

2

Ferramentas de Perfilagem LWD/MWD

O crescente avanço da indústria de exploração de petróleo e gás tem impulsionado o desenvolvimento da técnica de perfilagem LWD (*Logging-while-drilling*) / MWD (*Measurement-while-drilling*). A principal vantagem desta técnica é o fato de prover informações em tempo real das propriedades físicas das formações, dos parâmetros geométricos dos poços (inclinação e azimute), além das propriedades mecânicas do processo de perfuração. O conjunto destas informações, quando obtido em tempo real, otimiza 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. 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. Diferentemente da perfuração vertical, técnicas de perfuração direcional e horizontal, evitam movimentos da plataforma (superfície) e ajudam a aumentar a efetividade da exploração de óleo e gás.

2.1

Classificação e configuração básica de ferramentas LWD/MWD

As ferramentas de perfilagem eletromagnética LWD/MWD têm sido assunto de grande interesse na literatura devido à capacidade que elas possuem de avaliar uma formação geológica em tempo real [4, 6, 14, 15, 16, 28]. De todos os parâmetros medidos pelos sensores eletromagnéticos LWD/MWD, a resistividade do meio é o mais importante, pois é essencial na determinação da quantidade relativa de hidrocarbonetos presente na formação. Resistividades altas indicam a possível presença de óleo e gás nos poros das rochas, uma vez que hidrocarbonetos são isoladores. Por outro lado, resistividades baixas indicam que outros fluidos podem estar presentes nas formações.

O conceito básico de uma ferramenta de perfilagem eletromagnética pode ser explicado utilizando uma configuração bastante simples, como por exemplo, duas espiras circulares operando dentro de um poço de perfuração.

A espira transmissora excita uma corrente alternada que induz um campo eletromagnético ao longo da formação. Este campo eletromagnético, por sua vez, induz uma corrente elétrica na espira receptora. O nível de corrente na recepção é proporcional a condutividade da formação, de forma que a resistividade da formação pode ser estimada.

Uma variedade de ferramentas de perfilagem LWD/MWD é empregada na prática, com diferentes geometrias, número de antenas receptoras/transmissoras e frequências de operação. A ferramenta LWD convencional emprega antenas em espiras perpendiculares ao eixo da ferramenta. Para prover dados com sensibilidade azimutal e estimativa da anisotropia da formação, novas configurações para o sistema de antenas podem ser projetadas, por exemplo, utilizando antenas em espiras inclinadas (*tilted-coil antennas*) [40, 41, 42, 43]. A configuração básica da ferramenta LWD empregando antenas em espiras perpendiculares e inclinadas em relação ao eixo da ferramenta é dada na figura 2.1.

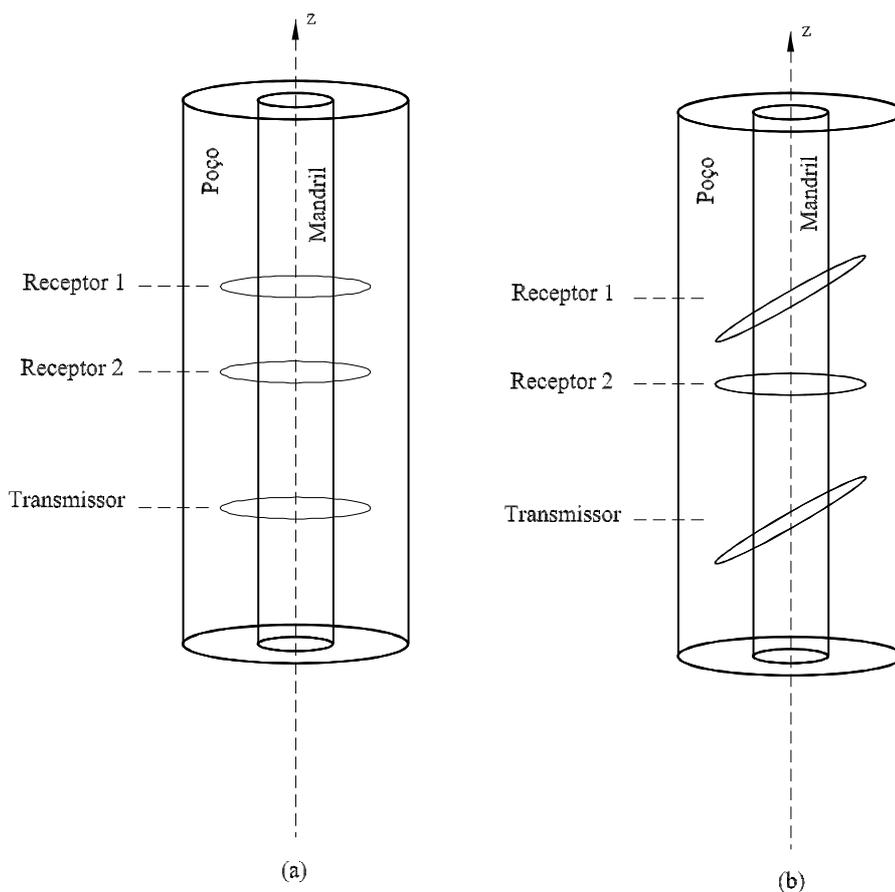


Figura 2.1: Configuração básica da ferramenta LWD. (a) ferramenta convencional (b) ferramenta com antenas em espiras inclinadas

Os parâmetros medidos por estes sensores são a taxa de amplitude (AR) e a diferença de fase (PD) entre as tensões induzidas nas antenas receptoras, definidas por:

$$AR = \frac{A_{r2}}{A_{r1}} \quad (2-1a)$$

$$PD = \phi_{r2} - \phi_{r1} \quad (2-1b)$$

onde A_{r1} , A_{r2} , ϕ_{r1} e ϕ_{r2} são a amplitude e a fase da tensão nas antenas receptoras, respectivamente.

2.2

Cenários de operação da ferramenta LWD/MWD

As ferramentas LWD/MWD operam em cenários complexos, onde as propriedades do meio ao redor do poço de perfuração são desconhecidas. O ambiente mais simples que uma ferramenta LWD/MWD pode operar consiste de uma formação geológica homogênea. O termo formação, no contexto deste trabalho, significa o meio presente nas vizinhanças de um poço de perfuração. Em geral, as formações são estratificadas, formadas por camadas com propriedades constitutivas distintas e espessuras variáveis.

O poço de perfuração é preenchido por um fluido, denominado fluido de perfuração. Este fluido pode ser baseado em água (condutividade alta) ou em óleo (condutividade baixa) e, algumas vezes, devido a porosidade das rochas e/ou da diferença de pressão, pode infiltrar na parede do poço. Neste caso, uma zona invadida é formada, compreendendo a região entre a parede do poço e a formação. A zona de invasão apresenta propriedades elétricas intermediárias entre as propriedades do fluido de perfuração do poço e da formação. A seção transversal de uma zona invadida pode ser circular (perfuração vertical) ou elíptica (perfuração direcional).

Quando a ferramenta atravessa as camadas da formação, a resistividade aparente da formação não é afetada apenas pela resistividade da camada onde o sensor está localizado, mas também pela resistividade das camadas vizinhas. A resistividade aparente de uma formação pode ser diferente da resistividade real devido às influências causadas pelo fluido de perfuração, zonas invadidas, geometria do poço de perfuração, etc. A variação da resposta do sensor à medida que este atravessa as interfaces entre as camadas é conhecida como efeito das camadas adjacentes (*shoulder-bed effects*).

Visando minimizar custo operacional e impacto ambiental, técnicas de perfuração direcional vêm sendo cada vez mais utilizada nos últimos anos. Estas técnicas reduzem os movimentos da plataforma na superfície e auxiliam

a prospecção em regiões com geologia complexa. Com isto, reduzem-se os custos altos para realização de testes em campo.

Durante a perfuração direcional, o eixo da ferramenta torna-se inclinado em relação as camadas da formação. Este cenário é denominado de leitos inclinados, conhecido na literatura internacional por *dipping beds*. A figura 2.2 ilustra os processos de perfuração vertical, direcional e horizontal.

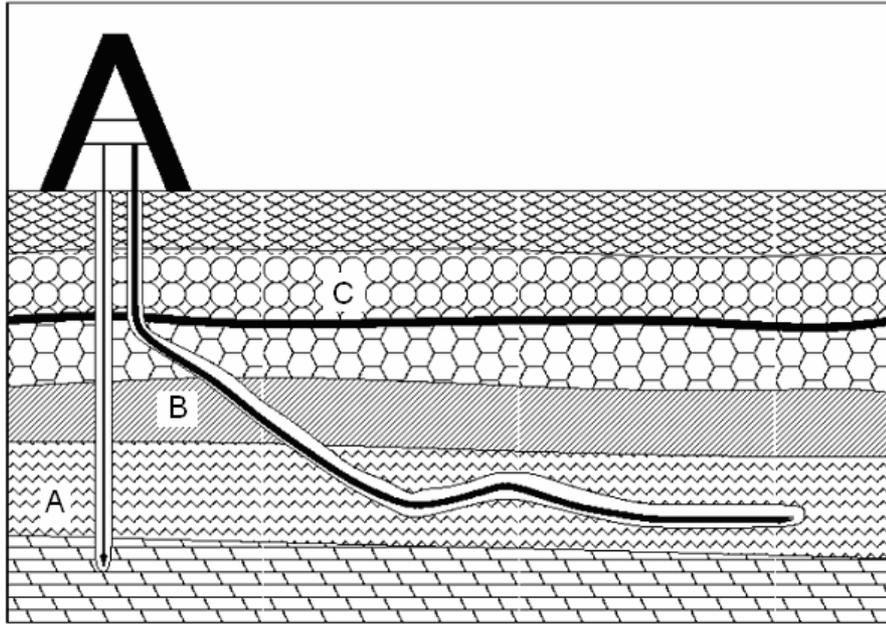


Figura 2.2: Sensor eletromagnético de prospecção perfurando uma formação geológica. Ponto A - perfuração vertical. Ponto B - perfuração direcional. Ponto C - perfuração horizontal.

Devido aos efeitos gravitacionais e às vibrações mecânicas durante a perfuração de um poço, o eixo da ferramenta pode se deslocar dentro do poço, de forma que o eixo da ferramenta passa a não coincidir com o eixo do poço. Este cenário é denominado de poços excêntricos (*eccentric boreholes*). Geralmente, o efeito da excentricidade na resposta do sensor é mais pronunciado quando o contraste entre a condutividade do fluido de perfuração e da formação é alto [44].

O último cenário a ser considerado é o que envolve a anisotropia das propriedades elétricas, geralmente presente nas formações geológicas [17]. Geologicamente, a anisotropia elétrica no solo pode ser causada por diferentes mecanismos, por exemplo, quando formações fraturadas são infiltradas por água salgada durante uma perfuração marítima. Neste caso particular, a formação apresenta condutividades mais altas na direção paralela ao plano da fratura do que na direção perpendicular [20]. A presença de anisotropia elétrica nas formações geológicas tem sido considerada uma fonte significativa de erros

na análise numérica da resposta dos sensores eletromagnéticos de prospecção petrolífera [22, 26, 27, 31, 32].

A complexidade dos modelos numéricos de análise é função do cenário de operação da ferramenta. Cada um dos cenários descritos acima será considerado nos modelos a serem desenvolvidos nos capítulos seguintes.