenta de Caliper (Lima, 2006).

### 3.8 – PERFIL SÔNICO

O perfil sônico ou acústico foi introduzido nos anos 50, com o objetivo de prestar apoio à sísmica; posteriormente, passou a ser exaustivamente utilizado para estudos da porosidade total das rochas atravessadas pelo poço.

Diferentemente da medida de resistividade que pode ser usada diretamente na detecção de petróleo, e das medidas radioativas que foram inicialmente voltadas para determinação de porosidade, o perfil acústico iniciou como um método complementar para a exploração sísmica e a sua principal utilização é pra o cálculo da porosidade total e efetiva das rochas; cálculo da velocidade compressional e elástica das rochas e da comparação entre a sísmica e o poço.

A ferramenta sônica consiste, basicamente, no registro do tempo decorrido entre o momento em que um pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor, montado em um mandril no interior do poço, até sua chegada a dois receptores distintos sobre o mesmo mandril, conforme a figura 14. A diferença entre os dois tempos de chegada é chamada de *delay time* (DT).

O DT possui uma relação direta com a porosidade da rocha. Quanto maior o DT , maior a separação entre os grãos, portanto, maior a porosidade, sendo a recíproca verdadeira. Conseqüentemente, a maior vantagem do perfil sônico provém da relação direta que existe



entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha e a sua porosidade (Willye, 1956). Eventualmente, tempos elevados podem representar fraturas, desmoronamentos ou presença de gás no poço.

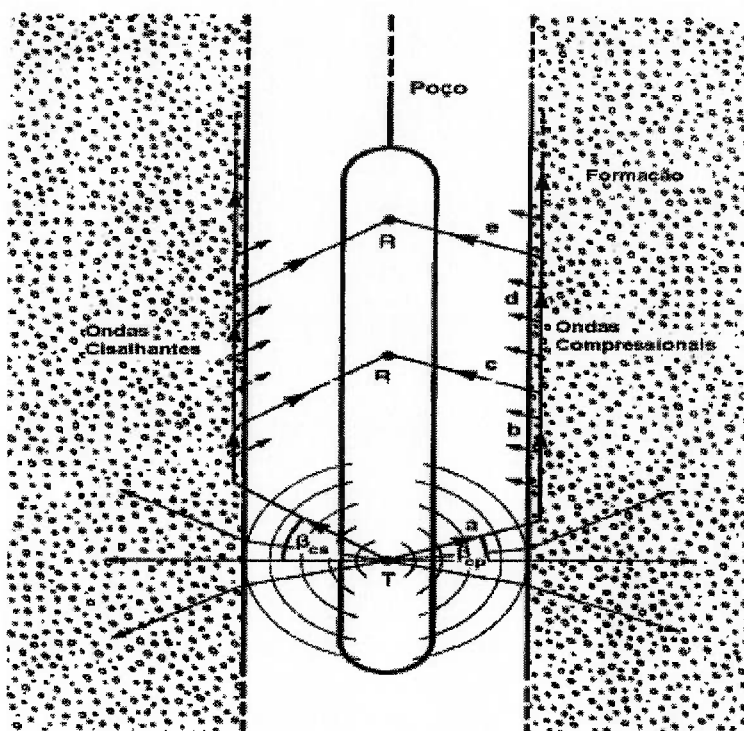


Figura 14 – Ferramenta Sônica (Tittman, 1986).

### 3.9 - LWD E MWD

Antigamente a perfilagem dos poços ocorria logo após os poços serem perfurados. Nos meados dos anos 80, sensores foram colocados na coluna de perfuração e foi desenvolvido um processo de transmissão de dados para fornecer em tempo real o perfil do poço chamados de *Measurements While Drilling* (MWD) e *Logging While Drilling* (LWD). (Hyne, 2001)

O crescente avanço da indústria de exploração de petróleo e gás tem impulsionado o desenvolvimento da técnica de perfilagem LWD e MWD. A figura 15 mostra uma ferramenta de MLWD. Sendo que a principal vantagem desta técnica é o fato do fornecimento de informações em tempo real das propriedades físicas das formações, dos parâmetros geométricos dos poços (inclinação e azimuth), além das propriedades mecânicas do processo de perfuração. O conjunto destas informações, quando obtido em tempo real, otimizando o processo de perfuração do poço, permitindo que as medidas do sensor sejam realizadas antes que o fluido de perfuração invada a formação profundamente, evitando assim, que a resposta do sensor sofra qualquer alteração durante o processo da perfuração, como pode ocorrer nas técnicas vistas anteriormente.

Outra característica importante desta técnica de perfilagem é a possibilidade de modificar a direção da perfuração durante a perfuração do poço, possibilitando o

geodirecionamento de poços direcionais ou horizontais e ajudando a aumentar a efetividade da exploração de óleo e gás. (Novo, 2007)

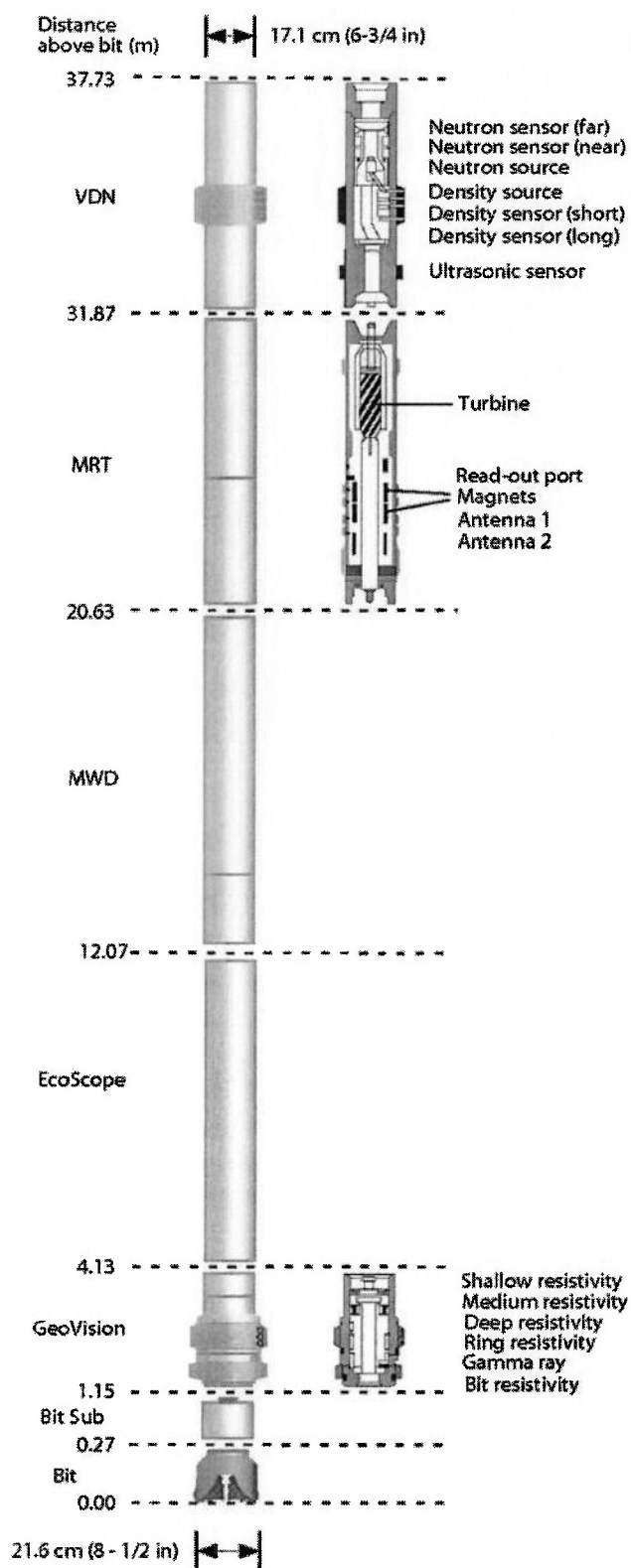


Figura 15 - Ferramenta de MLWD.( Tim Collett, USGS)

### 3.9.1 – LWD

A ferramenta de LWD realiza as medições das propriedades da formação durante a escavação do poço, ou pouco tempo depois, dependendo da posição em que a ferramenta é conectada à coluna de perfuração, através da utilização de várias ferramentas integradas na montagem no fundo do poço. Embora por vezes arriscado e caro, tem a vantagem de medir propriedades de uma formação antes de fluidos de perfuração a invadir profundamente. Além disso, muitos poços revelam-se difícil ou mesmo impossível a medida convencional com o cabo elétrico das ferramentas comuns, especialmente para poços muito sinuosos. Nestas situações, as medições LWD asseguram que algumas medições do subsolo ocorram até mesmo onde operações com os cabos elétricos não são possíveis. Este sistema é baseado na transmissão de pulsos através da lama de perfuração, na qual as variações de pressão exercida pela ferramenta podem ser detectadas na superfície através de um computador ou telemetria eletromagnética, e com isso a comunicação é estabelecida. (Glossário Schlumberger, 2008)

Um conjunto de ferramentas grava diferentes parâmetros de rochas perfuradas, como podem ser vistas na figura 16:

- GR
- Resistividade da formação
- Porosidade
- Densidade / Litologia
- Pressão / Temperatura
- *Seismic While Drilling* (SWD)
- Pressão de Formação
- Caliper
- Sônico

O conjunto de ferramentas acima, que fazem parte da perfilagem tradicional, estão presente na ferramenta de LWD, porém podem ser combinadas da melhor maneira possível, não necessariamente todas ao mesmo tempo, mostrando assim uma enorme flexibilidade e otimização da operação, conseqüentemente redução do custo final.

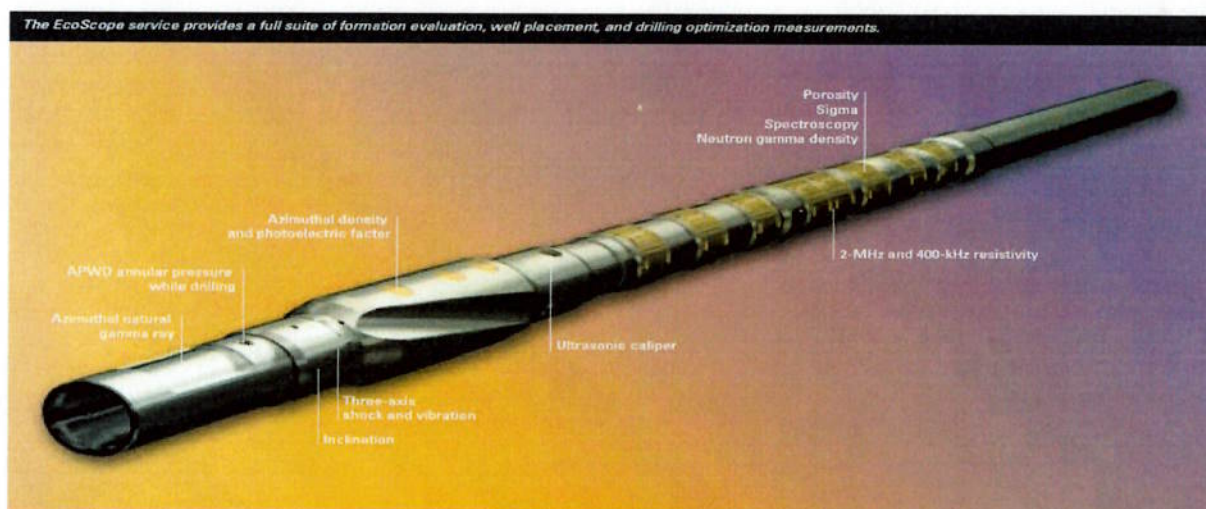


Figura 16 – Ferramenta LWD- DVD6®. (Schlumberger, 2008)

### 3.9.2 – MWD

A ferramenta de MWD (figura 17) usa acelerômetros e magnetômetros para medir a inclinação e azimute do poço no local, e então transmitirão essas informações à superfície. Com uma série de testemunhos em intervalos apropriados (de qualquer lugar a partir de cada 30 pés, 10m, até 500 pés), a localização do poço pode ser calculada. A ferramenta também possui sensores para a medição de GR, isso porque esses sensores são compactos, de baixo custo, confiáveis e podem realizar medidas com precisão no anular da broca, como pode ser visto na figura 18.

Somente esta informação permite que os operadores verifiquem se o poço não está atravessando áreas que não eram para ser perfuradas. No entanto, devido ao custo dos sistemas de MWD, não são normalmente usados em poços verticais. Os principais usos das ferramentas em tempo real estão na perfuração direcional. Para o operador da sonda, a direção é importante para orientar corretamente o poço para uma zona-alvo, ele precisa saber para onde o poço está indo, e quais os efeitos dos esforços na direção.

MWD também pode fornecer informações sobre as condições da broca. Isso pode incluir:

- Velocidade de rotação da coluna de perfuração
- Suavidade de rotação
- Tipo e gravidade de qualquer vibração no fundo do poço
- Temperatura no fundo do poço
- Torque e peso sobre a broca, medido próximo da broca
- Volume do fluxo de lama

A transmissão de dados do MWD via lama de perfuração também é o método mais comum de transmissão de dados, além do tradicional cabo elétrico existe a transmissão de dados através de pulsos elétricos através da coluna de perfuração.

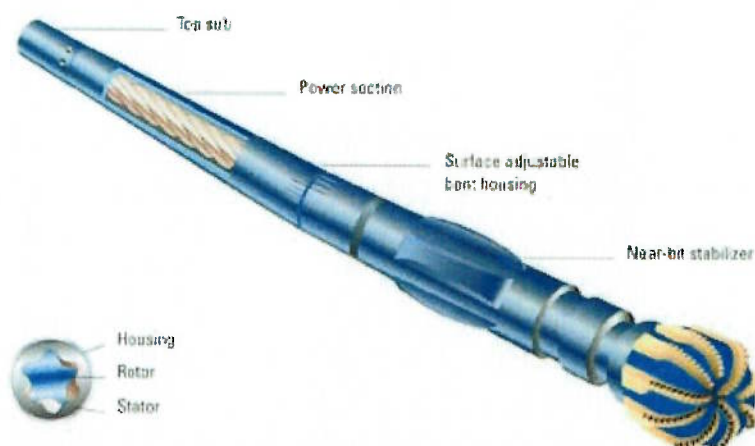


Figura 17 – Ferramenta de MWD (SPE, 2007)



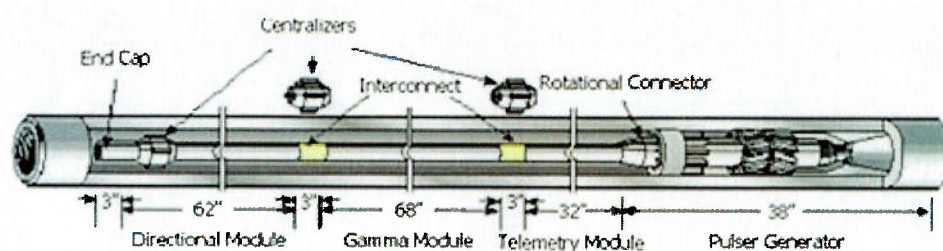


Figura 18 – Ferramenta de MWD mostrando os módulos. (Cohen, 2002)

## 4 – ANÁLISE DE CASOS

### 4.1 – UTILIZAÇÃO DA FERRAMENTA MWD NA MELHORIA DO A ACERTO DA ZONA PRODUTORA

Um dos maiores problemas ao se perfurar um poço horizontal ou direcional, é acertar a zona alvo, ou zona produtora, pois devido ao seu comprimento e largura, aliado a geralmente grandes profundidades e a vibração natural de uma perfuração, ocorrem muitos desvios no caminho.

É chamado de perfuração cega, pois somente depois de 15 metros perfurados é que o operador consegue identificar uma mudança nos parâmetros de perfuração ou trecho perfurado orientado. Isso ocasiona tempo de perfuração desperdiçado e raramente resulta em uma trajetória eficiente do poço, como pode ser visto na figura 19.

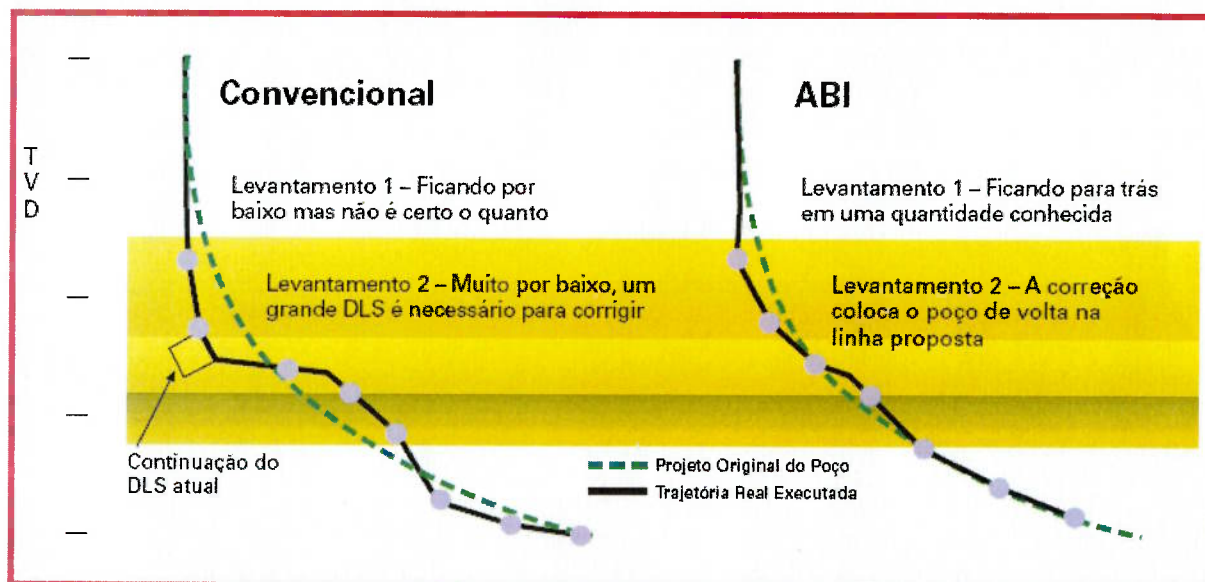


Figura 19 – Comparação de poços perfurados sem MWD (Convencional) e com o MWD (ABI). (Halliburton, 2008)

Essa importância da orientação do poço pode ser verificada no caso de um poço perfurado pela empresa *Schlumberger* na Nigéria, em que a precisão do posicionamento do

poço em um local de difícil perfuração, juntamente com o acompanhamento da perfuração e da interpretação das imagens de resistividade obtida em tempo real, figura 20, através da utilização da ferramenta WellEye® e GVR® geoVISION, foram fundamentais para a perfuração de um poço horizontal de 14000 pés e 6 pés de espessura de areia grossa. Essa operação conjunta obteve um ótimo resultado, mostrou que o alvo estava a 3,2 pés abaixo do que era esperado, ou seja, se utilizasse as ferramentas comuns, não se atingiria o alvo por apenas 3,2 pés. (Schlumberger, 2006)

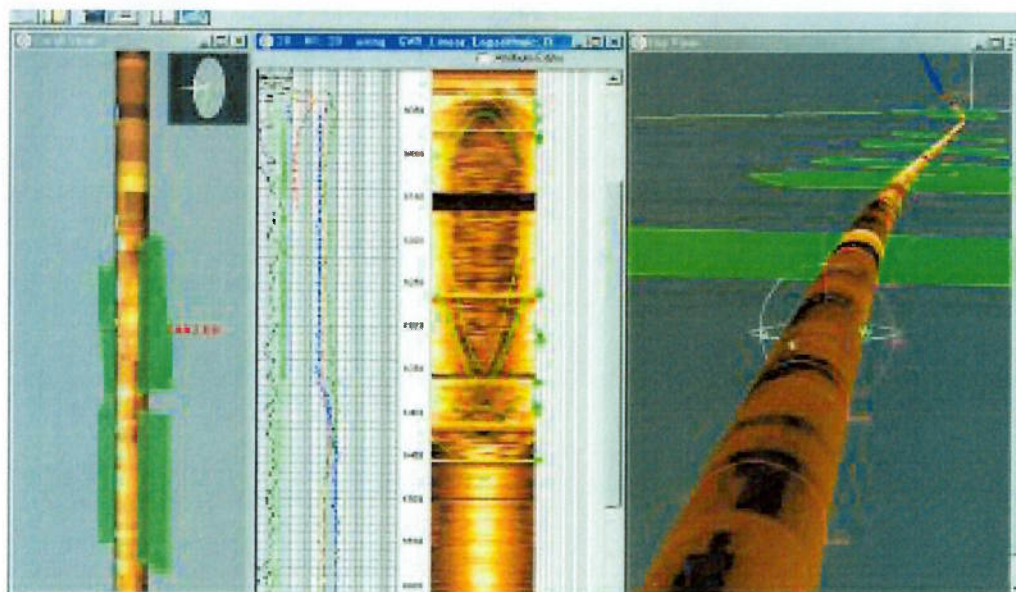


Figura 20 – Visualização em 2D e 3D da localização do poço e seu perfil litológico em tempo real. (Schlumberger, 2006)

#### 4.2 – ECONOMIA DO TEMPO DE SONDA UTILIZANDO MWD

Um caso que o MWD foi extremamente preciso e rápido, conseqüentemente muito econômico, foi no Canadá, em *Peace River*, em um campo de óleo pesado da *SHELL* onde deviam ser perfurados 16 poços com trajetórias bem desafiadoras, por isso precisavam de uma orientação muito precisa, em ângulos de 17° entre poços e seção intermediária de poço de 222 milímetros, como pode ser visto no esquema da figura 21.

Foram utilizadas ferramentas de MWD pela empresa *Schlumberger*, E-Pulse XR® e PowerPulse® que são sistemas de posicionamento/localização e sistema de transmissão de dados respectivamente, conseguindo economizar aproximadamente 6 horas do tempo de sonda por poço, para um programação de 32 poços, isso representa uma economia de 8 dias do tempo de sonda, o que gera uma economia de 350000 dólares. (Schlumberger, 2006)

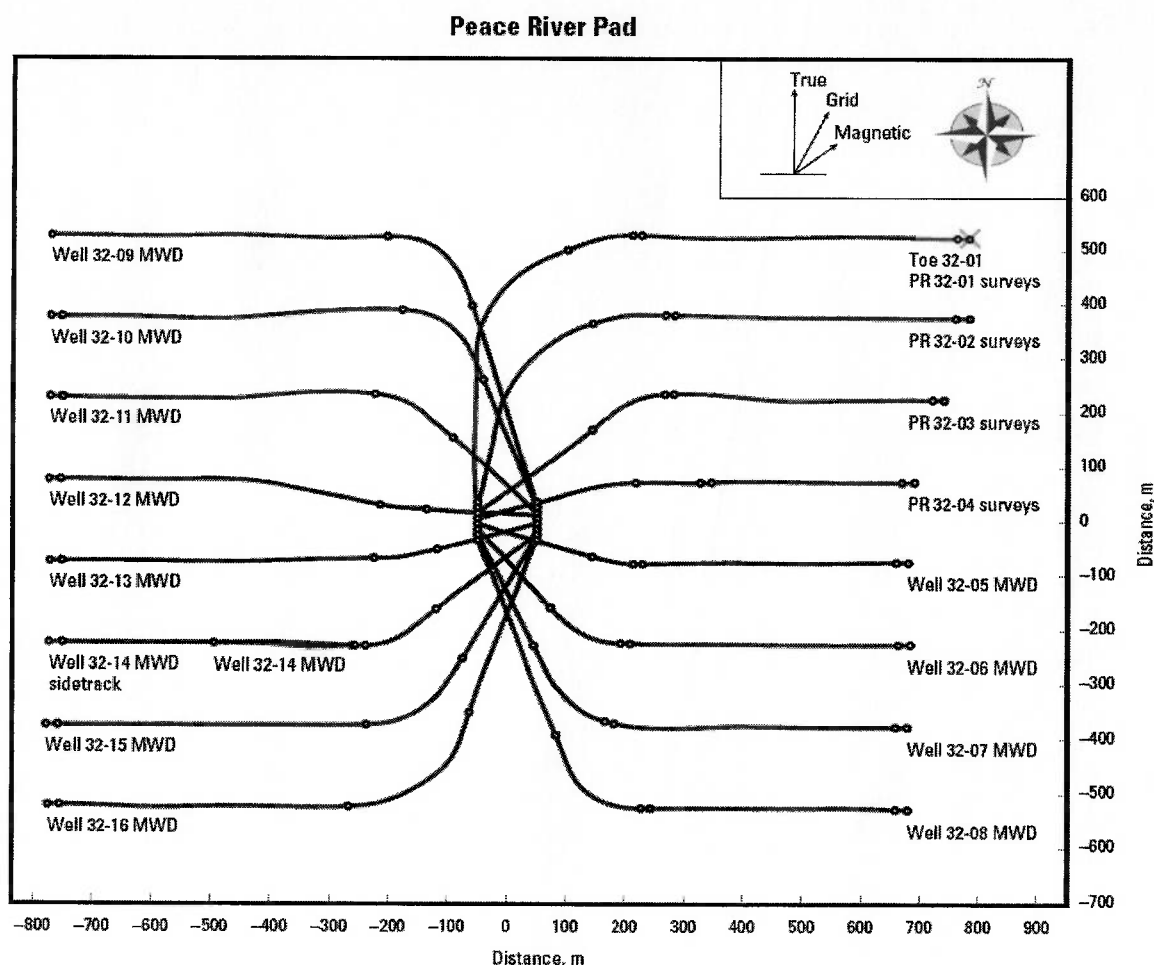


Figura 21 – Disposição de poços em *Peace River*. (Schlumberger, 2006)

#### 4.3 – ECONOMIA UTILIZANDO LWD

No Golfo do México, um operador precisava perfurar um poço de 28000 pés em águas profundas, além disso, precisava de equipamentos de LWD que agüentassem uma pressão de 22000 psi, para essas condições extremas a empresa *Halliburton* utilizou uma ferramenta de LWD (figura 22), com sensores de posicionamento, GR, resistividade e de pressão enquanto se perfura. Com isso obteve uma economia de 28 horas no tempo de sonda e juntamente com um aumento na produção de gás, essa economia foi de 12 milhões de dólares. (Halliburton, 2007)



Figura 22 – Stellar® LWD da *Halliburton*. (Halliburton, 2007)

Um outro caso foi de um pequeno e independente operador na Louisiana, EUA, que precisava perfurar vários poços em um intervalo de 150 pés e 13000 pés de profundidade, após uma perfilagem preliminar utilizando uma ferramenta de LWD, com sensores de

resistividade, sônico e GR, esta mostrou várias zonas com porosidade e potencialmente produtivas. No entanto, o geólogo tinha dúvidas acerca da precisão do registro, porque contradiziam as expectativas. Porém o operador utilizou a ferramenta da figura 22, para uma nova investigação e com a precisão da ferramenta, o resultado confirmou as expectativas iniciais, contrariando o geólogo. Um poço que iria ser abandonado passou a produzir gerando assim uma economia de 170 mil dólares na perfuração de um novo poço.

#### 4.4 – UTILIZAÇÃO EM CONJUNTO DE MWD E LWD

A utilização em conjunto das ferramentas de MWD e LWD pode ser vista no caso que a empresa BP (*British Petroleum*) iria fazer uma perfuração contínua em *Horn Mountain*, no *Gulf of Mexico Mississippi Canyon*, onde as características de formação eram imprecisas.

A empresa *Schlumberger* foi contratada para auxiliar essa perfuração, utilizando em conjunto o MWD e LWD, para realizar a perfuração contínua e obteve grande sucesso, sem perdas de equipamentos e uma boa qualidade dos dados que resultaram na capacidade da BP economizar ao em vez de perfurar desafios, pois o conjunto fornecia aos engenheiros dados sobre a perfuração; a dinâmica dos fluidos; a pressão de poros das rochas e a estabilidade do poço para o programa de perfuração e completação dos poços, tudo isso em tempo real fazendo que as tomadas de decisões para fossem mais dinâmicas e precisas, eliminando assim os casos de risco. Sem erros, com precisão e rapidez fizeram com que a BP fosse guiada diretamente para a zona de produção.

Com 127 poços perfurados entre 17000 e 21000 pés. Confiabilidade e interrupções no fluxo de dados da combinação de serviços em 5400 pés de profundidade fez com que no projeto ambicioso da BP, representasse uma economia 250.000 dólares por dia de sonda e o custo de 8 a 10 horas por poço. A *Schlumberger* ofereceu o combo de serviços de MWD e LWD em todos os 10 poços do projeto. A economia total obtida foi de 1,2 milhões de dólares.



## 5 – CONCLUSÃO

Com o aumento do preço do barril de petróleo, muitos projetos foram viabilizados, impulsionando um grande investimento em tecnologia, a perfilagem foi uma das ferramentas que mais evoluíram nos últimos anos.

Neste trabalho foram apresentadas duas ferramentas que mostram a evolução das técnicas de perfilagem, o LWD e o MWD. Que tiveram a sua introdução no mercado nos meados dos anos 80, porém recentemente, devido ao grande investimento em tecnologia, passaram a ser utilizados em larga escala. Mostraram toda a sua flexibilidade nas configurações de equipamentos, adaptando-se a cada desafio.

Foi discutida também a sua grande precisão, pois fazendo as medições durante a perfuração do poço, tem-se uma zona invadida muito menor que no método tradicional. A sua economia em relação à perfilagem tradicional é notória, pois fazendo as medições durante a perfuração economiza-se no tempo do aluguel da sonda, que é um dos maiores custos da perfuração de poços. As informações e a sua visualização em 2D e 3D em tempo real, ganham cada vez mais importância, pois auxiliam na tomada de decisões no programa de perfuração e completação de poços, diminuindo o custo de perfuração.

Porém devido ao seu elevado custo de operação, essas ferramentas acabam por ser utilizadas apenas nos poços direcionais e horizontais, pois são poços mais caros e muitas vezes a perfilagem tradicional não pode ser aplicada. Poços verticais, devido ao seu custo mais baixo, utilizam a perfilagem tradicional, somente em casos especiais e raros é utilizado o MLWD.

Assim concluímos que a ferramenta de MLWD com sua precisão, flexibilidade de utilização e configuração, possui inúmeras vantagens em relação à perfilagem tradicional.

## 6 – BIBLIOGRAFIA

BRADLEY, H.B.; **Petroleum Engineering Handbook**. Richardson, TX, U.S.A., 1987. 183p.

COHEN, John , John D. Rogers, Eric Malcore and James Estep; **The Quest for High Temperature MWD and LWD Tools**", Gas Tips, Fall 2002 Volume 8 Number 4 page 8

GALHANO, F. de A. P.; **Petróleo e Gás na Bacia do Paraná**. Tese de Doutorado em Engenharia – Escola Politécnica da USP. São Paulo, 2007. 108p.

GATLIN, Carl; **Petroleum Engineering**. Prentice – Hall, INC. Englewood Cliffs, N.J, USA. 1960. 341p.

HYNE, Norman J.; **Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production**. 2nd Edition. PennWell Corporation, Tulsa, Oklahoma, USA, 2001. 598p.

LIMA, K. T. Pereira de; **Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para caracterização dos turbiditos da formação Urucutuca na bacia de Almada, BA**. Tese de Doutorado em Engenharia – Universidade Estadual do Norte Fluminense. Macaé. 2006. 153p.

NAGAO, Daniel Yuji; **Considerações sobre a perfuração de um poço de petróleo através de uma espessa camada de rochas salinas**. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica da USP. São Paulo, 2007. 39p.

NOVO, Marcela Silva; **Análise Numérica de Sensores Eletromagnéticos de Prospeção Petrolífera utilizando o Método dos Volumes Finitos**. Tese de Doutorado em Engenharia – PUC – Rio. Rio de Janeiro. 2007. 180p.

PINHEIRO, P.M.D. de Queiroz; **Técnicas e ferramentas utilizadas na história da perfuração de poços de petróleo**. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica da USP. São Paulo, 2007. 50p.

SFREDO, P. B.; **Construção da área de calibração da ferramenta de indução e estudo de sua funcionalidade para análise de propriedades petrofísicas de formações geológicas**. Trabalho de Conclusão de Curso – UFSC, Florianópolis. 2006. 106p.

SOEIRO, Paulo; **Avaliação de Formação e Perfilagem**; Curso ministrado no Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo da Escola Politécnica da USP. Dezembro de 2004.

TITTMAN, J.; **Geophysical Well Logging**. Excerpted from **Methods in Experimental Physics**, Geophysics. Vol. 24.1986.

USHIROBIRA, C. A.; **Construção de modelo de porosidade de reservatório com dados reais através de inferência Bayesiana**. Tese de Mestrado em Engenharia – Universidade Estadual do Norte Fluminense. Macaé. 2004. 103p.

WYLLIE, M. R. J., GREGORY, A. R. & GARDNER, L. W.; **"Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media"**, Geophysics, 1956. Vol. 21, n.1, p. 41-70.

Schlumberger. **Case Studies**. Disponível em:

[www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/vision\\_hornmountain\\_bp.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/vision_hornmountain_bp.asp).

Acesso em 26 Nov. 2008

[www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/epulse\\_xr\\_canada.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/epulse_xr_canada.asp)

Acesso em 26 Nov. 2008.

[www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/index.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/casestudies/drilling/index.asp)

Acesso em 26 Nov. 2008.

Halliburton. **Loggin- While- Drilling (LWD) Case Histories**. Disponível em:

[http://www.halliburton.com/public/ss/contents/Case\\_Histories/web/SP%20-%20Stellar%206.pdf](http://www.halliburton.com/public/ss/contents/Case_Histories/web/SP%20-%20Stellar%206.pdf)

Acesso em 12 Nov. 2008.