

Perfilagem de Poços

O propósito deste capítulo é descrever brevemente as características e formas de realizar as medições para alguns perfis geofísicos, num poço, utilizados para avaliar o método de previsão proposto.

O perfil de poço é a prática de efetuar um registro detalhado das formações geológicas atravessadas por uma perfuração. O perfil pode ter descrições baseadas em inspeção visual de amostras levadas para a superfície ou medições de grandezas geofísicas, feitas com instrumentos, para formar um perfil do poço (Serra, 2008; Ellis & Singer, 2008). Normalmente, as medições no poço (amostras) são realizadas progressivamente em uma direção e amostradas regularmente para produzir um perfil de acordo com a profundidade (DEPTH ou Z). Os procedimentos para obter as medições variaram com o passar dos anos, assim como o conjunto de ferramentas utilizadas. Atualmente, nas sondas de perfuração são integradas múltiplas ferramentas de medição (sensores) de diferentes propriedades geofísicas (Ellis & Singer, 2008; Darling, 2005), além das ferramentas de medição dos parâmetros da perfuração (MWD, Medição Durante a Perfuração), como as ferramentas mostradas na Figura 3.1. Essas ferramentas são conhecidas como LWD (Registro Durante a Perfuração) (Ellis & Singer, 2008).

As propriedades geofísicas das formações na subsuperfície podem variar com o passar do tempo. Assim, a interpretação ou quantificação das propriedades, com medições realizadas em momentos diferentes, estão expostas a erros pela falta de correlação da mudança da propriedade no tempo. Por isso, é importante levar em conta a simultaneidade das medições de poço. Por outro lado, algumas medições se tornaram importantes devido à informação contida para inferir as propriedades de um tipo de rocha ou pelo tipo de aplicação (Ellis & Singer, 2008). Na petrofísica, geralmente, são utilizados os seguintes perfis de poço: *caliper*, potencial espontâneo, resistividade, indução, raio gama, raio gama espectral, sônico, densidade, porosidade neutrônica e perfis com imagens sônicas e de resistividade.

Os perfis de poço descritos nas seções seguintes foram escolhidos porque contêm informação litológica e estratigráfica e permitem gerar sinais úteis para realizar a previsão de medições. Os perfis utilizados são: perfil de raio gama (GR), perfil sônico (DT), perfil de indução (ILD) e perfil de densidade (RHOB).

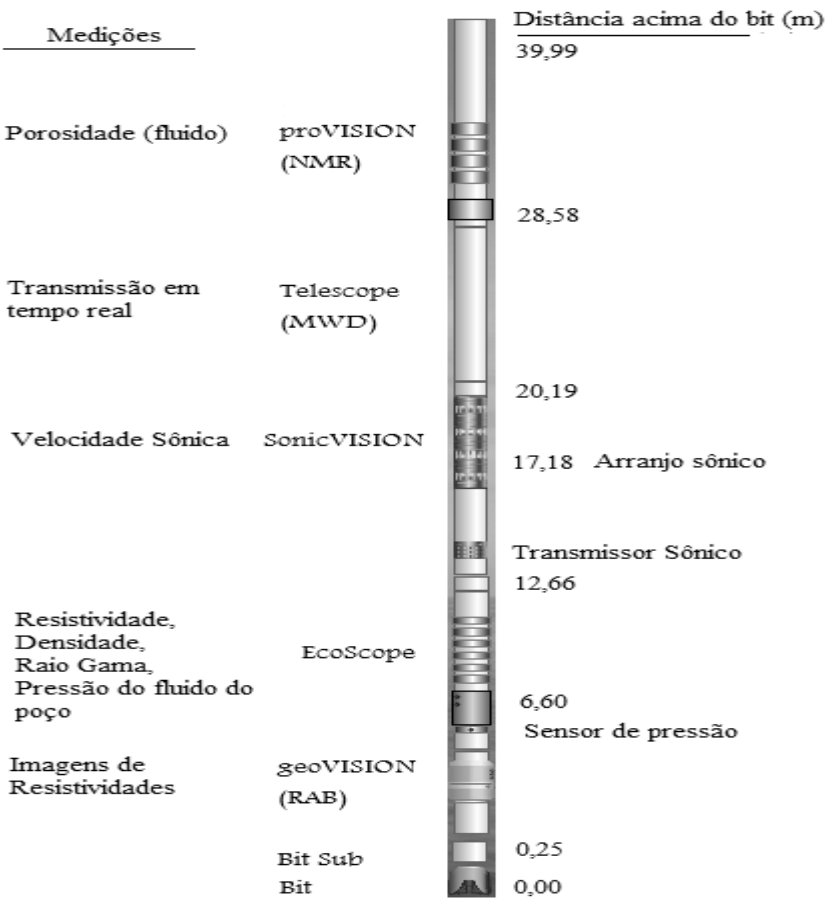


Figura 3.1 - As partes de uma sonda de perfuração com as ferramentas LWD (Seminar, 2008).

Outros tipos de informações do poço, necessárias para este trabalho, são a localização e a profundidade da boca do poço. A localização é dada em dois tipos de coordenadas: geográficas (latitude e longitude), e no sistema UTM (Universal Transverso de *Mercator*). Um ponto no sistema UTM é localizado com a coordenada leste *X (Easting)*, a coordenada norte *Y (Northing)*, o fuso e a zona. Outros dois dados necessários para especificar adequadamente as coordenadas são: o *Datum* e o Elipsoide. O *Datum* define a origem e a localização do sistema de coordenadas para determinada região da Terra. O Elipsoide, junto com o Geoide, produzem um modelo tridimensional da Terra (DMA, 1989; Alonso, 2001). Para uma correta interpretação das medições é necessário ter a altura ou a profundidade da boca poço. Para os reservatórios

em zonas submersas a boca do poço está a uma profundidade relativa, medida a partir do nível da água e medida em metros.

3.1. Perfil de Raio Gama (GR)

Este tipo de perfil contém medições da radiação natural gama, emitidas pelas rochas ou sedimentos num poço. O método de medição de radiação raio gama é usado na prospeção mineral, durante a perfuração de poços de água e, comumente, para avaliação das formações durante a perfuração de poços de petróleo e gás. Diferentes tipos de rocha emitem diferentes quantidades e espectros de radiação gama natural. Em particular, folhelhos emitem raios gama mais do que outras rochas sedimentares. Isso porque o potássio radioativo é um componente comum no teor de argila do folhelho, e porque a capacidade de mudança catiônica da argila faz com que ela adsorva urânio e tório. Essa diferença de radioatividade permite que a ferramenta de raio gama diferencie entre folhelho e não folhelho, como é mostrado na Figura 3.2. Apesar disso, parece não existir uma relação linear entre as medições de radiação do perfil e a proporção de folhelho nas formações (Rider, 2002). Uma análise simples da resposta dos perfis de raios gama, mostrada na Figura 3.2, indica que a variação das formas das curvas, construídas com as medições, depende da velocidade de registro da ferramenta (Bassiouni, 1994).

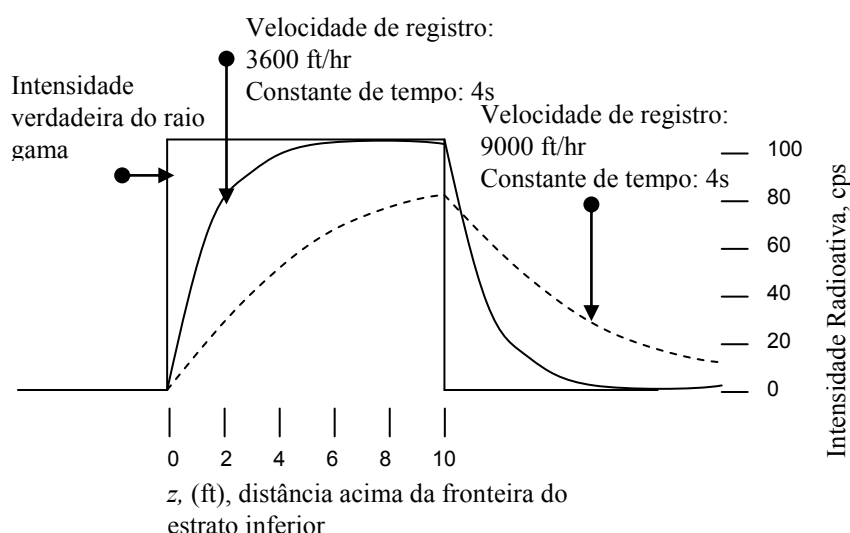


Figura 3.2 - Exemplo do efeito da velocidade de registro sobre as curvas de radiação registradas para uma formação de folhelho (Bassiouni, 1994).

Uma vantagem do método de medição de raio gama, sobre outros métodos de medição de poço, é que ele funciona através das paredes de aço e cimento do poço. Apesar de o concreto e o aço absorverem a radiação gama, uma quantidade suficiente de radiação ainda é capaz de atravessá-los para permitir a determinação qualitativa do tipo de formação rochosa.

Duas formações, com a mesma proporção de material radioativo por unidade de volume e densidades diferentes, mostrarão diferentes níveis de radioatividade. A formação menos densa parecerá ser ligeiramente mais radioativa. Isso porque nessa formação os poros são maiores e, conseqüentemente, a proporção de radiação que passa é maior. O resultado da uma medição, depois das correções devido à variação dos parâmetros da ferramenta, é proporcional ao peso da concentração do material radioativo da formação (Schlumberger, 1998; Ellis & Singer, 2008), como é mostrado na eq (3.1):

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_{oi} A_i}{\rho_b}, \quad (3.1)$$

em que ρ_i é a densidade do material radioativo i , V_{oi} é o fator de volume importante do material i , A_i é o fator de proporcionalidade do material i , e ρ_b é a maior densidade na matriz da formação.

O perfil de raio gama, como outros tipos de perfil de poço, é feito baixando um instrumento pelo poço e registrando em cada nível a radiação gama. Esta é geralmente registrada em unidades API, definidas pela Universidade de Texas. Uma unidade representa a fração de 1/200 da diferença entre a máxima e mínima radiação, estabelecidas como padrões. Quando os perfis são utilizados de forma qualitativa, outras correções geralmente não são necessárias. Mas as medições de raio gama são afetadas pelo diâmetro do poço, a posição da ferramenta no poço e as propriedades do fluido ou lama do poço (Rider, 2002; Ellis & Singer, 2008). É possível afirmar, de acordo com os dois exemplos mostrados na Figura 3.2, que as médias dos traços dos estratos semelhantes são afetadas pelas condições das medições. Então, os perfis deveriam ser ajustados antes das interpretações quantitativas.

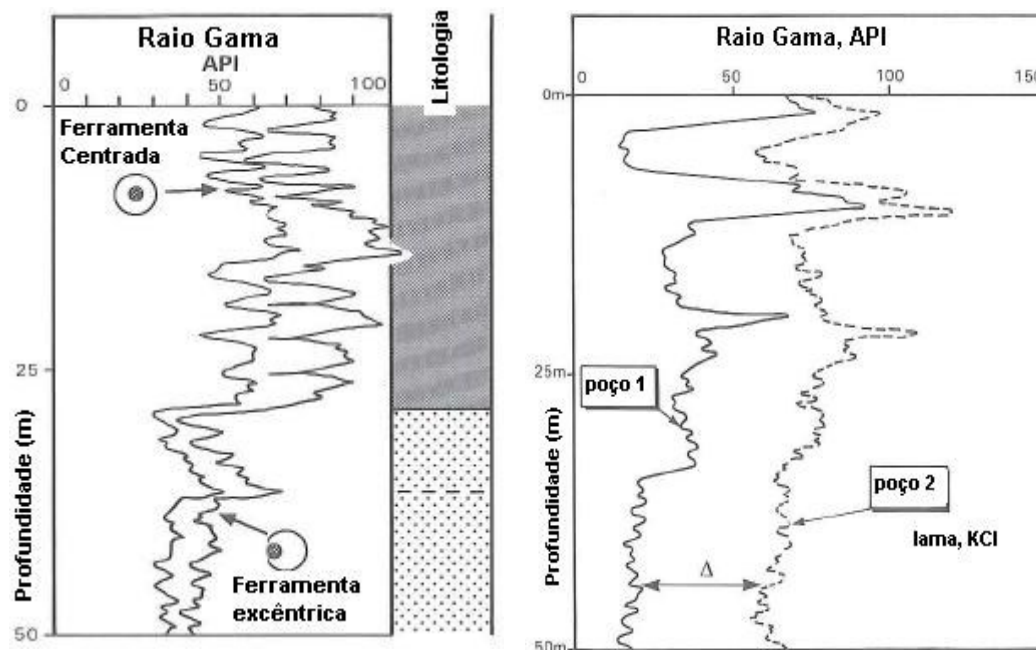


Figura 3.2– Alterações das curvas de raio gama. À esquerda, o efeito da posição da ferramenta dentro do poço. À direita o efeito do tipo de lama entre dois poços (um com lama comum e outro com agregado de KCl) afastados 3 Km. Os perfis deveriam ser muito parecidos, mas a diferença Δ é causada pelo agregado na lama (Rider, 2002).

O perfil de raio gama é especialmente útil para definir estratos de folhelho, quando o potencial espontâneo é distorcido (lama salgada, não condutiva ou espaços com gás). Também é utilizado na correlação de perfis de poço, devido à facilidade de combiná-lo com os perfis das outras ferramentas de perfil. Isto permite uma correlação precisa de perfis feitos em diferentes sequências de leitura no mesmo poço (Schlumberger, 1998).

3.2. Perfil Sônico (DT)

Perfis de velocidade de onda sônica, também conhecidos como perfis sônicos ou perfis acústicos, contêm medições do tempo de trânsito de um pulso acústico entres dois pontos fixos de uma formação, no poço. A velocidade do som é maior nos sólidos do que nos líquidos e nos gases. Por isso, para meios com velocidades maiores, os tempos de trânsito são menores. Se uma rocha, entre duas semelhantes, contém maior quantidade de fluidos nos seus poros (maior porosidade), então o tempo de trânsito do pulso será maior. Por outro lado, as zonas de fratura também podem ser identificadas devido a um maior tempo de trânsito do pulso para alcançar o receptor (ou receptores). Por essas

características, as principais aplicações do perfil sônico têm sido, há muitos anos, na estimativa da densidade (indiretamente), da porosidade intergranular (com a equação de *Wyllie*), na identificação de zonas fraturadas (Schlumberger, 1998) e na calibração da sísmica de superfície. Nos últimos anos, sua função de auxílio à sísmica tornou-se mais importante (Nery, 2004, Ellis & Singer, 2008). Assim, as velocidades calculadas com o perfil sônico (ver Tabela 3.1) servem para a calibração e a estimativa da impedância acústica dos dados dos levantamentos sísmicos na vizinhança.

Tabela 3.1 - Velocidades Acústicas Compressionais (onda P) e tempos de trânsito, em algumas matrizes de rocha, utilizados como referência para o ajuste dos perfis sísmicos (Bassiouni, 1994; Schlumberger, 1998).

Material	V_p (m/s)	Δt (μs / m)
Arenito	5486,4 – 5943,6	180,2 – 165,6
Calcário	6400,0 – 7010,4	154,5 – 141,2
Dolomita	7010,4	141,2
Anidrita	6096,0	162,3
Folhelho	1798,3 – 5181,6	551,9 – 519,4
Sal	4572,0	216,6

Na Tabela 3.1 são mostrados alguns dos valores das velocidades da onda primária e os tempos de trânsito, obtidos em laboratório, para materiais puros (matrizes de rocha). Esses valores servem de referência para identificar a litologia a partir do perfil sônico. Por outro lado, quando os pulsos sonoros atravessam os fluidos, os tempos de trânsito são maiores. Como exemplo, o tempo para água salgada é de 620,1 $\mu s/m$, para água doce é de 656,2 $\mu s/m$ e para óleo é de 774,3 $\mu s/m$. Caso o meio seja um gás, o tempo de trânsito é, aproximadamente, de 1968,5 $\mu s/m$. Para uma matriz rochosa com fluido nos seus poros, o tempo de trânsito cresce ligeiramente de acordo com a quantidade de fluido.

As sondas sônicas normalmente fazem parte de um conjunto de outros tipos de sondas (ver a Figura 3.1), como as de raio gama e a ferramenta *caliper* (para detectar problemas de posição no poço). Atualmente, as sondas sônicas são equipadas com um ou mais transmissores de pulsos, de 10 até 40 KHz, e dois ou mais detectores de curta distância (Rider, 2002). As distâncias entre transmissores ou fontes de sinal e os receptores são predeterminadas. A distância maior (aproximadamente 61 cm) indica a resolução da espessura dos estratos detectados. Para espessuras menores, as velocidades registradas não são as verdadeiras.

As medições, para este tipo de perfil, apresentam erros que podem afetar a interpretação do perfil sônico. Os erros são produzidos por fatores como: desmoronamentos, rugosidade das paredes do poço, a falta de compactação de algumas rochas (em que os tempos de trânsito devem ser corrigidos), tipo de porosidade secundária (com cavidades e vesículas), aparecimento de saltos de ciclo (em que um dos detectores não é ativado) produzidos por zonas de gás e fraturas, entre outros (Nery, 2004, Ellis & Singer, 2008).

3.3. Perfis de Indução (ILD)

Em poços com espaços ou sem lama de perfuração não é possível fazer bons contatos dos eletrodos com a rocha e injetar corrente elétrica, como fazem as ferramentas de eletrodos galvânicos. Essas ferramentas precisam de um meio condutivo, como a lama a base de água (ver no Anexo B.1 os detalhes sobre o assunto). Outro tipo de lama pode apresentar problemas no acoplamento elétrico devido às suas características de alta condutividade ou de isolamento (Nery, 2004). No entanto, com ferramentas de indução magnética de penetração profunda (ILD) ou média (ILM) é possível induzir campos magnéticos que penetram profundamente e minimizam os efeitos das zonas próximas à parede do poço. Um problema subsistente para essas ferramentas é a lama muito condutiva (salgada) ou com uma zona de invasão muito profunda na parede do poço. Isso causa uma medição alterada da resistividade da formação. Além disso, as rochas com resistividades muito altas tornam impreciso o perfil de indução (Serra, 2008). Em tal situação, as leituras devem ser corrigidas utilizando cartas disponibilizadas pelos fabricantes da ferramenta ou sondas de indução.

A sonda de indução, basicamente, é composta por uma antena transmissora e outra receptora. A antena transmissora induz uma corrente elétrica na formação rochosa que produz um campo magnético captado pela antena receptora (Bassiouni, 1994; Ellis & Singer, 2008). A condutividade registrada pela ferramenta de medição é proporcional ao campo magnético captado. Em seguida, as medições de condutividade são transformadas em medições de resistividade (relação inversa) e regularmente distribuídas na profundidade, para produzir o perfil de indução. A unidade desse tipo medição é ohm metro (Ωm).

O perfil de indução, de maneira semelhante aos perfis de resistividade por condução de corrente, é aplicado na correlação lateral de poços, na identificação qualitativa da litologia e do fluido nas rochas. Além disso, é aplicado também na estimativa da saturação de água (com lei de *Archie*) e na identificação de zonas de alta permeabilidade (Schlumberger, 1998; Nery, 2004).

3.4. Perfil de Densidade (RHOB)

Neste perfil de poço são registradas as medições das densidades das rochas, ao longo de um poço, como uma função da profundidade. As medições são as densidades volumétricas de uma rocha incluindo a matriz sólida e do fluido entre os poros. O nome adequado, em português, deste tipo de perfil deveria ser de “massa específica” com unidades de g/cm^3 ou Kg/m^3 , mas como o nome de perfil de densidade já é conhecido, este continuará sendo usado.

A ferramenta de medição consiste em uma fonte radioativa aplicada à parede do poço que emite raios gama de média energia na formação. Assim, esses raios gama podem ser imaginados como partículas de alta velocidade que colidem com os elétrons na formação. Em cada colisão o raio gama perde um pouco de sua energia para o elétron. Esse tipo de interação é conhecido como espalhamento *Compton*. Os raios gama espalhados que conseguem atingir o detector são contados e, assim, a quantidade resultante é uma proporção da densidade da formação (Bassiouni, 1994; Schön, 2011).

O efeito do espalhamento *Compton* está relacionado diretamente com o número de elétrons da formação por unidade de volume (Bassiouni, 1994). Por conseguinte, a densidade de elétrons (ρ_e) determina uma resposta proporcional à densidade, conforme a eq. (3.2):

$$\rho_e = 2\rho_b \frac{\sum_i Z_i}{M}, \quad (3.2)$$

em que Z_i é o número atômico do átomo i que constitui a molécula do composto, M é o peso molecular do composto, e ρ_b é a densidade volumétrica da rocha. Na Tabela 3.2 são mostrados alguns valores de densidade da matriz de algumas rochas para o ajuste da ferramenta e a estimativa da porosidade. Na eq. (3.3) são relacionadas a densidade total da formação (ρ_b), a densidade do fluido nos poros (ρ_f), a porosidade (ϕ) e a densidade da matriz (ρ_{ma}), que não é mais que a equação de *Wyllie* descrita como:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} . \quad (3.3)$$

Tabela 3.2 - Valores comuns da densidade matriz ρ_{ma} para ajuste da ferramenta de medição de densidade.

Material	Densidade (g / cm ³)
Quartzo areia	2,65
Areia calcária, arcossiana ou argilosa	2,68
Calcário	2,00
Dolomita	2,87

A profundidade de investigação da ferramenta de densidade é relativamente pequena devido aos problemas nos contatos. Como exemplo, para ferramentas com espaçamentos entre detectores de 35 até 45 cm, as medições corresponderão a zonas de 5 até 7 cm. Outros fatores que afetam o desempenho da ferramenta são o tipo de lama e do reboco, a argilosidade (que reduz os valores de densidade) e a presença de hidrocarbonetos (Nery, 2004). O perfil de densidade é utilizado para estimar a porosidade, identificar a litologia e as zonas de gás (junto com o perfil neutrônico).

Uma função não linear, como a determinada por Gardner et al., (1974), pode ser utilizada, quando não é possível ter medições de densidade para o poço completo (Schön, 2011) A forma generalizada dessa função calcula medições de densidade, a partir de medições de velocidade da onda P, obtidas do perfil sônico. Assim, essa expressão tem a forma da eq. (3.4).

$$\rho_j = aV_j^b + c , \quad (3.4)$$

em que a , b e c são constantes obtidas por regressão não linear utilizando medições de densidade ρ_j e a velocidade V_j sobre amostras de rocha, no poço j .