

PERFIS DE IMAGEM DE POÇOS DE PETRÓLEO

Fernando Félix¹ | Eudes Nascimento¹ | Cláudio Borba²

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO: 1980 - 1777

ISSN ELETRÔNICO: 2316 - 3135

RESUMO

A operação de perfilagem de poços de petróleo tem por objetivo obter as propriedades petrofísicas das camadas, sem necessidade de amostrá-las, durante e/ou após a perfuração dos poços. As informações são importantes para a tomada de decisão sobre o aproveitamento do poço e para a estimativa de volume e reserva dos reservatórios. Podem-se obter diversos perfis, cada um dirigido à obtenção de uma propriedade específica. Os perfis de imagem se apresentam de forma similar a fotografias da parede do poço baseados em características resistivas e acústicas das formações. Geram diversas informações de grande importância para a caracterização de reservatórios, tais como inclinação de camadas, ocorrência de fraturas e suas inclinações, desmoronamentos, direção de tensões *in situ*, litologias, discordâncias, camadas delgadas e zonas com porosidade vugular e cavernas. Essas informações são utilizadas em conjunto com outros perfis, amostra de calha, testemunhos e histórico de produção para estudos direcionados, sobretudo, à modelagem de reservatórios. Este artigo aborda os diferentes métodos de aquisição desses perfis, como é realizado o processamento de dados e a interpretação de alguns parâmetros das formações. Além disso, busca-se abordar as diversas aplicabilidades dessa ferramenta, tendo em vista as diferentes situações geológicas em que se encontram acumulações de petróleo.

PALAVRAS-CHAVE

Avaliação de Formações. Perfilagem. Perfil de Imagem. Caracterização de Reservatórios.

The well logging is performed in order to measure the petrophysical properties of geological strata, during or after drilling, without the necessity of sampling them. This information is important to decide about well completion and to estimate the reservoir volume and reserve. This operation allows obtaining different logs, where each one measures one specific rock property. The image logs are similar to photographs of the borehole wall and are based on resistive and acoustic characteristics of the formation. They provide several data of great importance for the reservoir characterization such as: bedding dip, fracture occurrence and inclination, washouts, breakouts, orientation of *in situ* stress, lithology, unconformities, thinly bedded reservoirs and zones with vugular porosity and caves. These data are generally used with other well logs, cuts, cores and the history of the production, bearing in mind some studies, especially the ones related to reservoir modeling. This paper approaches the different acquisition methods of the image logs, how the data processing is done and the interpretation of some characteristics of the formations. Moreover, it tries to approach the large sort of applications this tool offers, considering the different geological situations in which petroleum accumulations are found.

KEYWORDS

Formation Evaluation, Well Logging, Image Logs, Reservoir Characterization.

1 INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo sempre apresentou grandes fronteiras e, com isso, imensos desafios tecnológicos. Com a escassez de descobertas de novas jazidas de petróleo convencionais, a indústria foi desafiada a buscar esse recurso em zonas cada vez mais remotas e com características pouco conhecidas. Além das grandes lâminas d'água e distância do litoral, os reservatórios possuem condições extremas de pressão, temperatura, profundidade e características físico-químicas que dificultam ainda mais a caracterização das formações, caracterização esta imprescindível para uma recuperação eficiente e economicamente viável.

O ramo da indústria do petróleo que estuda as características das formações geológicas, visando obter a produtividade do reservatório é a Avaliação de Formações. Avaliação essa que obtém informações por meio de perfis de diferentes propriedades físicas da rocha, tais como radioatividade, resistividade e densidade. Essa atividade é conhecida como perfilagem e determina, em geral, características estáticas das formações, tais como litologias, tipos e saturações de fluidos, porosidade, inclinação de fraturas e camadas. Além dessa, existem as operações de teste de formação, que obtém geralmente propriedades dinâmicas das formações tais como permeabilidade, pressões, vazões, produtividade e dano.

Um dos avanços mais recentes da perfilagem são os perfis de imagem. Eles fornecem imagens de alta resolução das formações. São imagens da parede do poço, tendo como base as suas características resistivas, conhecido como perfil de imagem elétrica, ou acústicas, conhecido como perfil de imagem acústica. Eles fornecem informações, tais como inclinação de camadas, ocorrência de fratura e sua inclinação, desmoronamentos, ocorrência e direção das tensões *in situ*, litologias, discordâncias, identificação de camadas delgadas e zonas com porosidade vugular e cavernas (muito comum em formações carbonáticas). Essas informações são, em geral, utilizadas em conjunto com outros perfis, amostra de calha, testemunhos e histórico de produção em estudos de caracterização de reservatórios.

O perfil de imagem elétrica consiste na identificação de características da formação, medindo-se a resistividade de determinado intervalo rochoso à passagem de corrente elétrica. Com isso, rochas com propriedades diferentes terão valores distintos de resistividade.

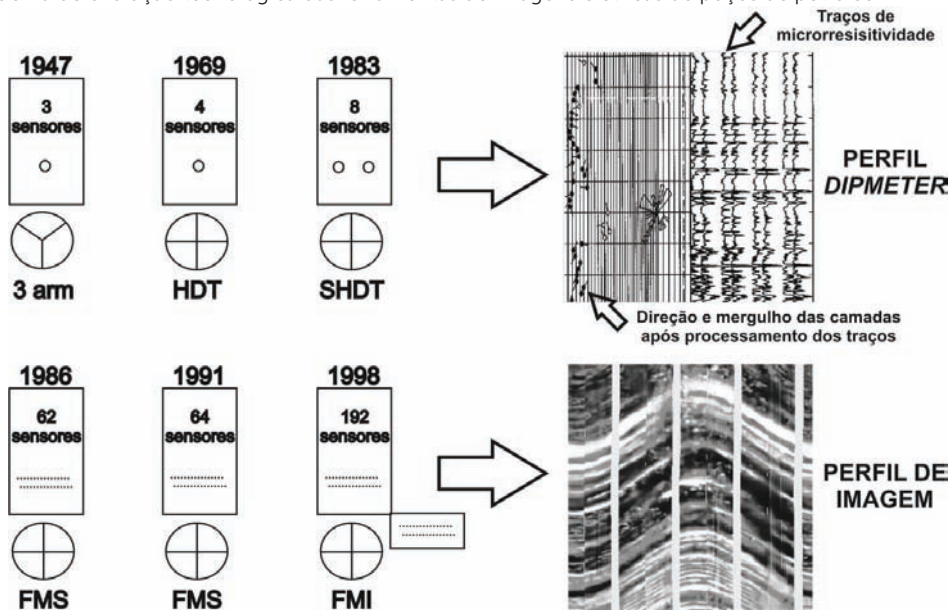
2.1 Evolução tecnológica dos perfis de imagem elétrica

Esses perfis têm como base os perfis de resistividade, originalmente usados na determinação de fluidos presentes nas formações. Percebeu-se que esta informação poderia ser expandida para determinar diferentes tipos de rochas e a ausência delas diminuindo a escala de investigação, ou seja, realizando medidas microrresistivas. Essas medidas não alcançam grande raio de investigação na formação devido à diminuição da escala. Contudo, fornecem medidas minuciosas de trechos da formação. Dessa forma, esse método é usado somente para análise das litologias em regiões muito próximas à parede do poço.

Com o intuito de melhorar a análise da parede do poço, foi desenvolvida uma ferramenta composta por sensores e patins para adensar as medidas de microrresistividade. Cada patim possui um eletrodo que emite corrente elétrica na formação e um sensor localizado na parte superior da ferramenta capta as correntes, após percorrerem a parede do poço e as envia para a estação de processamento, localizada na superfície por meio de um cabo. Após processado, são gerados traços de microrresistividades da rocha. Esses são correlacionados a partir de seus picos e suas profundidades.

Determinada pela resistividade da rocha, a passagem de corrente elétrica pela medida de velocidade e variações de velocidade feita por um acelerômetro e pela medida da inclinação da ferramenta obtida por um magnetômetro. Observa-se que os mesmos picos em diferentes traços localizavam-se em profundidades distintas, na maioria dos casos. Um algoritmo de processamento correlaciona os picos, gerando um plano do qual pode ser obtida a direção e a inclinação das camadas de rochas em relação ao poço medidas pela ferramenta. Essa ferramenta é chamada de *dipmeter*.

Figura 1: Esquema de evolução tecnológica das ferramentas de imagens elétricas de poços de petróleo.



Na busca por medidas, ainda mais minuciosas, aperfeiçoou-se a ferramenta *dipmeter* aumentando o número de patins e a quantidade de eletrodos, passando de somente um a vários eletrodos por patins (figura 1). Em vez de obter três, quatro ou seis traços ao redor do poço, que é a capacidade da ferramenta *dipmeter*, passou-se a obter dezenas de traços ao redor do poço. A partir do grande número de traços gerados, foi possível a criação de mapas coloridos no perfil obtido com tons variando de acordo com as diferentes resistividades da formação. Esses mapas coloridos são imagens do poço que, quando interpretadas, geram os perfis de imagem elétrica.

2.2 Aquisição de dados

Os dados são adquiridos por uma ferramenta descida a cabo, inicialmente com os patins fechados que, ao atingir a profundidade desejada, são pressionados contra a parede do poço. Algumas ferramentas mais sofisticadas podem ser descidas, também, através da coluna de perfuração onde, nesse caso, os dados são armazenados em uma memória localizada na própria ferramenta, em vez de serem enviados à superfície pelo cabo de perfilagem. O quadro 1 reúne as características das principais ferramentas disponíveis comercialmente.

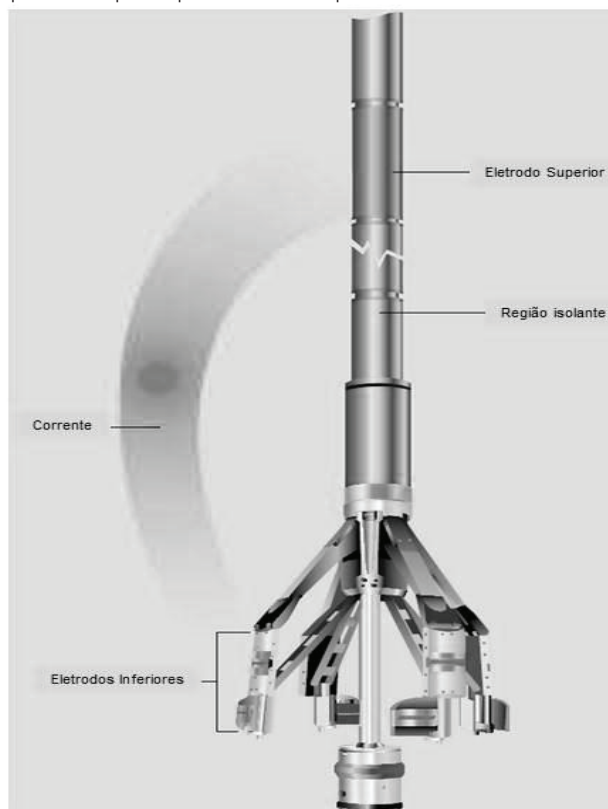
A ferramenta ao ser posicionada começa a percorrer o poço com certa velocidade, escolhida de acordo com a resolução desejada, emitindo corrente elétrica na parede do poço, pelos eletrodos localizados nos patins (figura 2). Quanto maior a velocidade de subida, menor quantidade de pulsos elétricos serão registrados pelo sensor localizado na região superior da ferramenta e, conseqüentemente, menor será a resolução do perfil gerado. A ferramenta *Compac Micro Imager* (CMI), por exemplo, possui oito patins dispostos em dois planos, articulados independentemente para manter um bom contato com a parede do poço. Possui, 64 ou 176 eletrodos, escolhidos de acordo com o diâmetro do poço, e velocidade de perfilagem de 291 m/h.

Quadro 1: Características das principais ferramentas disponíveis comercialmente e suas respectivas empresas.

Empresa	Nome Comercial	Número de Patins	Número de Eletrodos		Referências
Halliburton	EMI (Electrical Micro Imaging)	6	150		Halliburton.com
Schlumberger	FMI (Formation Micro Imager)	8	192		Schlumberger.com
Schlumberger	OBMI (Oil-Base Micro Imager)	4	40		Schlumberger.com
Baker Hughes	STAR Imager	6	144		BakerHughes.com
Weatherford	HMI (High-Resolution MicroImager)	6	150		Weatherford.com
Weatherford	CMI (Compac Micro Imager)	8	OD 2.4" 64	OD 4.1" 176	Weatherford.com

Fonte: modificada de Hurley (2004).

Figura 2: Esquema mostrando os principais componentes da ferramenta *Fullbore Formation MicroImager (FMI)* e o fluxo de corrente elétrica emitido pelos patins e captado pelo eletrodo superior.

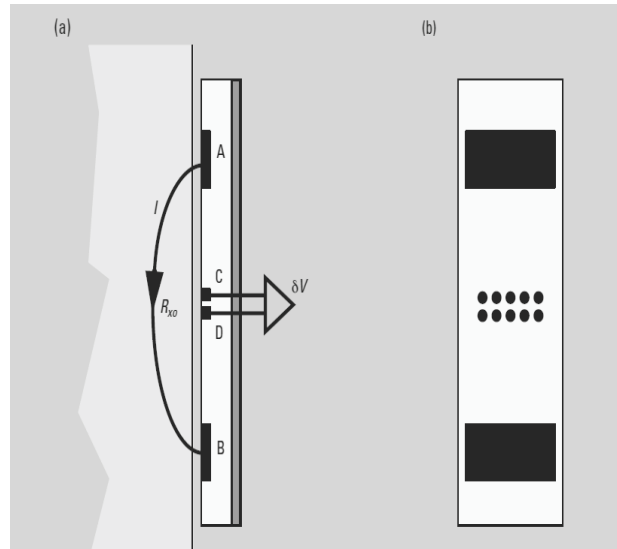


Fonte: adaptado de Schlumberger.com (2002).

A aquisição de dados é feita com a emissão de corrente elétrica na formação. Para tanto, é necessário que o fluido de perfuração presente no poço seja condutivo. Entretanto, nos últimos anos houve um crescente uso de lamas não condutivas na perfuração, o que aumentou a eficiência e a estabilidade do poço, diminuiu significativamente os riscos, mas por outro lado perdeu os benefícios gerados pelas ferramentas elétricas, muito importantes para a caracterização do reservatório. Segundo Cheung *et al* (2001), em muitos casos, a falta de imagens microrresistivas representam uma perda de informações cruciais para o sucesso da avaliação do reservatório.

A fim de solucionar esse impasse, adicionou-se à ferramenta convencional, dispositivos para indução de corrente elétrica na formação em presença de fluido não condutivo. A figura 3, por exemplo, ilustra como a ferramenta **OBMI** realiza essas medidas pelo método dos quatro terminais. O processo é iniciado com a emissão de uma corrente alternada i na formação entre dois eletrodos A e B localizados nos extremos dos patins. Sensores C e D localizados no centro dos patins medem a diferença de potencial δV gerada em cada par de eletrodos, as quais totalizam cinco medidas por patim. Com isso, é possível calcular a resistividade da zona invadida R_{xo} segundo a Lei de Ohm.

Figura 3: (a) Disposição do patim da ferramenta OBMI na parede do poço mostrando a corrente alternada i percorrendo o poço de A para B com resistividade da formação R_{xo} e as diferenças de potencial geradas δV , medidas pelos eletrodos de voltagem C e D. (b) Cinco medidas microrresistivas são obtidas correspondente a cada par de eletrodos.



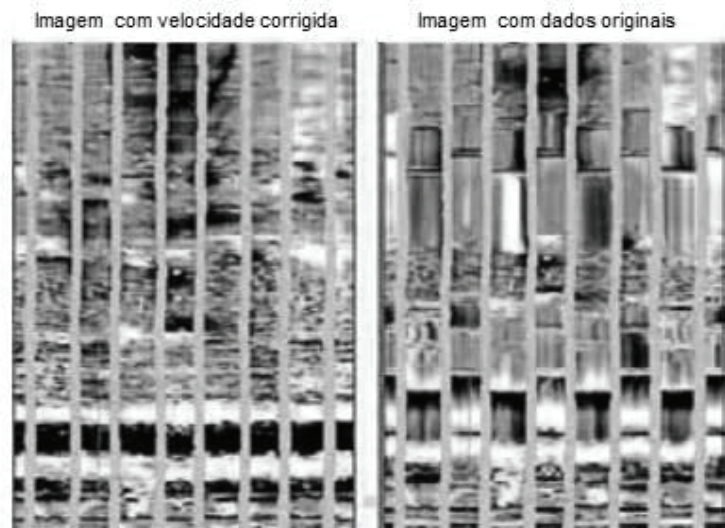
Fonte: Schlumberger.com (2006).

2.3 Processamento dos dados

O objetivo do processamento de dados é transformar os dados adquiridos em um conjunto de informações que possam ser interpretadas. Para isso, é necessária uma sólida base matemática, além do domínio de programas computacionais especializados.

Após a aquisição dos dados da formação, os mesmos são enviados para uma estação de trabalho localizada em escritório. Esses dados passam por tratamentos, através de programas que transformam as informações em imagens gráficas, permitindo o trabalho de interpretação.

Os dados registrados são medidas de microrresistividade da rocha, do acelerômetro e do magnetômetro. O magnetômetro fornece a inclinação da ferramenta e, conseqüentemente, a inclinação do poço, feito por um dispositivo acoplado à ferramenta. O acelerômetro mede as variações de velocidade da ferramenta, ocasionadas por estiramento do cabo e/ou pela disposição incorreta dos patins, que servirão para calibrar os traços de microrresistividade com sua respectiva profundidade. No processamento, a correção de velocidade é um componente crucial para se conseguir um imageamento eficiente. É usada para deixar a imagem mais clara e nítida (figura 4).

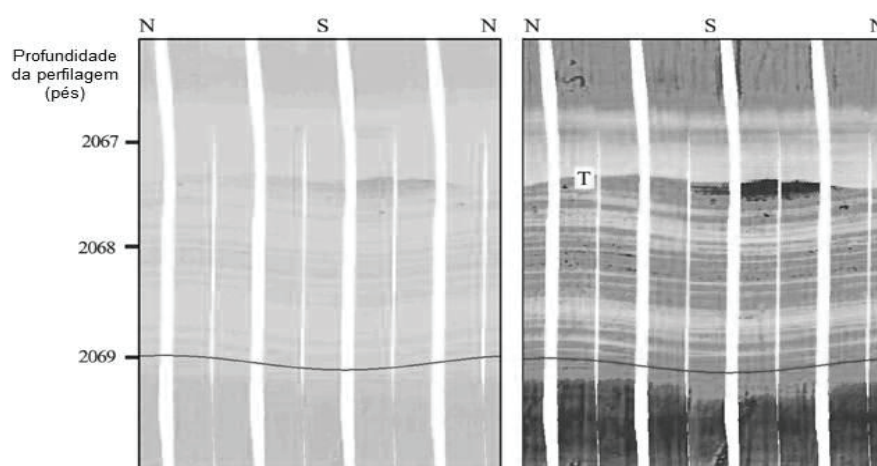


Fonte: adaptada de Weatherford.com (2009).

O processamento dos traços de microrresistividade é feito com a confecção de mapas coloridos gerados pela diferença de resistividade da rocha. Por convenção, feições de baixa resistividade, tais como folhelhos ou fraturas preenchidas por fluido, são exibidas com cores escuras. Feições de alta resistividade, tais como arenitos e calcários, são exibidos com tons variando entre o marrom, o amarelo e o branco (HURLEY, 2004).

As imagens processadas são divididas em dois tipos: estática e dinâmica (figura 5). A imagem estática apresenta-se com uma única resolução em todo o intervalo percorrido do poço. Quando se deseja obter informações mais precisas de determinado trecho, em geral, é aplicado um melhoramento da imagem em tal trecho, aplicando um realce na resolução para aumentar o contraste entre as diferentes feições, o que facilita a compreensão das características geológicas. Essas são as imagens dinâmicas.

Figura 5: Comparação entre imagem estática (à esquerda) e dinâmica (à direita), mostrando a acentuada diferença de contraste entre elas. A amplitude da curva senoidal representa a inclinação com que as camadas estão interceptando o poço. A superfície T representa um contato brusco entre duas camadas.



Fonte: adaptada de Hurley (2004).

O perfil de imagem acústica consiste na identificação de propriedades da formação, medindo-se a amplitude e o tempo de trânsito das reflexões de pulsos sonoros emitidos na parede do poço. Arenitos e carbonatos possuem baixo tempo de trânsito, já folhelhos e irregularidades no poço possuem alto tempo de trânsito.

3.1 Aquisição de dados

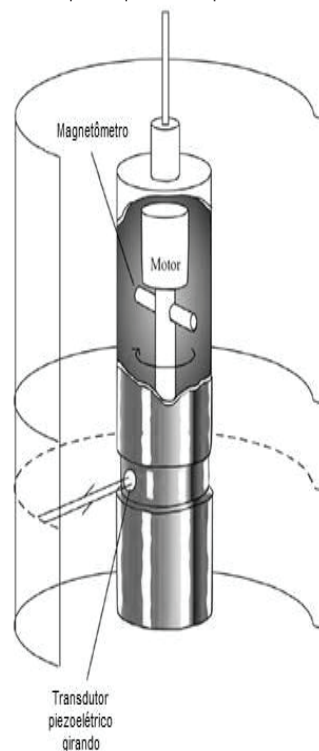
A ferramenta de imageamento acústico é composta por um transdutor rotacional, um acelerômetro e um magnetômetro. O acelerômetro e o magnetômetro possuem as mesmas funções do imageamento elétrico. O transdutor é um dispositivo responsável por emitir os pulsos acústicos na formação e registrá-los ao serem refletidos. Esses pulsos são emitidos por um material piezoelétrico que se encontra no interior da ferramenta e que tem a capacidade de converter diferentes tipos de energia. No imageamento acústico, o material piezoelétrico converte energia elétrica em energia mecânica em forma de pulsos sonoros que são emitidos na parede do poço. O transdutor possui, também, um motor em seu interior que o rotaciona, permitindo a ferramenta emitir pulsos em toda superfície do poço (figura 6). O quadro 2 reúne as características das principais ferramentas disponíveis comercialmente.

Quadro 2: Características das principais ferramentas disponíveis comercialmente e suas respectivas empresas.

Empresa	Nome Comercial	Referências
Schlumberger	UBI (Ultrasonic Borehole Imager)	Schlumberger.com
Baker Hughes	CBIL (Circumferential Borehole Imaging Log)	BakerHughes.com
Weatherford	UMI (Ultrasonic Microimager)	Weatherford.com

Fonte: adaptada de Hurley (2004).

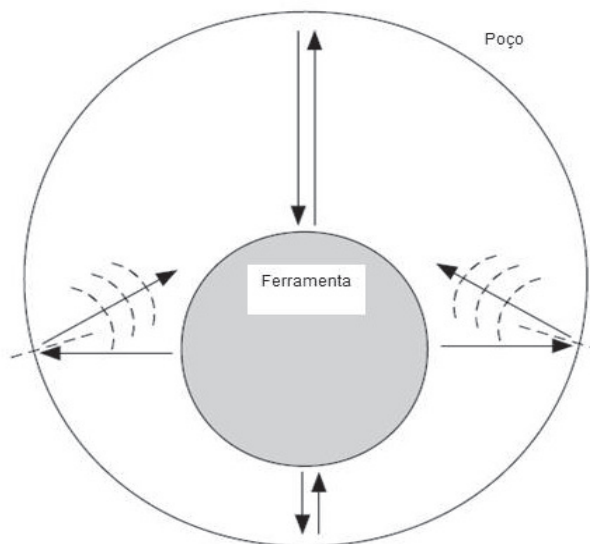
Figura 6: Esquema de um transdutor mostrando seus principais componentes.



Fonte: adaptada de Hurley (2004).

A ferramenta é descida no poço até a profundidade desejada. Nesse ponto, é de grande importância que a ferramenta esteja centralizada, uma vez que as propriedades da formação são determinadas pelo tempo de trânsito e, se a ferramenta estiver descentralizada, esse tempo pode ser maior ou menor, a depender da região onde a ferramenta está mais próxima ou mais distante da parede do poço (figura 7). O transdutor é ligado e começa a rotacionar emitindo ondas acústicas e registrando as reflexões concomitantemente.

Figura 7: Diagrama de ferramenta descentralizada no poço.



Fonte: adaptada de Hurley (2004).

A figura 7 apresenta um diagrama de ferramenta descentralizada no poço, indicando que os tempos de trânsito dos pulsos sonoros podem ser medidos erroneamente devido à ferramenta estar mais próxima a um lado do poço e, ainda, alguns pulsos não serem captados, visto que as reflexões não retornam para a região onde a ferramenta está localizada.

A principal vantagem dessa ferramenta, em comparação com as ferramentas de imageamento elétrico, é que não há restrição quanto à condutividade elétrica do fluido presente no poço. Ela pode ser executada tanto em lamas condutivas quanto em lamas não condutivas de corrente elétrica. Outra vantagem significativa é o imageamento de 100% da superfície do poço, ao contrário das ferramentas elétrica que alcançam no máximo cerca de 80% desta.

3.2 Processamento dos dados

Os dados adquiridos são enviados para a estação de processamento, de modo a obter as imagens acústicas. O processamento dos registros acústicos é feito com a confecção de mapas coloridos gerados pela amplitude ou tempo de trânsito dos pulsos sonoros, ao serem refletidos pela formação. Por convenção, feições com baixa amplitude ou alto tempo de trânsito, tais como folhelhos, irregularidades no poço (desmoronamentos, dissoluções) e fraturas preenchidas por fluido são mostradas em cores escuras. Feições com alta amplitude ou baixo tempo de trânsito, tais como arenitos e carbonatos, são mostrados em tons de marrom, amarelo e branco (HURLEY, 2004).

Assim como no imageamento elétrico, há imagens tanto estáticas quanto dinâmicas da parede do poço.

A etapa de interpretação é a obtenção de informações geológicas que são de grande importância para a caracterização do reservatório.

Quando eram disponíveis apenas ferramentas *dipmeter*, o objetivo principal da interpretação era determinar a inclinação e direção de planos (camadas e fraturas) interceptados pelo poço. A figura 8 mostra um perfil padrão das ferramentas *dipmeter*. A representação da direção e mergulho das camadas é feita com um painel, discretizado, em geral, de cinco em cinco graus, com início em zero (acamamento horizontal) e final em noventa graus (acamamento vertical). Um ponto é marcado no traço do painel referente à magnitude de inclinação da camada.

A direção do mergulho é determinada por uma linha iniciada no ponto que indica a grau da inclinação direcionada, de acordo com a orientação da camada em relação ao Norte. Geralmente, o painel vem acompanhado por uma rosa-dos-ventos para auxiliar na interpretação (figura 9). Se não vier, consideram-se as referências citadas acima.

Figura 8: Representação no perfil da inclinação e direção de feições que interceptam o poço.



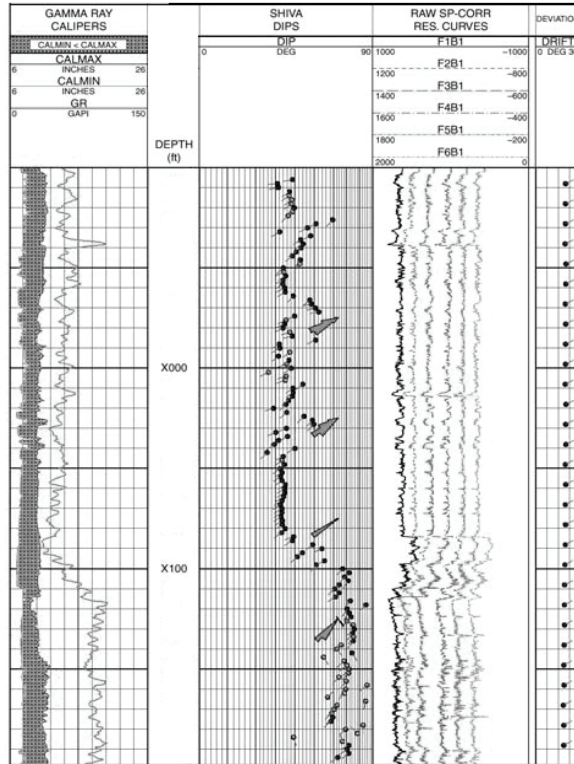
Fonte: adaptada de Shrivastva (2008).

Através da Figura 9 pode-se observar que a última coluna indica a inclinação do poço em relação ao Norte verdadeiro. Na coluna 1 são mostrados, da esquerda para a direita, o traço do perfil *caliper* mínimo, máximo e o traço do perfil de raios gama.

Com o advento de ferramentas de imageamento, foi possível a obtenção de mais informações e com maior precisão, tais como inclinação das camadas, fraturas, discordâncias, desmoronamentos e litologias.

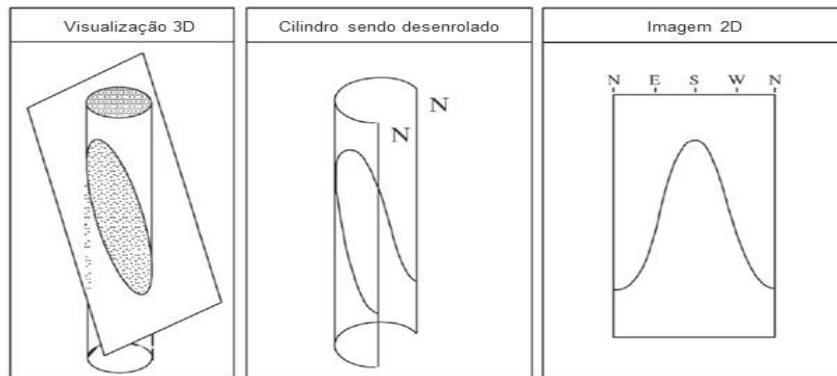
Na etapa de processamento são gerados mapas coloridos, a partir dos traços microrresistivos ou da impedância acústica do poço. Esses mapas são circunferenciais devido à geometria do poço ser cilíndrica, gerando uma vista tridimensional. Para facilitar a interpretação, esses mapas são transformados de vistas 3D para 2D. A transformação é feita de acordo com a verticalidade do poço. Se o poço for vertical, a imagem cilíndrica é cortada em relação ao Norte e aberta formando um plano 2D (figura 10).

Figura 9: Perfil *dipmeter*, obtido pela ferramenta *Six Arm Dipmeter* (SAD), mostrando os traços de microrresistividade (4ª coluna) e o resultado da análise das inclinações das camadas (3ª coluna) em relação ao poço.



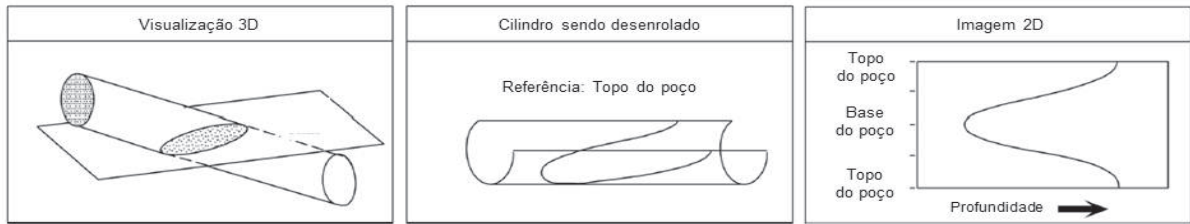
Fonte: modificado de Halliburton.com (2007).

Figura 10: Esquema de transformação 3D para 2D de um poço cilíndrico vertical interceptado por uma feição planar inclinada.



Fonte: adaptada de Hurley (2004).

Se o poço for direcional ou horizontal, a imagem é cortada em relação ao topo do poço (figura 11). Feições que interceptam horizontalmente o poço são linhas retas no plano bidimensional. Feições que interceptam o poço com ângulo de inclinação diferente do horizontal são curvas senoidais, cujas amplitudes variam de acordo com a magnitude da inclinação dessas feições. Quanto maior a amplitude da senoide, maior é a inclinação da feição em relação ao poço.

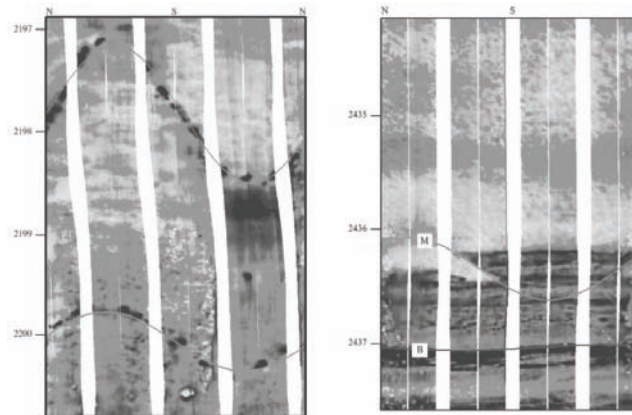


Fonte: adaptada de Hurley (2004).

O processo de interpretação é realizado, identificando-se alguns sinais característicos de determinadas feições nas imagens 2D. Fraturas abertas, por exemplo, aparecem nas imagens como senoides com diferentes amplitudes e são caracterizadas por se apresentarem com coloração escura, que representam feições condutivas, visto que, em subsuperfície, fraturas se encontram preenchidas por fluidos, que, em geral, é a água salgada, permitindo a condutividade elétrica (figura 14, à esquerda). Falhas se apresentam em zonas onde uma parte do intervalo rochoso foi deslocada por cisalhamento. Discordâncias são caracterizadas por mudança ou interrupção brusca de contraste em determinado intervalo (figura 12, à direita). Zonas com grande ocorrência de fraturas são geralmente interessantes trechos para por em produção devido a elas aumentarem a permeabilidade do reservatório.

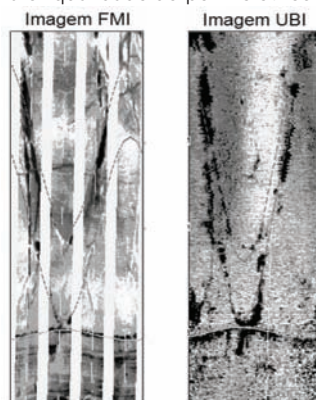
Segundo Crain (2000), o perfil de imagem elétrica tem cerca de dez vezes a resolução espacial de um perfil de imagem acústica, devido à diferença no contraste entre as medidas de microrresistividade e de impedância acústica, registradas pelas suas respectivas ferramentas (figura 13).

Figura 12: Imagem da ferramenta FMI de arenito com fraturas descontínuas (à esquerda), e de arenito e folhelho com falha M e discordância B (à direita).



Fonte: Hurley (2004).

Figura 13: Comparação entre o perfil de imagem resistiva (à esquerda) e o perfil de imagem acústica (à direita) de um mesmo intervalo de um poço, mostrando a maior qualidade do perfil elétrico em relação ao acústico.

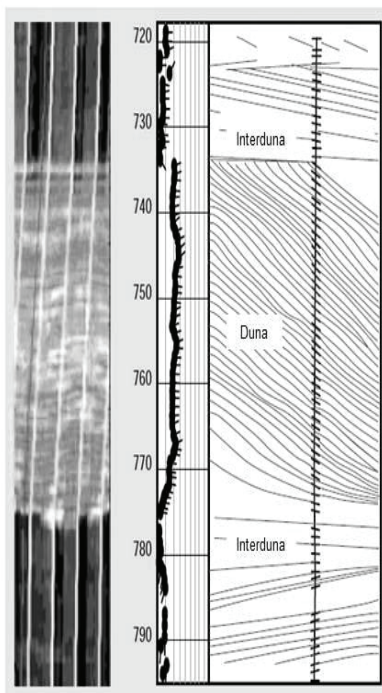


Fonte: Crain (2000).

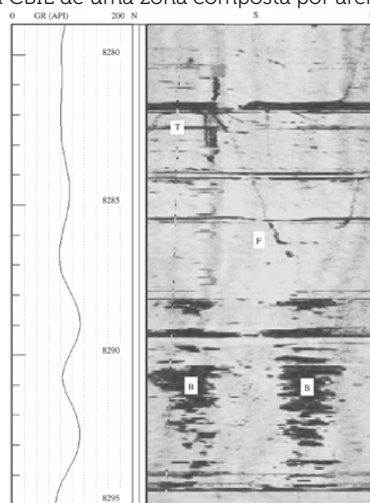
A caracterização e identificação do tipo de rocha também são possíveis. As imagens apresentam grande contraste em diferentes litologias, sendo possível inferir, em algumas imagens, o ambiente deposicional (figura 14).

Outra grande contribuição do imageamento é a determinação da direção das tensões *in-situ* a partir da análise de zonas onde ocorreram desmoronamentos (*breakouts*) indicados, sobretudo, pelo *caliper* e pela imagem acústica. Regiões do poço tendem a desmoronar quando ocorre instabilidade da rocha sob a ação das tensões locais (figura 15). O desmoronamento ocorre perpendicular à direção de atuação da tensão compressiva máxima (figura 16).

Figura 14: Imagem obtida pela ferramenta FMI mostrando dunas eólicas separadas por depósitos interdunares.



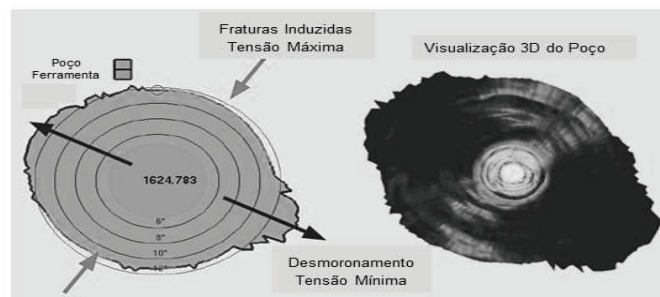
Fonte: adaptada de Schlumberger.com (2002).



Fonte: Hurley (2004).

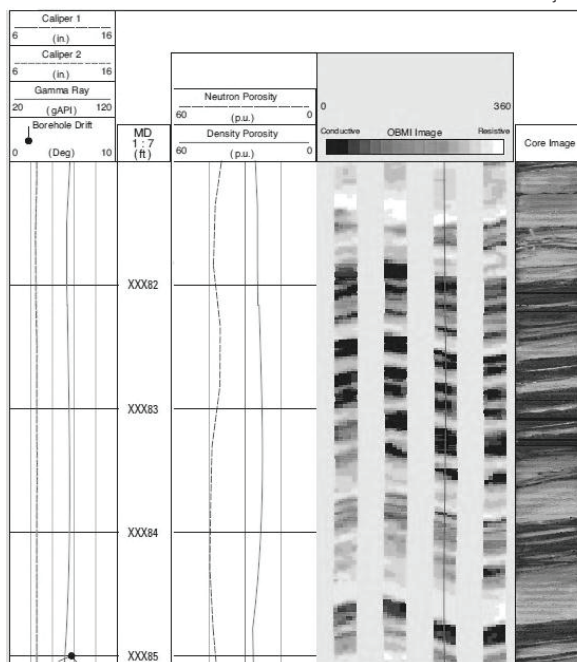
Observa-se na Figura 15 que a feição F representa uma fratura com grande inclinação em relação ao poço que termina numa camada de folhelho T. Feições B são desmoronamentos caracterizados por se localizarem 180° um em relação ao outro, onde provavelmente há ação de tensão na direção perpendicular.

Figura 16: Seção transversal de um poço, mostrando o campo de tensões atuantes na formação, indicando a direção da tensão máxima e o desmoronamento gerado.



Fonte: Halliburton.com (2009).

É muito comum a ocorrência de camadas delgadas, intercalando zonas com espessura considerável. Isso em geral não é perceptível pelos perfis convencionais, fazendo com que zonas com camadas muito finas, interpondo uma zona mais espessa, sejam confundidas com uma única zona. A figura 17 ilustra muito bem essa situação, mostrando que as camadas delgadas foram registradas somente pelo perfil de imagem obtido pela ferramenta **OBMI** e pelo testemunho, ao contrário dos perfis raios gama, densidade e neutrão, os quais não captaram essas variações. Situações desse tipo podem interferir consideravelmente no cálculo da espessura de um reservatório e, também, diminuir a permeabilidade da zona, caso a rocha predominante seja permeável.

Figura 17: Perfil comparando diversas medidas realizadas em um trecho de uma formação

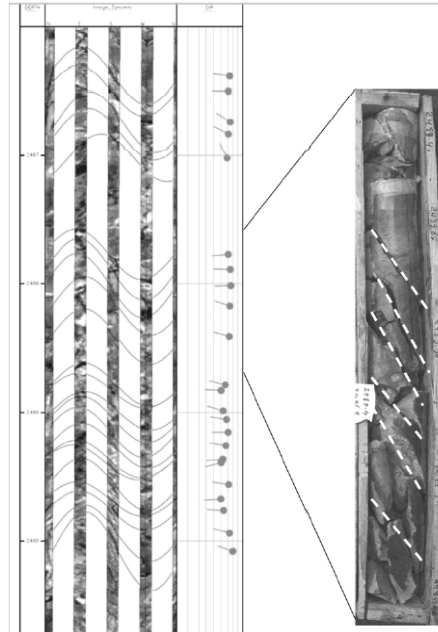
Fonte: modificada de Silva et al (2003).

Observa-se na Figura 17, da esquerda para a direita têm-se registros do perfil *caliper*, raios gama, densidade, neutrão, imagem de ferramenta OBM e testemunho. É evidente a eficiência tanto de um perfil de imagem quanto de uma testemunhagem na identificação de diferentes litologias e suas respectivas inclinações em relação ao poço.

Testemunhos são – em geral, a principal fonte para obtenção de informações de pequena escala do poço. Uma dessas informações são as fraturas de pequeno porte, mas que podem ter interesse, uma vez que aumentam consideravelmente a permeabilidade do reservatório na qual estão presentes.

Entretanto, a operação de testemunhagem apresenta algumas restrições, sendo as principais as seguintes: alto custo, o que restringe a operação a somente alguns poços de um campo; pobre recuperação e mudança da orientação do testemunho durante a sua obtenção em intervalos fraturados.

Como sendo imagens orientadas e de alta resolução capazes de detectar fraturas e outras feições delgadas presentes no poço, os perfis de imagem, comparados com os testemunhos, não possuem essas limitações, sendo uma eficiente alternativa a testemunhagem no estudo de fraturas. Ou, melhor ainda, uma ferramenta complementar à informação do testemunho.



Fonte: Khoshbakht et al (2002).

5 CONCLUSÃO

Os perfis de imagem de poço possibilitam a redução da quantidade de testemunhos, dos custos com tempo da sonda de perfuração, de equipamentos especializados e de análises laboratoriais dispendiosas.

Os testemunhos fornecem informações muito importantes, contudo mostram intervalos limitados da formação. Além disso, a zona testemunhada pode não ser a zona de interesse principal, pois durante a perfuração nem sempre é possível “acertar” o início da testemunhagem. Em contrapartida, os perfis de imagens fornecem visualizações de um longo intervalo do poço, a um custo muito menor em relação a uma testemunhagem.

As principais aplicações são no conhecimento da direção e inclinação de camadas, falhas e fraturas, que permitirá uma maior precisão na locação de novos poços. No caso de reservatórios fraturados, permite a identificação, no poço, dos intervalos mais favoráveis para colocação em produção.

Os perfis de imagem também permitem a obtenção das direções das tensões atuais, fator importante em estudos de geomecânica, projetos de fraturamento hidráulico, dimensionamento de revestimentos e otimização do programa de perfuração.

SOBRE O TRABALHO

Fernando Aragão Félix é graduado (2011/2) em Tecnologia em Petróleo e Gás pela Universidade Tiradentes e graduando em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal de Sergipe. Eudes Sabino do Nascimento é graduado (2011/2) em Tecnologia em Petróleo e Gás pela Universidade Tiradentes e Técnico (2012/2) em Mecânica pelo IFAL. Esse artigo foi

produzido a partir da disciplina Seminário Integrador do período de 2011/2, sob orientação do professor Cláudio Borba, geólogo formado pela UFPR, Mestre em Geoengenharia pela Unicamp-SP e Doutor em Geologia pela Unisinos-RS. Contato com os autores petrofelix@spemail.org dinho_bass71@hotmail.com clborba@uol.com.br

REFERÊNCIAS

CHEUNG, P., PITTMAN, D., HAYMAN, A., LARONGA, R., VESSEREAU, P., OUNADJELA, A., DESPORT, O., HANSEN, S., KEAR, R., LAMB, M., BORBAS, T., WENDT, B. **Field Test Results of a New Oil-Base Mud Formation Imager Tool**. SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, June 17-20, 2001. Disponível em: <www.slb.com>. Acesso em: 25 ago. 2011.

CRAIN, E. R. **Crain's Petrophysical Handbook**. Versão on-line. Disponível em <http://www.spec2000.net>. Acesso em: 20 mar. 2012.

DURHAM, Louise. **Image Gets to the Core of the Issue**. AAPG Explorer, dez. 2008. Disponível em: <http://www.aapg.org/explorer/.>. Acesso em: 29 ago. 2011.

GIROTTTO, Emerson M.; SANTOS, Ivair A. **Medidas de resistividade elétrica dc em sólidos: como efetuá-las corretamente**. Química Nova, Vol. 25, nº 4, 639-647, São Paulo, 2002. Disponível em <www.scielo.br>. Acesso em 07 set. 2012.

HURLEY, Neil. **Borehole Images**. In ASQUITH, George; RYGOWSKI, Daniel. **Basic Well Log Analysis**. Second Edition. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2004. Cap. 9, p. 151-163.

KHOSHBAKHT, F.; AZIZADEH, M.; MEMARIAN, H.; NOUROZI, G. H.; MOALLEMI, S. A. **Comparison of Electrical Image Log with Core in a Fractured Carbonate Reservoir**. Journal of Petroleum Science and Engineering (2012), 289-296. Disponível em: http://www.sciencedirect.com. Acesso em: 19 mar. 2012.

SHRIVASTVA, Chandramani; GANGULY, Sanchita; KHAN, Zuber. **Reconstructing Sedimentary Depositional Environment with Borehole Imaging and Core: A CASE STUDY FROM EASTERN OFFSHORE INDIA**. Internacional Petroleum Technology Conference, 2008. Disponível em: <www.slb.com>. Acesso em: 25 ago. 2011.

SILVA, Ilidio; DOMINGOS, Frederico; MARINHO, Paulo; LARONGA, Robert; KHAN, Shahnaz. **Advanced Borehole Image Applications in Turbidite Reservoirs Drilled with Oil Based Mud a Case Study from Deep Offshore Angola**. SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003. Disponível em: <www.slb.com>. Acesso em: 25 ago. 2011.

Website Schlumberger, <www.slb.com>. Acesso em: 25 ago. 2011.

Website Weatherford, <www.weatherford.com>. Acesso em: 18 ago. 2011.

Website Halliburton, <www.halliburton.com>. Acesso em: 29 ago. 2011.

Website Baker Hughes, <www.bakerhughes.com>. Acesso em: 18 ago. 2011.

Recebido em: 24 de dezembro de 2012

Avaliado em: 12 de janeiro de 2013

Aceito em: 12 de janeiro de 2013

1 Graduandos em Engenharia de Petróleo - Universidade Tiradentes

2 Doutor em Geologia – Unisinos, professor da Universidade Tiradentes. Email: clborba@uol.com.br