

# Avaliação do uso do método eletromagnético a multifrequência na exploração e no imageamento de reservatórios de hidrocarbonetos

*Evaluation of the multi-frequency electromagnetic method in exploration and imaging of hydrocarbon continental reservoirs*

Carlos Alberto Dias | Olivar Antônio Lima de Lima | Hédison Kiuity Sato

## resumo

Dois experimentos geofísicos usando o método eletromagnético à multifrequência (EMMF) proposto por Dias (1968) foram realizados na porção emersa da Bacia Sedimentar do Espírito Santo, visando o seu emprego na indústria do petróleo. O primeiro foi executado no Campo de Fazenda Alegre, usando um protótipo de 5ª geração que opera em corrente alternada com intensidade máxima de 10A e 54 valores de frequência entre 1,0Hz e 10kHz. Seis seções transversais de 3,0km de extensão foram levantadas para imagear eletricamente a subsuperfície até a profundidade máxima de 1,2km. O segundo envolveu o Campo de São Mateus, usando um protótipo de 6ª geração que pode atingir corrente máxima de 40A e 139 valores de frequência entre 0,2Hz e 1,097kHz. Oito seções transversais de 5,0km de extensão imagearam a subsuperfície até 2,8km de profundidade. Tais experimentos foram planejados para: (i) detectar presença de campos petrolíferos em distintos contextos geológicos e de profundidade usando o método EMMF; (ii) determinar as características geoeletricas de zonas de falhas e de outras estruturas a elas associadas e (iii) avaliar a resposta

EM de diferentes litologias em ambientes de reservatório em suas zonas de hidrocarbonetos e de água.

Os resultados, processados de modo consistente, são apresentados como seções bidimensionais de resistividade aparente e parâmetro de polarização induzida da subsuperfície geológica. Tais seções, interpretadas com apoio em seções sísmicas e perfis geofísicos de poços, permitiram identificar as seguintes feições geológicas: (i) as interfaces entre litologias distintas, com contrastes em suas propriedades elétricas, tais como arenitos, folhelhos, calcários e salgema; (ii) zonas subverticais estreitas, com elevados contrastes elétricos com suas encaixantes, representando falhas e zonas de densos fraturamentos (chaminés), preenchidas com minerais condutores geradores do efeito de IP e/ou com hidrocarbonetos e (iii) zonas de contato óleo-água no reservatório, através das variações laterais observadas na resistividade elétrica e no parâmetro de IP. Esses resultados atestam a adequação do uso complementar do método EMMF na exploração através da detecção direta de depósitos de hidrocarbonetos e na avaliação da eficiência dos procedimentos de injeção artificial de fluidos na recuperação avançada de petróleo.

**Palavras-chave:** método eletromagnético a multifrequência | imageamento de reservatórios

## abstract

*Two geophysical experiments using the multi-frequency electromagnetic method proposed by Dias (1968) were performed in the onshore portion of the Espírito Santo sedimentary basin to test its application in the petroleum industry. The first one was done in Fazenda Alegre oil field using a 5<sup>th</sup> generation prototype, operating at AC currents of 10A maximum amplitude and 54 values of frequency in the range from 1.0Hz to 10kHz. Six transverse sections 3.0km extent were surveyed to image electrically the subsurface down to 1.2km depth. The second one was in São Mateus oil field using a 6<sup>th</sup> generation prototype, which operates with AC current amplitudes up to 40A and 139 frequency values in the range 0.2Hz to 1.097kHz. Eight transverse sections 5.0km extent allowed to image the underground geology down to 2.8km depth. These experiments were designed to: (i) detect oil fields in distinct geological settings using the EMMF method; (ii) determine the geoelectrical and petrophysical characteristics of fault zones and other structures related to them; and (iii) evaluate the EM response of different lithologic reservoirs in their zones of hydrocarbon and water dominances.*

*The results processed using a consistent procedure are presented as two-dimensional images of electrical apparent resistivity and a parameter of (induced) polarization, for the subsurface geology. These images, interpreted with the support of seismic sections and geophysical well logs, allow to distinguish the following geological features: (i) the interfaces between distinct lithologies, by the contrast of their electrical properties, such as sandstones, shales, limestones and salt-rocks; (ii) thin sub-vertical zones of high electric contrasts with their country-rocks, represented by faults and zones of dense fracturing (chimneys) filled with either conducting and IP source minerals or with hydrocarbon fluids and (iii) the indication of oil-water contact zones within a reservoir, through the lateral variation observed in both electrical resistivity and IP parameter. These results attest the adequacy of the complementary use of the EMMF method in exploration for the direct detection of hydrocarbon deposits, as well as to evaluate the efficiency of artificial injection of fluids during the enhanced oil recovery.*

*(Expanded abstract available at the end of the paper).*

**Keywords:** multi-frequency electromagnetic technique | reservoir imaging

## introdução

O uso de métodos eletromagnéticos na exploração e no desenvolvimento de campos petrolíferos cresceu muito nos últimos 15 anos. Tal fato se deve basicamente aos seguintes fatores: (i) maior sensibilidade das medidas eletromagnéticas às variações petrofísicas nos reservatórios, causadas por suas transformações diagenéticas e estruturais e pela natureza e proporções relativas dos fluidos que ocupam seus poros e fraturas; (ii) aumento considerável na profundidade de exploração com sistemas eletromagnéticos de fonte controlada; (iii) melhoria na resolução das medidas com o aperfeiçoamento de sistemas transmissores e receptores e (iv) possibilidade real de redução de distorções indesejadas causadas por ruídos geológicos e culturais, através do uso de empilhamentos sucessivos e procedimentos computacionais de filtragem e análise de coerência.

A grande maioria dos trabalhos eletromagnéticos publicados em revistas técnicas especializadas versa sobre o emprego de técnicas transientes EM no domínio do tempo ou de fonte controlada de baixa frequência (entre 0,1Hz e 10Hz), tanto em terra quanto no mar (Strack, 1992; Eidesmo *et al.*, 2002; Cardador *et al.*, 2003; Constable e Srnka, 2007; Zhdanov, 2010). O primeiro esforço para testar a técnica EM espectral (a multifrequência) na detecção direta de petróleo e no monitoramento da injeção de fluidos em reservatórios petrolíferos vem se realizando no Brasil, através do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da Universidade Federal da Bahia (CPGG/UFBA) em parceria com o Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo da Universidade Estadual do Norte Fluminense (Lenep/UENF), conforme Dias *et al.* (2005; 2006), com apoio da Petrobras.

O presente trabalho analisa e discute os princípios básicos do método eletromagnético a multifrequência (EMMF) e os resultados de dois experimentos realizados nos campos produtores de petróleo Fazenda Alegre (FAL) e São Mateus (SM), ambos localizados na parte emersa da Bacia do Espírito Santo, município de São Mateus/ES. O objetivo principal destes experimentos foi testar o emprego do método EMMF na detecção direta de petróleo, na caracterização petrofísica de zonas de falhas e na identificação de diferentes fluidos, preenchendo os poros e fissuras de reservatórios localizados em diferentes contextos estratigráficos e de profundidades. Além disso, buscou-se delinear halos de sulfetos metálicos diagenéticos em torno de zonas

de migração e acumulação de petróleo, com base nas informações de resistividade e polarização induzida.

Como objetivos específicos adicionais incluem-se: (i) o aprimoramento da descrição do comportamento elétrico de arenitos, siltitos, folhelhos e calcários, sob a ação de campos elétricos e magnéticos gerados por correntes alternadas; (ii) o aperfeiçoamento da instrumentação para alcançar maiores profundidades de exploração e melhor resolução; (iii) o desenvolvimento de procedimentos de aquisição de dados com o método EMMF, visando construir imagens bidimensionais de qualidade em intervalos exploratórios de interesse econômico; (iv) o aperfeiçoamento do processamento de dados e da construção das imagens geoelétricas de IP-resistividade, visando realizar interpretações em bases geológico-geofísicas consistentes e (v) o treinamento e preparo de pessoal técnico-científico nacional.

## bases físicas do método EMMF

As ideias básicas de um novo método geofísico para medir por via indutiva eletromagnética a condutividade elétrica e o efeito de polarização elétrica induzida (IP) aparentes do meio geológico foram apresentadas por Dias (1968) e patenteadas por Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE e Dias, 1973), com base na reivindicação de oito inovações.

Algumas das inovações principais desse novo método são: (i) associação da medida da condutividade e do efeito IP da subsuperfície à medida do campo magnético, a qual era associada à medida do campo elétrico nos 20 anos anteriores. No novo método, propôs-se que as medidas fossem feitas usando-se bobinas como sistemas transmissores e receptores em posição de mínimo acoplamento, sendo o transmissor uma espira de corrente horizontal de tamanho finito, quadrada e disposta sobre o terreno; (ii) realizar a medida da propriedade elétrica do terreno por via indutiva eletromagnética, através da medição da variação do acoplamento eletromagnético entre os sistemas transmissor e receptor, causada pela presença do meio condutor terrestre em substituição à medida da impedância mútua do receptor com a terra; (iii) disponibilizar para as medidas elétricas todo ou grande parte do espectro de frequências em que o efeito IP existe ( $10^{-3}$  Hz a 1,0MHz), em vez do restrito intervalo entre

0,1Hz e 10Hz, antes definido como adequado para evitar que a variação da impedância mútua com a terra (causada pelo acoplamento eletromagnético T-R) sobrepujasse a variação da impedância mútua somente devida ao efeito IP do meio. Para viabilizar este avanço, foi preciso estabelecer uma descrição analítica adequada do efeito IP no meio geológico e desenvolver uma nova instrumentação, que não havia anteriormente (Dias, 1968; 1972; 2000).

O primeiro protótipo do sistema eletromagnético multifrequência especificamente construído para testar e desenvolver este método surgiu em 1973. Foi construído pela empresa canadense Mc PharGeophysics Ltd, sob encomenda, *design* científico e supervisão de Carlos Alberto Dias, com financiamento do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). Atualmente, este protótipo encontra-se tombado no Museu de Geofísica do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da Universidade Federal da Bahia (CPGG/UFBA).

Em 2001, foi construído o sistema EMMF de 5ª geração com o financiamento do Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Ministério da Ciência e Tecnologia (PADCT/MCT), pela empresa canadense Phoenix Geophysics Ltd., também sob encomenda, *design* científico e supervisão de Carlos Alberto Dias e encontra-se tombado no Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (Lenep/UENF). O sistema opera com 54 valores de frequência no intervalo de 1,125Hz a 10,473kHz, medindo valores absolutos de amplitude e fase com erro inferior a 1%, podendo operar com separação T-R de até 4km. A profundidade de exploração máxima pode chegar a 1,2km.

Na versão mais recente (6ª geração), construída em 2008 pela mesma empresa canadense, usando recursos da Petrobras, alguns avanços tecnológicos foram introduzidos em relação à versão de 2001: (i) sistema transmissor - energizado por um motor-generador de 21KVA, é capaz de fornecer corrente alternada estável, com amplitude máxima de 40A e circulando em uma espira horizontal, com dimensão de até 600m x 600m. Esta corrente é registrada continuamente no sistema; (ii) sistema receptor - formado por três unidades de recepção (URs), cada uma possuindo três canais para conectar através de cabos de até 100m a três sensores (bobinas) medidores do campo magnético radial. As três URs operam simultaneamente, conectadas entre si por via eletromagnética, com informação armazenada

Item	Protótipo 1 (1973)	Protótipo 2 (2001)	Protótipo 3 (2008)
Intervalo de frequência	21Hz - 43kHz (12 valores)	1,125Hz - 10,473kHz (54 valores)	0,200Hz - 1,097kHz (139 valores)
Transmissor T	Espira circular horizontal com 10 voltas a 15cm do solo, com raio de 15,24m. Corrente AC max.: 10A	Espira quadrada de uma volta, lado de 200m a 600m sobre o solo. Corrente AC max.: 10A	(idem, como caso anterior)  Corrente AC max.: 40A
Receptor R	Duas bobinas para dois intervalos de frequência (núcleo magnético), montadas sobre tripé com giros horizontal e vertical para medir três componentes do campo nas direções ortogonais (x, y, z), uma de cada vez.	Três bobinas individuais de alta sensibilidade (núcleo magnético) podendo ocupar três estações com medida simultânea da componente radial ou numa única estação medindo três componentes do campo magnético.	Três unidades de recepção URs, cada uma com três bobinas interconectadas por cabo, orientadas para a medição simultânea da componente radial do campo magnético. As três URs são conectadas por via eletromagnética ( <i>wireless</i> )
Referência de fase	Cabo conectando T-R.	Sincronização T-R através de GPS via satélite	(idem, como caso anterior)
Máxima profundidade de exploração	300m	1,2km	2,8km a 3km

Tabela 1

Características comparativas dos três protótipos do sistema EMMF projetados por Carlos Alberto Dias para propósitos geofísicos.

Table 1

Comparative characteristics of the three EMMF prototypes designed by Carlos Alberto Dias for geophysical purposes.

na UR central. Portanto, podem ser realizadas medidas simultâneas em nove estações; (iii) o espectro de frequências de operação foi rebaixado por um fator de 10, sendo agora de 0,2Hz a 1,097kHz, com o número de frequências aumentado para 139 valores.

Para uma visão completa da evolução da instrumentação gerada por este novo método geofísico, as principais características dos três protótipos estão resumidas na tabela 1.

O parâmetro medido no método EMMF é a variação do acoplamento eletromagnético entre transmissor e receptor, produzida pela presença da terra. A terra é considerada aqui como corpo condutor, heterogêneo e de dimensão infinita.

Para uma configuração (T, R), a componente radial do campo magnético medida para cada valor de frequência no receptor, normalizada pelo valor do campo magnético primário no vácuo e representada por  $H_r$ , é dada pela função:

$$H_r = (u + iv) \exp(i \omega t) = u \cos \omega t - v \sin \omega t + i (v \cos \omega t + u \sin \omega t) \quad (1)$$

Onde:

$u$  e  $v$  = funções reais, que a cada medida realizada seus valores podem ser descritos através de um par de funções reais, analíticas e

ortogonais, tendo como variável um parâmetro adimensional denominado “número de indução”. Este parâmetro resulta de uma combinação entre outros parâmetros: condutividade elétrica aparente do meio, valor da frequência usada (na corrente do transmissor) e separação entre o centro da espira do transmissor e a posição do receptor (separação  $T - R$ ), sendo dado por:

$$\theta = (\mu_0 \omega \sigma_a / 2)^{1/2} r \quad (2)$$

Onde:

$\mu_0$  = permeabilidade magnética do vácuo, dado por  $4\pi \times 10^{-7} \text{ H/m}$ ;

$\omega$  = frequência angular da corrente elétrica alternada no transmissor em rad/s, igual a  $2\pi f$ , quando a frequência  $f$  vem dada em Hz;

$r$  = separação  $T - R$ ;

$\sigma_a$  = condutividade elétrica aparente do meio, definida como a condutividade de um semiespaço homogêneo e isotrópico equivalente, que produziria a mesma resposta do meio heterogêneo para aquela medida específica (realizada com os valores de  $f$  e  $r$  específicos).

A parte real da equação 1 é a que possui significado físico, sendo dada por:

$$Re(H_p) = u \cos \omega t - v \sin \omega t \quad (3)$$

Esta função normalizada, obtida da medida no receptor, é representada como:

$$F = X \cos \omega t + Y \sin \omega t = (X, Y) \quad (4)$$

Onde:

$X$  = amplitude em fase;

$Y$  = amplitude em quadratura, com relação a fase da corrente na espira transmissora, que varia como  $\cos \omega t$ .

## ponto de atribuição

Machado (2009) demonstrou analiticamente que para uma configuração  $(T, R)$  existe uma zona de contribuição máxima para o campo observado no receptor em um semiespaço homogêneo, que se desloca e varia de tamanho espacialmente com o número de indução  $\theta = (\mu_0 \omega \sigma_A / 2)^{1/2} r$ . A função diagnóstica escolhida nesta demonstração é o valor médio temporal da densidade de energia magnética, medida na posição do receptor e produzida por cada anel individual de corrente induzido no interior do semiespaço condutor homogêneo pela espira transmissora.

Sejam as coordenadas de um anel genérico de corrente induzido no semiespaço dadas por  $r_0$  (seu raio) e por  $z_0$  (sua profundidade). Este anel possui eixo de simetria no eixo da coordenada vertical de um

sistema cilíndrico, com a origem no centro da espira de corrente transmissora (neste caso, suposta circular). A média temporal da função densidade de energia magnética devido a um anel individual de corrente observada no receptor, de acordo com Panofsky e Phillips (1962, p. 190), é dada por:

$$\Delta E = \frac{1}{2} \mu_0 \overline{Re(H'_r) Re(H'_r)} = \frac{\mu_0}{4} (u'^2 + v'^2) \quad (5)$$

Onde:

$H'_r$  = componente radial do campo magnético observado no receptor gerado por um único anel de corrente, normalizada pela amplitude do campo magnético total devido ao transmissor no vácuo, dividida ainda por  $(dr_0/r)(dz_0/r)$ , onde  $dr_0$  e  $dz_0$  são valores diferenciais das coordenadas  $r_0$  e  $z_0$ . As funções  $u'$  e  $v'$  correspondem às funções  $u$  e  $v$  introduzidas na equação (1), mas agora devidas a um único anel de corrente e normalizadas do mesmo modo que  $H'_r$ .

A figura 1 mostra a função  $\Delta E$  dada na equação 5, multiplicada por  $4/\mu_0$  e associada a uma espira de corrente induzida, de coordenadas normalizadas  $(r_0/r, z_0/r)$ , em um meio homogêneo (sendo  $r$  a distância da posição do receptor ao centro da fonte transmissora), adotando-se como parâmetro variável para ilustração das figuras o número de indução  $\theta = 1, 3, 5$  e  $10$  (Machado, 2009).

Verifica-se na figura 1 que existe um patamar central menor na zona geradora de energia máxima. Aumentando-se a frequência para uma dada configuração

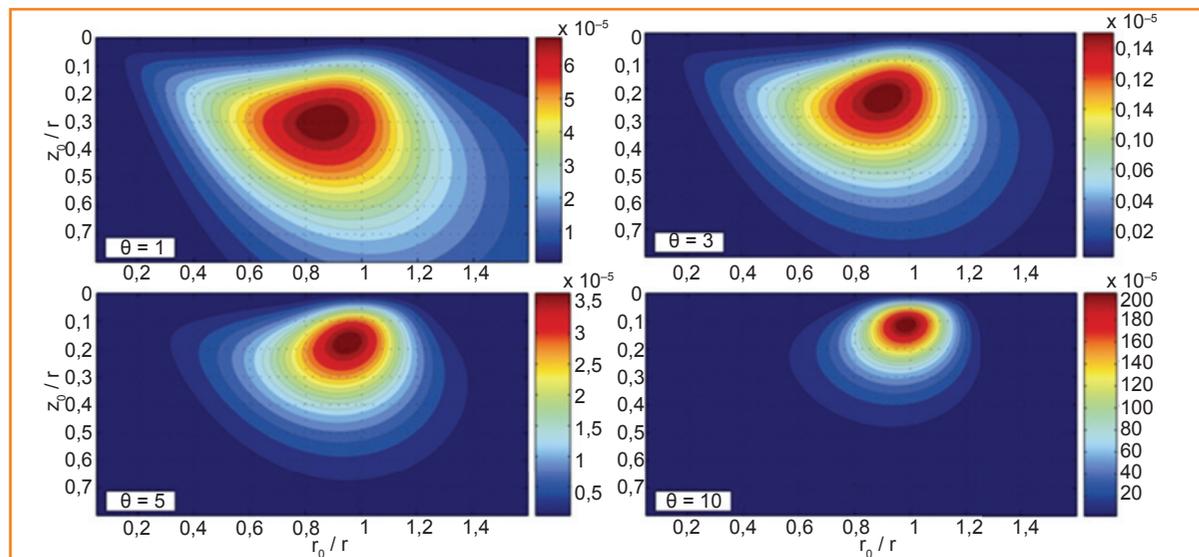


Figura 1  
Densidade média normalizada da energia magnética do campo magnético radial, observada na posição do receptor e gerada por um único anel de corrente induzida de coordenadas normalizadas  $(r_0/r, z_0/r)$ .

Figure 1  
Average normalized magnetic energy density of the radial magnetic component, observed at the receiver position and generated by a single induced current ring of normalized coordinates  $(r_0/r, z_0/r)$ .

fixa  $(T, R)$ , a zona de máximo diminui de tamanho e se desloca gradualmente para a posição abaixo do receptor, aproximando-se verticalmente da superfície.

Assim, uma peculiaridade fundamental no método EMMF consiste em assimilar a zona de máxima contribuição como praticamente responsável pelo que se observa no receptor. Sendo assim, constrói-se um semiespaço homogêneo equivalente, possuindo as mesmas características elétricas da zona de máxima contribuição para cada medida. Em decorrência disso, medindo-se um par  $(X, Y)$ , buscam-se os valores correspondentes dos parâmetros elétricos aparentes (de um semiespaço homogêneo equivalente) e plotam-se esses valores no ponto central do patamar da zona de máxima contribuição.

Consequentemente, a imagem de um semiespaço heterogêneo resultará da plotagem dos valores obtidos para os parâmetros elétricos dos semiespaços homogêneos equivalentes, determinados subsequentemente para cada medida realizada com um par  $(r, f)$ , conforme mostrado na figura 2.

## parâmetros elétricos

Para uma dada configuração  $(T, R)$ , cada medida é realizada para um par de valores  $(r, f)$ , resultando em um par  $(X, Y)$ . Dispondo-se de  $(X, Y)$ , existem soluções matemáticas (Dias, 1968) que determinam a função condutividade complexa aparente  $\sigma_a = (\sigma_R, \sigma_I)$  do semiespaço homogêneo equivalente, capazes de reproduzir o par  $(X, Y)$ . Constroem-se, então, os seguintes parâmetros elétricos:

Resistividade aparente, dada por:

$$\rho_a = \frac{I}{|\sigma_a|} = \frac{I}{(\sigma_R^2 + \sigma_I^2)^{1/2}} \quad (6)$$

Parâmetro de polarização aparente:

$$\rho_a = \frac{\sigma_I}{|\sigma_a|} = \frac{\sigma_I}{(\sigma_R^2 + \sigma_I^2)^{1/2}} \quad (7)$$

Outro ponto fundamental na detecção eletromagnética do efeito de IP tem a sua origem na modelagem numérica efetuada por Dias (1968) para meios constituídos por duas camadas: a simples heterogeneidade vertical do meio quase sempre gera um parâmetro de polarização aparente com sinal contrário àquele gerado quando existe o efeito de IP presente em uma ou em ambas as camadas. Pode ocorrer superposição parcial

dos dois efeitos apenas dentro de uma faixa estreita de valores de  $p_a$  abaixo de 10%. Embora este fato ainda necessite de verificação teórica para heterogeneidades com geometrias mais diversificadas, os dados experimentais não apresentam inconsistência notável.

Cada par  $(\rho_a, p_a)$  obtido para cada medida vem associado ao ponto central da zona de máxima contribuição de coordenadas  $(x', z')$ , em primeira aproximação e mais exatamente por  $(x, z)$ , dadas a seguir (Machado, 2009):

$$\frac{x}{r} - \frac{x'}{r} = \left( \frac{\eta \delta_d}{r} - p_1 \right) e^{\theta/g_1} \quad (8)$$

e

$$\frac{z}{r} - \frac{z'}{r} = q_2 \left( \frac{\eta \delta_d}{r} - p_2 \right) e^{\theta/g_2} \quad (9)$$

Onde:

$$\frac{x'}{r} = \frac{I}{I + \left( \frac{\eta \delta_d}{r} \right)^2} \quad (10)$$

;

$$\frac{z'}{r} = \frac{\eta \delta_d / r}{I + \left( \frac{\eta \delta_d}{r} \right)^2} \quad (11)$$

Os coeficientes  $\eta$ ,  $(p_1, g_1)$  e  $(p_2, g_2, q_2)$  foram determinados por ajuste de mínimos quadrados (Machado, 2009) e  $\delta_d$  é uma função peculiar que definimos como *skin depth vertical* de uma fonte dipolar localizada no ponto central da espira transmissora. Os valores dos coeficientes encontrados são:  $\eta = 0,39$ ;  $p_1 = 0,389$ ;  $g_1 = 2,459$ ;  $q_2 = -0,321$ ;  $p_2 = -0,299$  e  $g_2 = 50$ .

A função  $\delta_d$  é definida como a profundidade na qual o valor do campo elétrico cai a  $1/e$  do seu valor no ponto correspondente da superfície, tendo para fonte um dipolo magnético vertical na origem. Esta função depende só do número de onda  $\theta$ , já definido, e vem dada por (Sato, 1979):

$$\frac{r}{\delta_d} = \theta - \frac{(\theta - \theta_1)(\theta - \theta_2)(\theta - \theta_3)}{\theta_1 \theta_2 \theta_3 - I + e^{a\theta} - \beta\theta} \quad (12)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= 1,184; \\ \theta_2 &= 7,051; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\theta_3 &= 8,581; \\ \alpha &= 0,540; \\ \beta &= 14,973.\end{aligned}$$

Pode-se verificar que, para  $\theta > 7$ ,  $\delta_d$  converge para a função *skin depth* da onda plana.

As equações 10 e 11 são termos principais de 8 e 9, enquanto os outros termos são correções menores que 10%, no intervalo  $0 \leq \theta \leq 5$ . Existe uma representação geométrica muito conveniente e intuitiva para o ponto de coordenadas  $(x', z')$  (Sato, 1979; fig. 2). É o ponto mais próximo da posição do receptor, pertencente ao lugar geométrico correspondente à linha, cujos pontos têm profundidade  $\eta\delta_d$ , onde  $\eta$  é um parâmetro de ajuste.

## características geológicas

A região emersa da Bacia do Espírito Santo, incluindo os campos de Fazenda Alegre e São Mateus, tem sido muito estudada geológica e geofisicamente pela Petrobras. As áreas de interesse exploratório dispõem de levantamentos sísmicos bi e tridimensionais, amostras de calhas e testemunhos de mais de duas centenas de poços com suas respectivas perfilagens geofísicas, além de uma caracterização geológica-petrofísica detalhada dos principais intervalos contendo reservatórios.

Situada na planície litorânea do norte do Espírito Santo, a porção terrestre da Bacia do Espírito Santo possui, em sua maior extensão, cotas altimétricas pouco significativas (inferiores a 20m). De acordo com França *et al.* (2007), no preenchimento sedimentar da bacia ocorrem as seguintes sequências estratigráficas, de baixo para cima: (i) os sedimentos do Grupo Nativo, composto pelas formações Cricaré e Cabiúnas, que repousam discordantemente sobre rochas metamórficas do Cráton do São Francisco (gnaisses migmatíticos, granulitos e granitos). Os sedimentos do Grupo Nativo constituem a Supersequência Rifte, depositada em ambiente lacustre, com contribuições fluviais e aluviais nas bordas falhadas de um lago. É constituída de arenitos médios a conglomeráticos e conglomerados com seixos de rochas metamórficas e matriz feldspática, que constituem a Formação Cricaré (Membro Jaquaré). No corpo lagunar, esses depósitos mais grossos gradam para litologias mais argilosas representadas por folhelhos, carbonatos e margas da Formação Cricaré

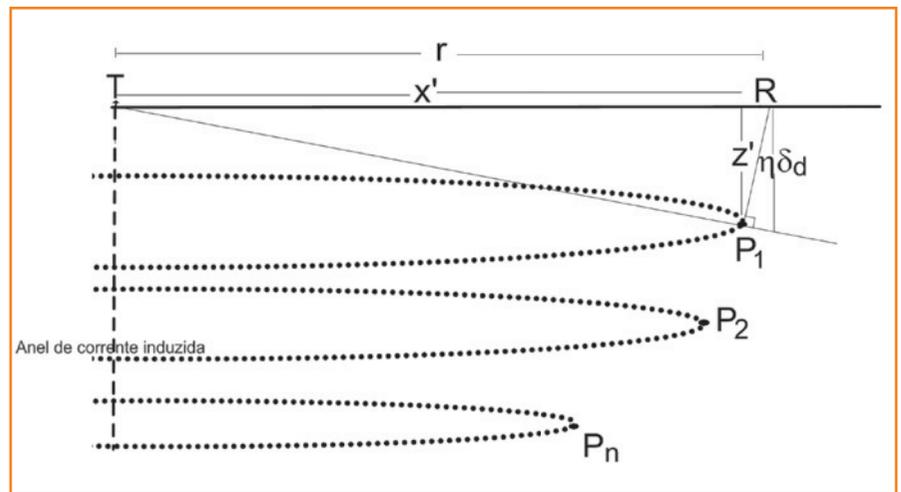


Figura 2

Ponto da subsuperfície ao qual se atribuem os valores do par  $(r_x, p_x)$  extraídos de cada medida realizada no receptor R.

Figure 2

Subsurface point to which one attributes the pair  $(r_x, p_x)$  - values extracted from each measurement taken at a point receiver R.

(Membro Sernambi). Nelas ocorrem intercalações de derrames de basaltos, vulcanoclásticas e tufo vulcânicos da Formação Cabiúnas; (ii) A Supersequência Pós-Rifte (Grupo Barra Nova) compreende os depósitos da Formação Mariricu, composta por duas sequências: uma inferior, de deposição continental fluvial, correspondente ao Membro Mucuri e constituída por: ortoconglomerados polimíticos, que gradam para arenitos arcoseanos grossos, arenitos finos a siltitos; arenitos silticos com intercalações de arenitos finos a muito finos; depósitos finos de um sistema de lagunas com planícies lamosas (folhelhos), que evoluiu para um ambiente evaporítico do tipo *sabkha*. A Sequência Superior, representada por espessos pacotes de evaporitos (anidrita e halita) correspondem ao Membro Itaúnas da Formação Mariricu. O limite entre as duas sequências e o topo da Supersequência Pós-Rifte são definidos por amplas discordâncias erosivas, identificadas tanto em seções sísmicas quanto em perfis geofísicos de poços; (iii) A Supersequência Drifte é subdividida em treze sequências. As sequências K62 e K64-K70 compreendem os sedimentos marinhos do Grupo Barra Nova, compostos pelas formações São Mateus (predominância de arenitos com siltitos e folhelhos subordinados) e Regência (predominância de carbonatos, tais como calcários oolíticos e bioclásticos, calcilutitos e calcisiltitos). Em sucessão vertical se desenvolvem as sequências K88, K90-K100, K110-K130, E10-E30 e E40-E50, todas constituintes da Formação Urucutuca. Correspondem a uma espessa sucessão de depósitos predominantemente pelíticos (folhelhos cinza escuros e margas) com intercalações de arenitos turbidíticos separados por várias discordâncias internas e depositados em um intervalo de cerca de 80 Ma. As sequências E60-E70, E80-N10, N20-N30, N40 e N50 incluem depósitos interdigitados

das formações Urucutuca, Rio Doce e Caravelas. São compostas, na porção terrestre da bacia, principalmente pelos arenitos da Formação Rio Doce e pelos calcarenitos bioclásticos da Formação Caravelas, além dos folhelhos com turbiditos da Formação Urucutuca (França e Tokutake, 2004; França *et al.*, 2007). A Formação Rio Doce, de idade Neoceno a Recente, ocorre como sedimentos de uma plataforma de águas rasas, predominantemente representados por arenitos. Essa formação completa o preenchimento marinho transgressivo da bacia, podendo atingir até 500m de espessura. Esses pacotes predominantemente arenosos se interdigitam com calcarenitos da Formação Caravelas e com argilitos, folhelhos e arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca nas zonas de águas mais profundas da bacia.

No Campo Fazenda Alegre, localizado a cerca de 30km a sul da cidade de São Mateus, a Petrobras explora reservatórios de hidrocarbonetos constituídos de arenitos argilosos depositados por correntes de turbidez (França e Tokutake, 2004). Os arenitos ocorrem na forma de corpos lenticulares e descontínuos, que se distribuem irregularmente em uma espessa sequência de argilitos que constituem a Formação Urucutuca. Na parte sul da bacia terrestre, a formação preencheu um amplo paleocanal submarino que recebeu a denominação de Paleocanal de Fazenda Cedro.

Dados de perfurações e de seções sísmicas do Campo Fazenda Alegre indicam que os depósitos da Formação Urucutuca podem alcançar uma espessura de até 700m. Contém, ainda, a incisão de um segundo paleocanal submarino desenvolvido no Paleoceno, com um preenchimento que alcança uma espessura máxima de 400m.

Os corpos arenosos representam complexos de canais superpostos e lateralmente amalgamados, depositados em ambiente marinho de águas profundas. Seções sísmicas da área Fazenda Alegre mostram que a Formação Urucutuca inclui reservatórios em vários níveis de profundidade, superpostos e com espessuras que variam entre 20m e 150m. O topo desses reservatórios se estende entre as profundidades de 450m e 700m. A orientação geral dos corpos arenosos é praticamente leste-oeste, transversalmente ao talvegue dos paleocanais e suas dimensões maiores podem alcançar até 3,0km de comprimento (Bruhn e Moraes, 1989).

Toda a sequência sedimentar de preenchimento do paleocanal abaixo da Formação Rio Doce foi seccionada por falhas gravitacionais com orientações preferenciais NW-SE e NNE-SSW, desenvolvidas durante as fases rifte e pós-rifte da bacia, que gerou

uma complexa estrutura de blocos falhados e amplas dobras antiformais e sinformais.

No Campo São Mateus, os reservatórios explorados são constituídos por arenitos argilosos da Formação Mariricu (Membro Mucuri), com espessura média da ordem de 150m. Esses pacotes arenosos se situam imediatamente abaixo da sequência evaporítica da mesma formação (Membro Itaúnas), entre as profundidades de 1.300m na parte leste a 1.800m na parte oeste. Os depósitos de sais e carbonatos associados estão capeados por espessas sequências arenosas com intercalações de folhelhos e siltitos, que constituem as formações São Mateus e Regência. Capeando essa sucessão, ocorrem os arenitos da Formação Rio Doce. Estruturalmente, destacam-se sistemas de falhas gravitacionais de orientações NNE-SSW e NW-SE, desenvolvidos principalmente durante a fase rifte e com padrão geométrico similar ao da área Fazenda Alegre.

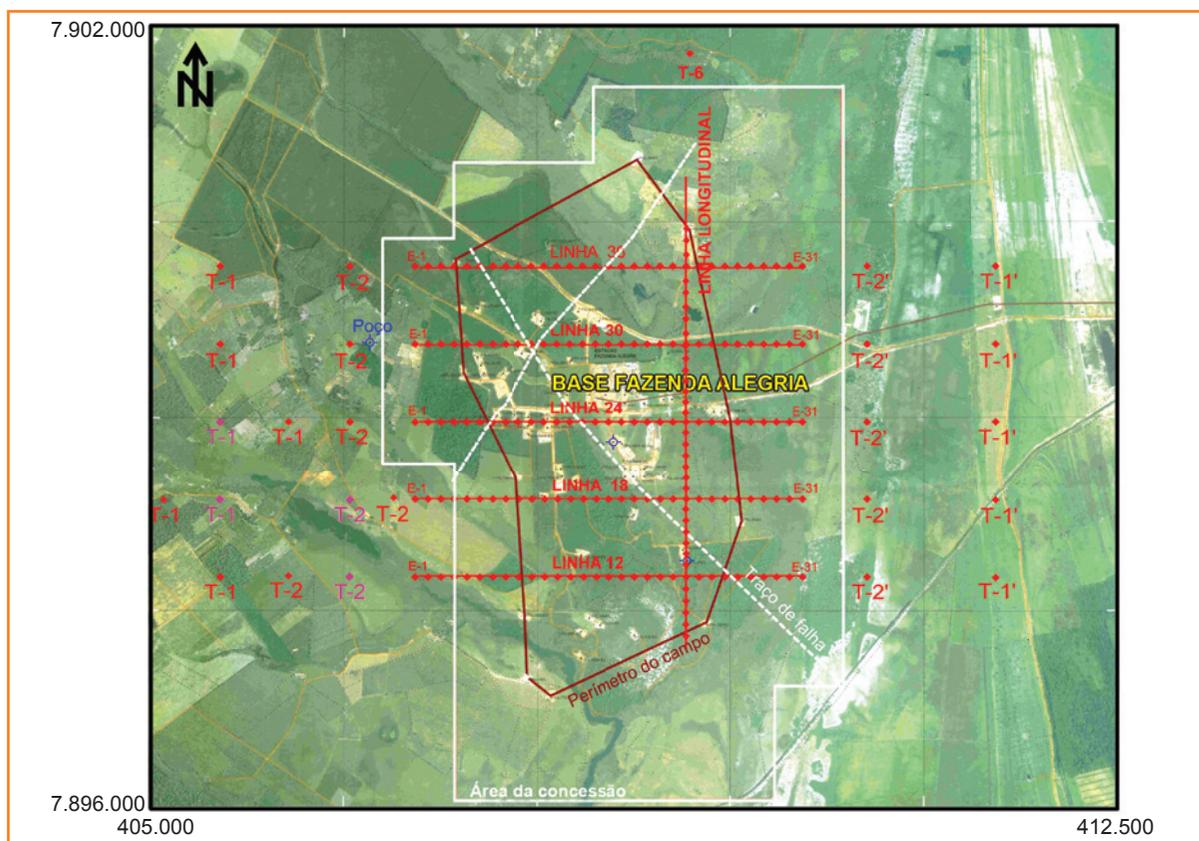
## aquisição e processamento dos dados

Os dados EMMF nas duas áreas estudadas foram adquiridos com instrumentos multifrequência de diferentes potências elétricas, intervalos operacionais de frequência e precisão de medidas. Além disso, os alvos focalizados possuem contextos estratigráficos e profundidades diferentes. As condições hidrológicas superficiais, geomorfológicas e de acessibilidade para os levantamentos nas duas áreas são, também, ligeiramente distintas. Por isso, foram adotados esquemas de levantamento e procedimentos de aquisição diferentes para as áreas dos dois experimentos.

### área de Fazenda Alegre

Em uma imagem de satélite da área do Campo Fazenda Alegre, a figura 3 mostra as principais feições morfológicas e as características da drenagem hídrica superficial e da cobertura vegetal, bem como as condições de acessibilidade geral da área do experimento, delimitada pelo polígono vermelho-escuro indicado na mesma figura.

O levantamento EMMF em Fazenda Alegre foi executado ao longo de cinco seções transversais



**Figura 3**  
Imagem aérea do Campo Fazenda Alegre com as feições gerais da área, as posições das linhas do levantamento EMMF e as estações de transmissão e recepção.

**Figure 3**  
Aeroimage of the Fazenda Alegre Field showing the general features of the area, the position of the survey lines and the transmitter and receiver positions.

direcionadas de oeste para leste (na direção do acamadamento dos estratos) e uma seção longitudinal (na direção do eixo deposicional). As estações receptoras, distanciadas entre si de 100m, foram distribuídas para cobrir toda a extensão da ocorrência de óleo e uma parte expressiva da zona de água no reservatório (fig. 3). Cada estação de transmissão consistiu em uma espira quadrada de corrente de 600m de lado. As estações de transmissão foram posicionadas para que as distâncias T-R fornecessem um intervalo de exploração em profundidade, entre 700m e 1.200m.

Na área do levantamento, duas espiras transmissoras centradas em cada lado das linhas de levantamento foram posicionadas com dois lados orientados leste-oeste e centradas a 1.500m e a 500m de distância das primeiras estações de leitura (E-1, localizada no lado oeste) nas cinco linhas levantadas. Em cada lado da linha (oeste, por exemplo), a segunda espira de transmissão mais próxima de E-1 foi usada para obter leituras nas estações receptoras a partir de E-17 até E-31. Inicialmente, foram levantados cinco perfis com as posições de espiras transmissoras no lado leste do campo (posições aqui denominadas reversas). Para uma cobertura espacial mais detalhada do

reservatório e para adquirir volume de informações suficiente para melhor representação dos dados, foi usado um esquema de aquisição com duas espiras transmissoras dispostas, também, no lado oeste dos perfis levantados (aqui denominadas posições diretas) (fig. 3). Além disso, uma linha orientada N-S com apenas uma posição de transmissor no lado norte foi levantada para correlacionar as posições das diferentes interfaces identificadas em duas direções perpendiculares de levantamento.

Zonas alagadas, brejos e lagoas localizadas na parte sudoeste da área impediram que o levantamento EMMF em Fazenda Alegre fosse executado em estrita conformidade com o planejamento inicial. Alguns centros de espiras transmissoras tiveram que ser deslocados das posições previstas. Essas alterações estão indicadas no mapa da figura 3. No lado oeste, os símbolos em cor rosa representam os centros planejados e os vermelhos aqueles efetivamente executados.

As linhas das seções leste-oeste, separadas 600m entre si, foram denominadas de FAL-12, FAL-18, FAL-24, FAL-30 e FAL-36, de sul para norte na área delimitada do campo. As estações de medição ao longo das referidas linhas foram denominadas de E-1 a E-31, de oeste para leste, totalizando 310 estações de sondagens EM.

## área de São Mateus

O levantamento EMMF na área do Campo São Mateus foi realizado ao longo de oito linhas transversais à estrutura geológica da área (fig. 4). Estações receptoras espaçadas de 100m entre si foram posicionadas a distâncias T-R, variando entre 3.500m e 9.000m, investigando aproximadamente entre 1.000m e 2.700m de profundidade. As estações transmissoras também foram constituídas por espiras quadradas de 600m de lado, com orientações variadas e centros não alinhados para acomodá-las às irregularidades da topografia e das redes de drenagem dos sítios. Para evitar a água do mar, elas foram posicionadas apenas do lado oeste das linhas.

Figura 4

Imagem aérea do Campo São Mateus com as feições gerais da área, as posições das linhas do levantamento EMMF e as estações de transmissão e recepção.

Figure 4

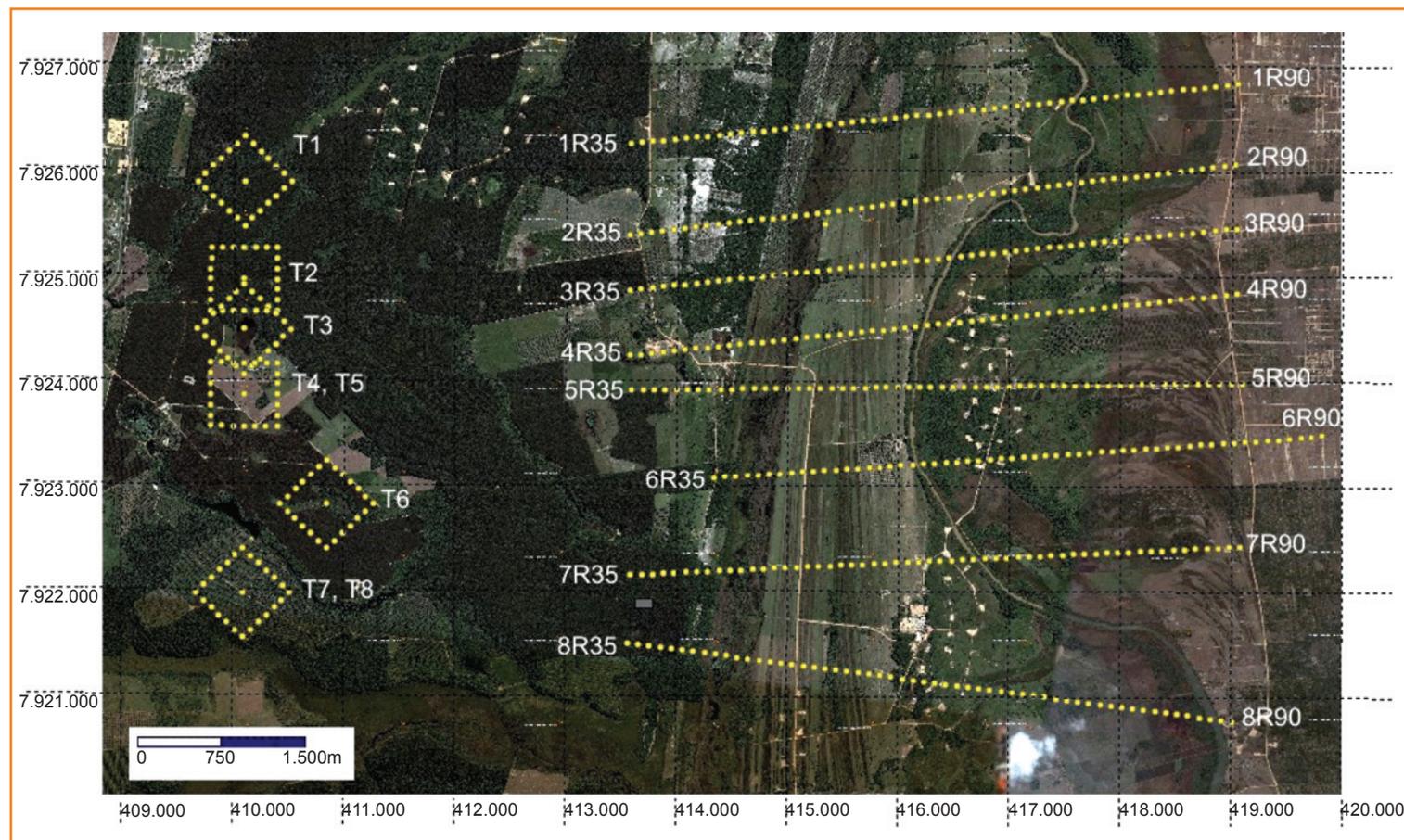
Aeroimage of the São Mateus Field showing the general features of the area, the position of the survey lines and the transmitter and receiver positions.

## tratamento dos dados

Uma parte inicial no tratamento dos dados EMMF é realizada *in situ* pelo operador durante a aquisição dos dados, com base na análise estatística efetuada, tanto no protótipo número dois

como no protótipo número três utilizados. Com base nos gráficos exibidos em tela e nos resultados estatísticos para o número fixado de repetições da medida para varrer o espectro de frequências do instrumento, definido durante a aquisição, ou os resultados são aceitos ou a operação é repetida com um número maior de varreduras.

Em uma segunda etapa, chamada de pré-processamento, algumas das medidas obtidas são sistematicamente rejeitadas com base nos seguintes critérios: (i) quando as frequências do espectro de operação coincidem com múltiplas ou submúltiplas da frequência de 60Hz usada nas linhas de transmissão no Brasil (o objetivo deste procedimento é excluir valores contaminados por um ruído sistemático, já excluídos do conjunto de valores operacionais de frequência no protótipo número três); (ii) os valores das partes real ou imaginária, separadamente ou de ambas, ocorrem registrados no valor de saturação do sistema (igual a  $\pm 199\%$  do campo primário); (iii) os valores obtidos para a parte imaginária da condutividade aparente (deduzida por inversão dos valores da medida) têm módulo superior a 80% do módulo da condutividade aparente. Desta forma, evitam-se os valores muito próximos da borda do intervalo de conversão dos valores observados nos parâmetros resistividade aparente e efeito de polarização induzida. Nessa



região excluída, podem ocorrer múltiplas soluções, não necessariamente plausíveis do ponto de vista geológico.

O processamento dos dados é realizado por um *software* desenvolvido e consolidado por Hédison Kiuity Sato, que realiza as seguintes tarefas: (i) elimina as medidas obtidas com frequências múltiplas ou sub-múltiplas de 60Hz, se necessário; (ii) aplica um esquema de filtragem mediana com janela de cinco pontos para reduzir efeitos de ruídos aleatórios; (iii) computa as amplitudes em fase e em quadratura dadas pelo par  $(X, Y)$ , partes reais e imaginárias da impedância mútua para bobinas em mínimo acoplamento, partindo dos dados medidos no campo para cada valor de separação  $T-R$  e frequência; (iv) transforma o par  $(X, Y)$  no par  $(\rho_a, p_a)$ , fazendo leitura de curvas teóricas computadas para um semiespaço homogêneo e isotrópico equivalente, com fonte transmissora correspondente, dipolar ou espira finita circular; (v) determina as coordenadas do ponto da subsuperfície associado ao par de valores  $(\rho_a, p_a)$  deduzidos do par  $(X, Y)$  medidos na superfície terrestre, para uma dada configuração  $T-R$  e valor de frequência;

(vi) interpola valores intermediários no processo de geração de curvas de isovalores dos parâmetros, onde necessário; (vii) constrói gráficos a cores, relativamente a intervalos de valores de resistividade aparente e do parâmetro de polarização em pseudo-seção, em dimensões de extensão e profundidade verdadeiras.

Os dados de impedância mútua em mínimo acoplamento entre a espira de transmissão (horizontal) e a bobina horizontal receptora (de espiras verticais) alinhada com o centro do transmissor podem ser plotados como curvas de sondagens eletromagnéticas no domínio da frequência para todas as estações ocupadas por receptores durante os levantamentos efetuados (campos Fazenda Alegre e São Mateus). A redução e a suavização desses gráficos possibilitam a exclusão adicional ou interpolação seletiva de valores nos casos de distorções localizadas, manifestadas como variações abruptas nas curvas. Desse modo, é possível corrigir e melhorar a confiabilidade nos dados representados na forma de seções geoeletricas construídas.

A figura 5 mostra curvas de sondagens EMMF observadas com o protótipo número dois (5ª geração),

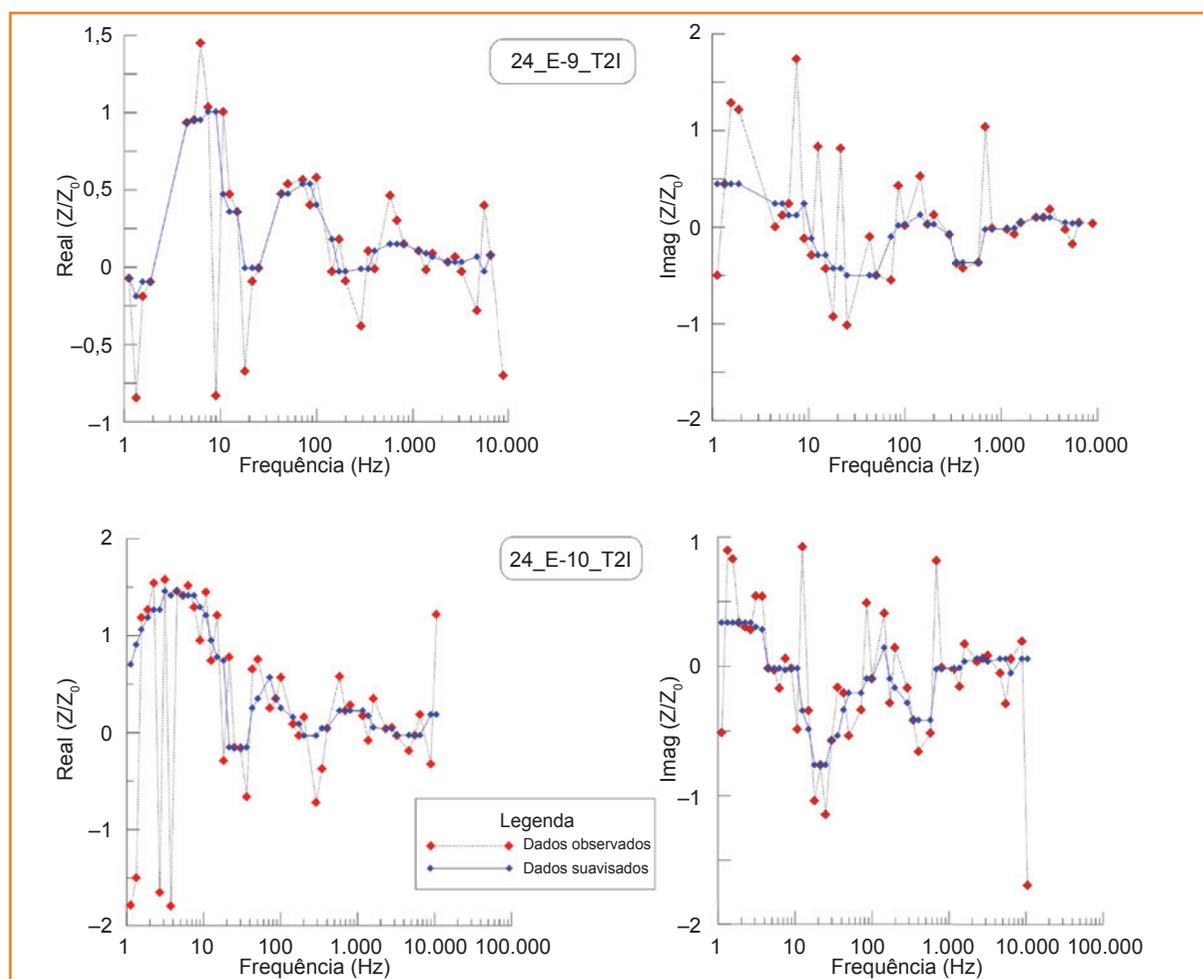


Figura 5  
Dados observados nas estações 9 e 10 da linha FAL-24 e suavização por filtragem mediana.

Figure 5  
Observed data at stations 9 and 10 of the FAL-24 survey line and median filter smoothing.

em termos das partes real e imaginária do campo radial normalizado (ou equivalentemente da impedância mútua normalizada) em função da frequência para duas estações receptoras (9 e 10) no campo de Fazenda Alegre. É possível avaliar a qualidade das aquisições nessas estações. Alguns pontos anômalos se destacam nos gráficos, especialmente nas frequências mais altas. Nestas frequências, os pontos representam manifestações de ruídos provavelmente relacionados às instalações metálicas de escoamento do campo petrolífero. Esse tipo de ruído pode ser eliminado por suavização, com uma filtragem mediana com janelas de largura de cinco pontos, conforme indicado nos gráficos da figura 5.

Na figura 6, observa-se a maior densidade e a melhor regularidade dos dados observados com o protótipo número três (6ª geração) em duas estações

receptoras (4.000 e 4.100) na área de São Mateus. Também há indicações de pontos ruidosos em menor número, nos quais o mesmo procedimento de filtragem mediana produz uma suavização adequada dos dados sem perda de informação.

## interpretação dos resultados

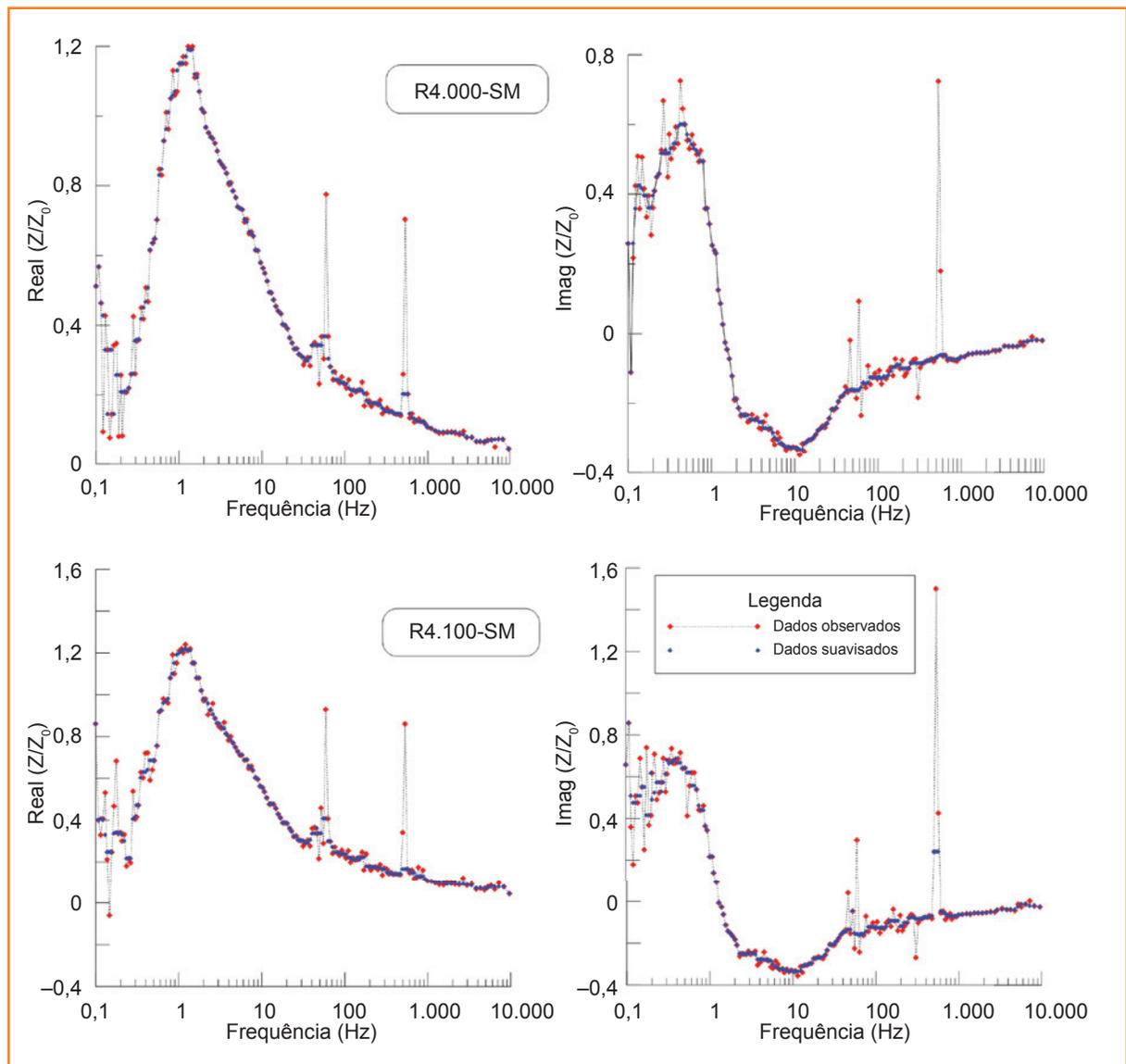
Nesta seção, são apresentadas as análises e interpretações geofísico-geológicas das imagens de resistividade aparente e do parâmetro de polarização, obtidas ao longo de cinco linhas na área de Fazenda Alegre, utilizando transmissores em posições direta e reversa e em oito linhas na área de São

Figura 6

Dados observados nas estações 4.000 e 4.100 da linha SM-08 e suavização por filtragem mediana.

Figure 6

Observed data at stations 4.000 and 4.100 of the SM-08 survey line and median filter smoothing.



Mateus, com uma única posição de transmissor, em consequência da proximidade da praia de uma das extremidades das linhas.

Em cada uma das figuras apresentadas nas sub-seções que se seguem, estão delineadas as principais interfaces geolétricas identificadas como contatos litológicos, falhas ou contatos entre zonas de fluidos distintos presentes em diferentes unidades litológicas, inclusive as posições do topo e/ou da base dos reservatórios focalizados. Cada seção geofísica eletromagnética interpretada foi comparada a dados de seções sísmicas e a perfis geofísicos de poços.

## área de Fazenda Alegre

Quatro seções verticais de resistividade aparente e de parâmetro de polarização obtidas em Fazenda Alegre são apresentadas nas figuras 7 a 10. Em cada uma delas são mostrados os dados de resistividade e de parâmetro de polarização aparentes obtidos com o uso do esquema de plotagem descrito no item "parâmetros elétricos".

As figuras 7 e 8 representam as imagens de resistividade e de IP construídas com os resultados combinados, respectivamente, de duas posições diretas

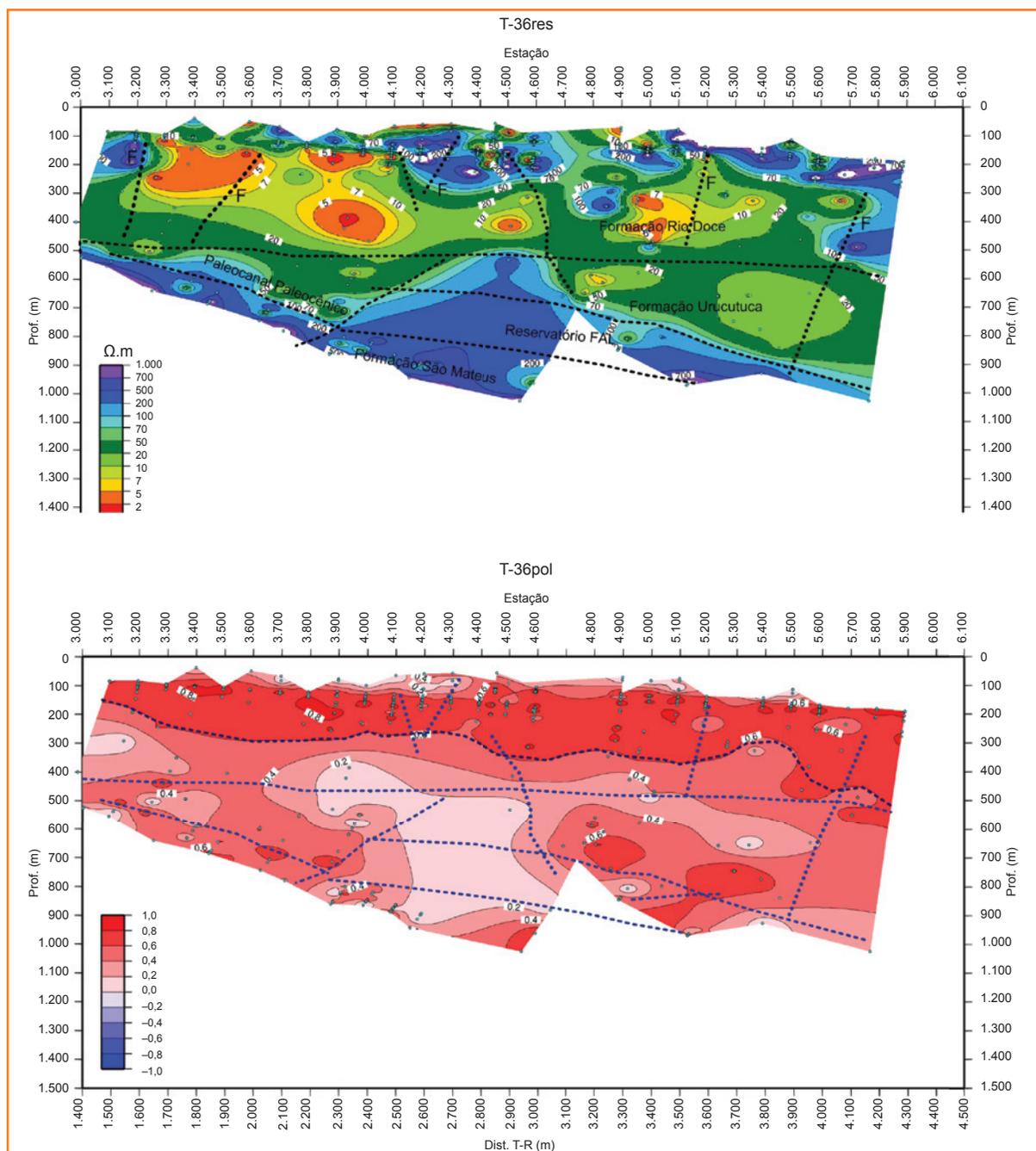
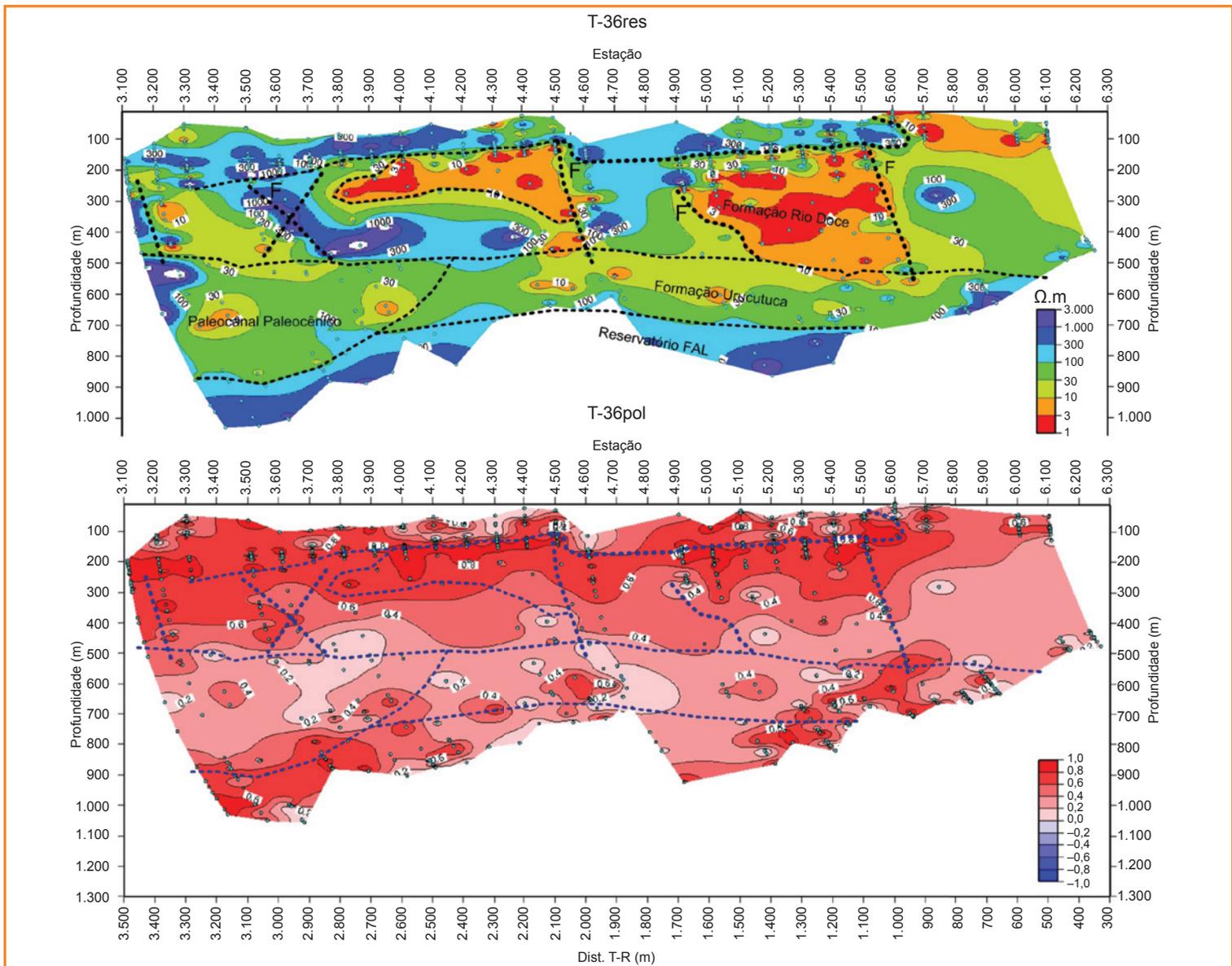


Figura 7

Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha FAL-36 com duas posições diretas de transmissores posicionados a 500m e 1.500m a oeste.

Figure 7

Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the FAL-36 survey line with two direct transmitter positions set at 500m and 1.500m west.



**Figura 8**  
Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha FAL-36 com duas posições reversas de transmissores posicionados a 500m e 1.500m a leste.

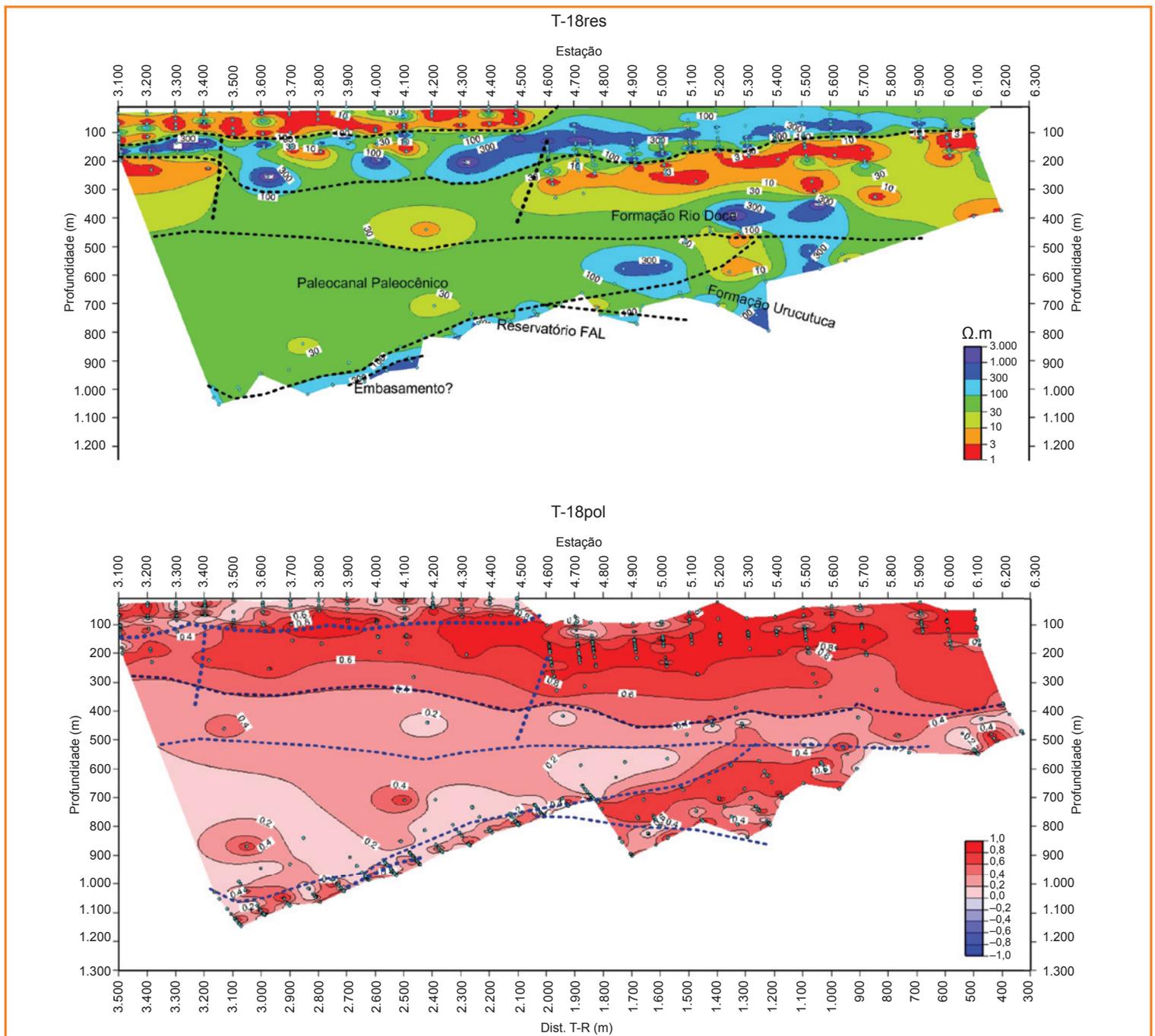
**Figure 8**  
Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the FAL-36 survey line with two reverse transmitter positions set at 500m and 1.500m east.

e duas posições reversas de transmissores, centradas a 1.500m e 500m de cada lado da Linha FAL-36 no extremo norte da área do campo (fig. 3). Nota-se, também, os modelos geológicos interpretados, usando conjuntamente os dois parâmetros elétricos construídos, além das informações geológicas e geofísicas liberadas pela Petrobras.

Na pseudo-seção direta e reversa da Linha FAL-36 se destacam as seguintes feições geológicas: (i) o contato entre as Formações Rio Doce e Urucutuca, em função de sua subhorizontalidade, de um pequeno contraste de resistividade e alto contraste de IP; (ii) a incisão do paleocanal Paleocênico sobre o paleocanal de Fazenda Cedro, marcado por uma distinta superfície erosional preenchida por litologias ligeiramente mais condutivas. As fácies de preenchimento dos paleocanais (Formação

Urucutuca) são predominantemente representadas por seqüências argilosas condutivas, mas há a presença de corpos mais resistentes que devem representar pacotes carbonáticos ou conglomeráticos e/ou arenitos turbidíticos contendo hidrocarbonetos; (iii) o reservatório Fazenda Alegre delimitado como um corpo resistivo e de parâmetro de IP lateralmente crescente da zona de óleo para a zona de água e (iv) estruturas tabulares sub-verticais, interpretadas como falhas ou zonas de densos fraturamentos conjugados. As figuras também mostram que as formas de representação reversas são mais apropriadas para registro do reservatório Fazenda Alegre.

As seções diretas e reversas das linhas FAL-30 e FAL-24 (não mostradas) contêm feições geológicas similares às da Linha FAL-36, destacando-se as seguintes diferenças: (i) aumento para sul na largura da incisão



do canal Paleocênico; (ii) um aparente espessamento no reservatório Fazenda Alegre e (iii) a indefinição da interface óleo/água em função da exclusão (nos dois sentidos de aquisição) dos dados das frequências mais baixas prejudicados por ruídos.

Na Linha FAL-18 (seção reversa; fig. 9), observa-se um alargamento ainda maior da incisão do canal Paleocênico, o contato entre as formações Rio Doce e Urucutuca e a presença da zona de IP mais elevado na Formação Rio Doce. A presença do reservatório de Fazenda Alegre é apenas aventada,

bem como a manifestação de rochas do embasamento cristalino nas partes mais profundas das seções, por falta de informação. A densidade de dados na seção ficou reduzida após análise, em consequência de ruído e/ou rejeição de informações processadas.

Em todas as dez pseudo-seções de parâmetro de polarização, identifica-se um intervalo superior de forte efeito de polarização induzida, com  $p_a > 0,5$ . A base desse intervalo é marcada em linhas pontilhadas de cor azul-escura nas seções apresentadas, supondo

Figura 9

Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha FAL-18 com duas posições reversas de transmissores posicionados a 500m e 1.500m a leste.

Figure 9

Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the FAL-18 survey line with two reverse transmitter positions set at 500m and 1.500m east.

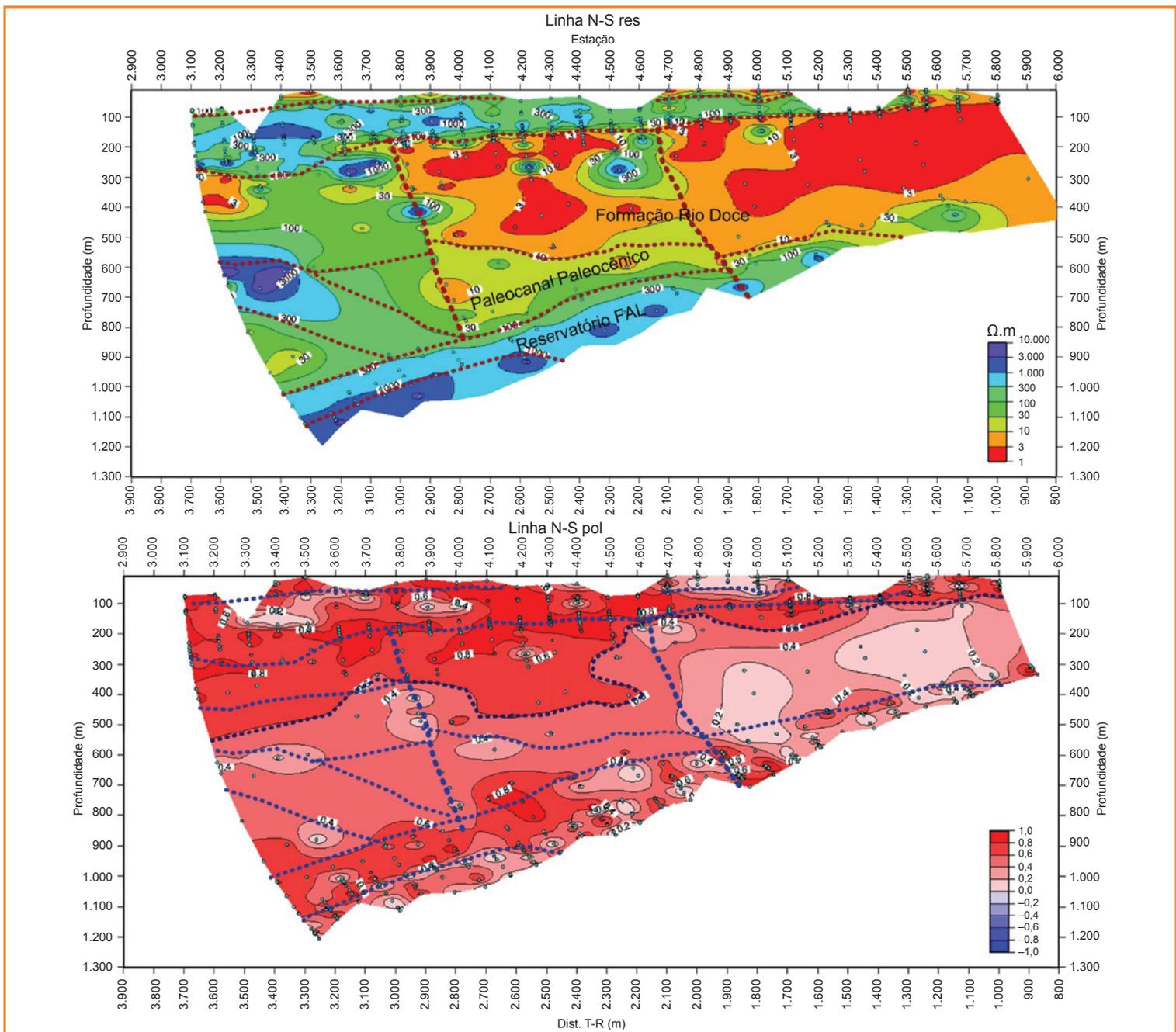


Figura 10

Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha FAL-52 (norte-sul) com uma única posição de transmissor no lado norte.

Figure 10

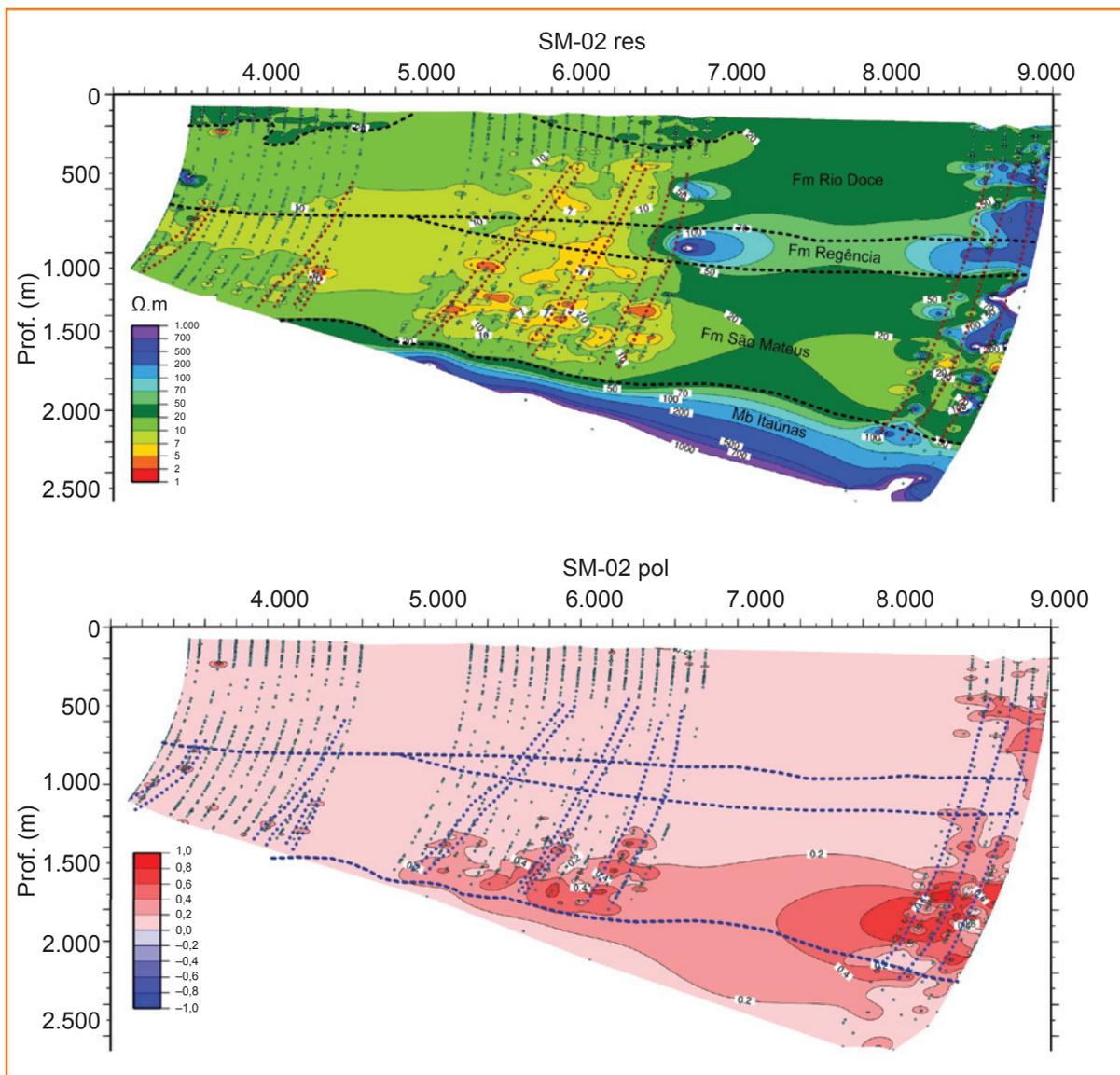
Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the FAL-52 (north-south) survey line with just a transmitter position in the side north.

que este represente zonas de concentração (halos) de sulfetos metálicos e de outros minerais geradores de IP, precipitados em arenitos permeáveis da Formação Rio Doce a partir de fluidos ascendentes em zonas de falhas que penetram através da Formação Urucutuca. Nota-se, também, a presença de valores de IP mais elevados nas litologias capeantes e no próprio reservatório Fazenda Alegre. Neste último, observam-se variações laterais provavelmente associadas a variações locais na proporção de água/óleo no reservatório.

Na figura 10, verificam-se os resultados obtidos na linha norte-sul com posição de transmissor no lado

norte. Nota-se, também, o mergulho relativo da região axial do paleocanal de Fazenda Cedro e dos arenitos turbidíticos parcialmente saturados com hidrocarbonetos. A zona superior, de forte IP, cresce de espessura de norte para sul, em conformidade com o que se observa nas dez seções de orientação oeste-leste.

Em decorrência de ruídos nos dados gerados pelo sistema protótipo número dois (5ª geração), houve um número relativamente elevado de supressão de dados, classificados como de má qualidade. A interpolação foi usada com frequência como solução alternativa. Em certo grau, a interpretação de feições menores



**Figura 11**  
Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha SM-02 com uma única posição de transmissor.

**Figure 11**  
Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the SM-02 survey line with just a transmitter position.

e/ou a posição interpretada para algumas feições em Fazenda Alegre ficaram prejudicadas. Essas limitações foram substancialmente melhoradas com a construção do sistema protótipo número três (6ª geração) usado em São Mateus.

## área São Mateus

Pseudo-seções de resistividade e de parâmetro de polarização aparente (típicas da área São Mateus) estão apresentadas nas figuras 11 a 13 e foram obtidas usando um equipamento mais moderno (protótipo número três). Na interpretação geológica dessas seções também foram utilizadas informações de sísmica de reflexão e de geofísica de poços cedidas pela Petrobras. Nelas estão definidos, de forma mais clara,

contatos litológicos, zonas de falhas e de chaminés e halos de fontes geradoras de IP, igualmente aos observados na área Fazenda Alegre.

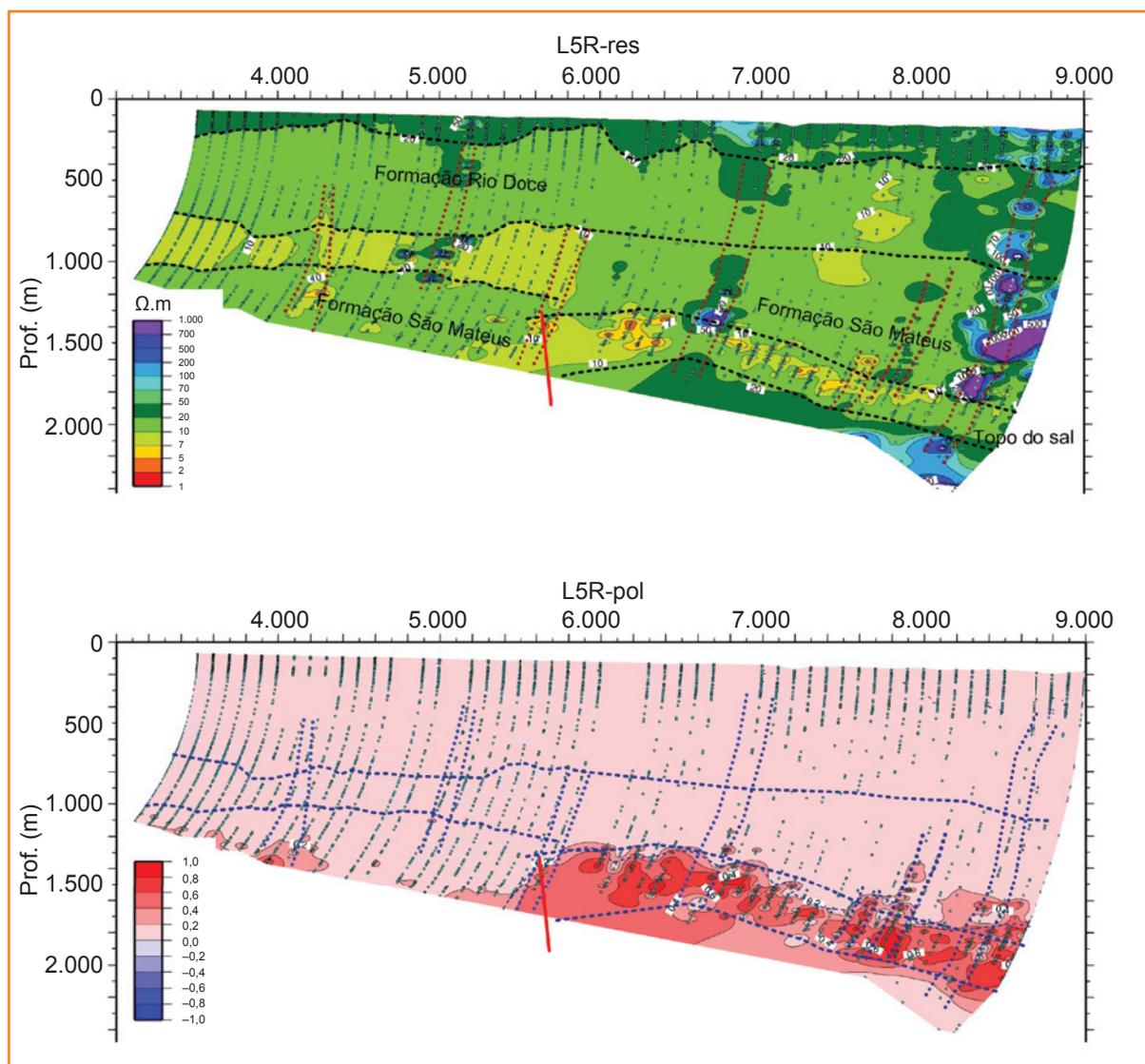
Na figura 11, estão representadas as imagens de resistividade e parâmetro de polarização aparente da linha SM-02, destacando-se as seguintes feições geológicas interpretadas: (i) os contatos, por discordância, entre as Formações Rio Doce-Regência (RD-REG) e Regência-São Mateus (REG-SM); (ii) a presença de um horizonte condutor, mas sem efeito de IP, no topo da Formação São Mateus, representando uma sucessão mais argilosa que a da seção basal; (iii) o topo da sequência de evaporitos (Membro Itaúnas da Formação Mariricu), definido por sua alta resistividade e alto contraste elétrico com a camada basal da Formação São Mateus (mais condutiva e de IP mais elevado) e (iv) zonas de fraturas entrelaçadas ou chaminés (conforme

Figura 12

Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha SM-05 com uma única posição de transmissor.

Figure 12

Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the SM-05 survey line with just a transmitter position.



descrito por Nourollah *et al.*, 2010), indicadas como faixas subverticais condutivas e de IP mais elevados, estendendo-se do topo do sal até cerca de 500m abaixo da superfície do terreno. Nessa linha, não foi possível ocupar as estações 4.700 a 5.200 e 6.900 a 8.700, devido a extensas zonas alagadas de mangues e de mata ciliar ao longo dos vales e planícies dos rios Preto do Sul e Mariricu, que cruzam a área de norte a sul.

Nas duas seções da figura 12 (linha SM-05) estão consistentemente delineados o contato discordante RD-RG-SM e o topo da zona de sal, assim definido por um forte contraste de resistividade elétrica entre as profundidades de 1.600m, à esquerda e 1.900m, à direita. Acima deste contato, é definida uma sequência condutiva e de elevado IP, que caracteriza uma auréola de alteração, melhor definida na metade leste das seções. Zonas estreitas de denso fraturamento são representadas por

traçados irregulares que emanam do topo do sal. Nas estações de números 8.500 a 9.000 se registra uma chaminé subvertical de resistividade elétrica bem mais elevada que a da encaixante regional, podendo representar uma zona de fraturas preenchida com hidrocarbonetos.

Finalmente, na linha SM-08 (fig. 13) foram excluídos os dados adquiridos para as estações com numeração acima de 8.000 por falta de consistência. Nas imagens apresentadas estão demarcadas a discordância RD-RG-SM, uma possível cunha da Formação Urucutuca e o topo do sal. Todavia, não se observam indícios de auréola de alteração nem a presença marcante de zonas de fraturamento como nos casos anteriores.

A figura 14 ilustra uma comparação semiquantitativa entre a seção sísmica de reflexão e a seção de resistividade aparente obtida na linha SM-04. Nas imagens sísmicas e elétricas estão demarcados os dois

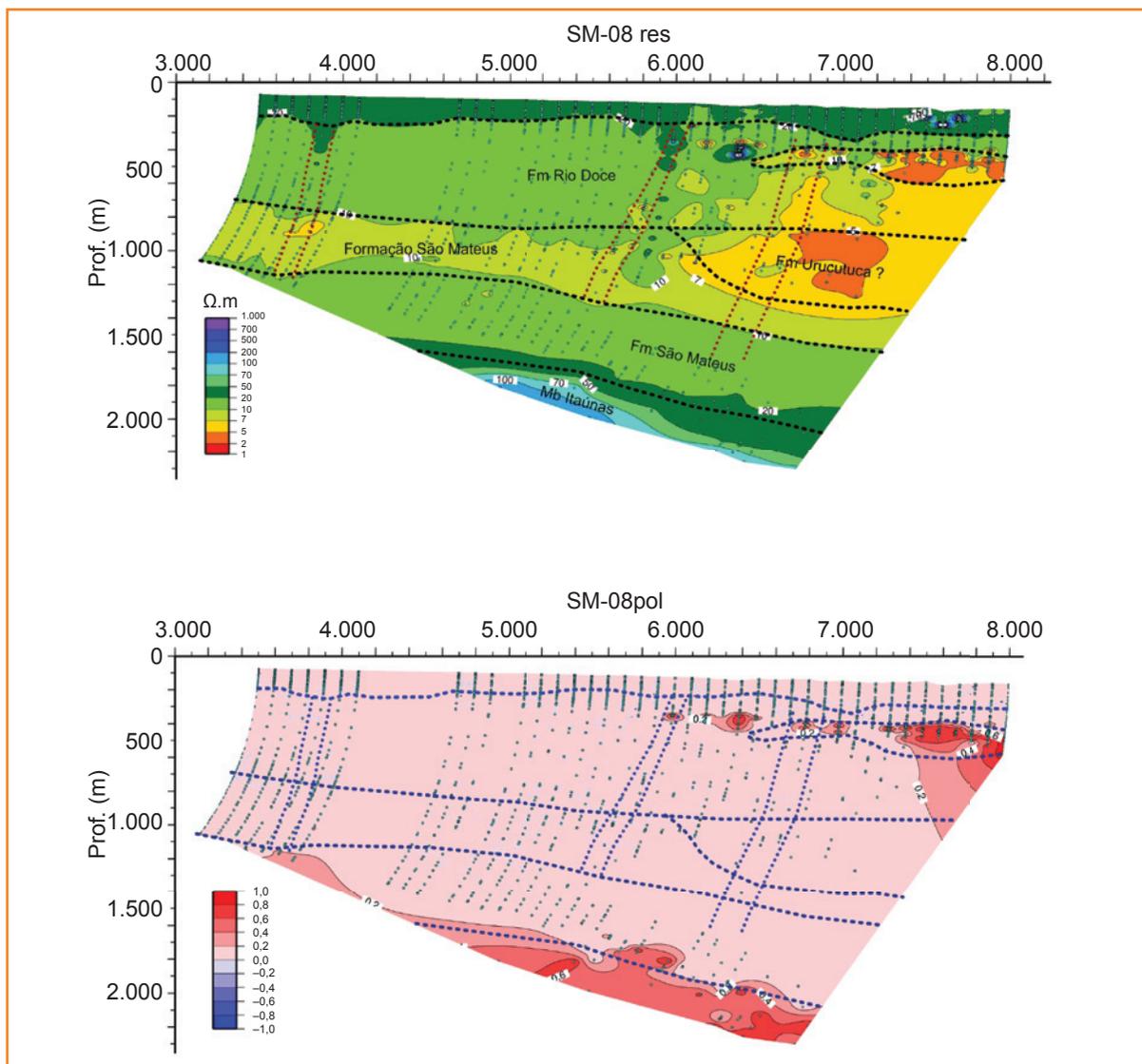


Figura 13  
Pseudo-seção de resistividade e polarização induzida obtidas na linha SM-08 com uma única posição de transmissor.

Figure 13  
Resistivity and induced polarization pseudo-section obtained at the SM-08 survey line with just a transmitter position.

mais importantes refletores da área: (i) a discordância erosiva RD-RG-SM; (ii) o topo de uma extensa camada de sal, que serve de rocha selante para os reservatórios areno-argilosos desenvolvidos na seção pré-rifte da bacia. Denotam-se também nessas imagens algumas estruturas dos tipos falhas e chaminés, reconhecidas por descontinuidades em refletores e padrões de reflexão caóticos na seção sísmica e (iii) identificação de chaminés condutivas e chaminés resistivas na seção de resistividade: as primeiras interpretadas como vestígios de percursos de soluções que precipitaram sulfetos metálicos e argilas e as últimas como possíveis zonas de escape de hidrocarbonetos. Tais detalhes são bem visíveis na seção de resistividade, o que não ocorre na seção sísmica.

As discrepâncias entre as duas seções da figura 14 são: (i) a discordância RD-RG-SM na seção sísmica situa-se entre as profundidades de 550m no extremo

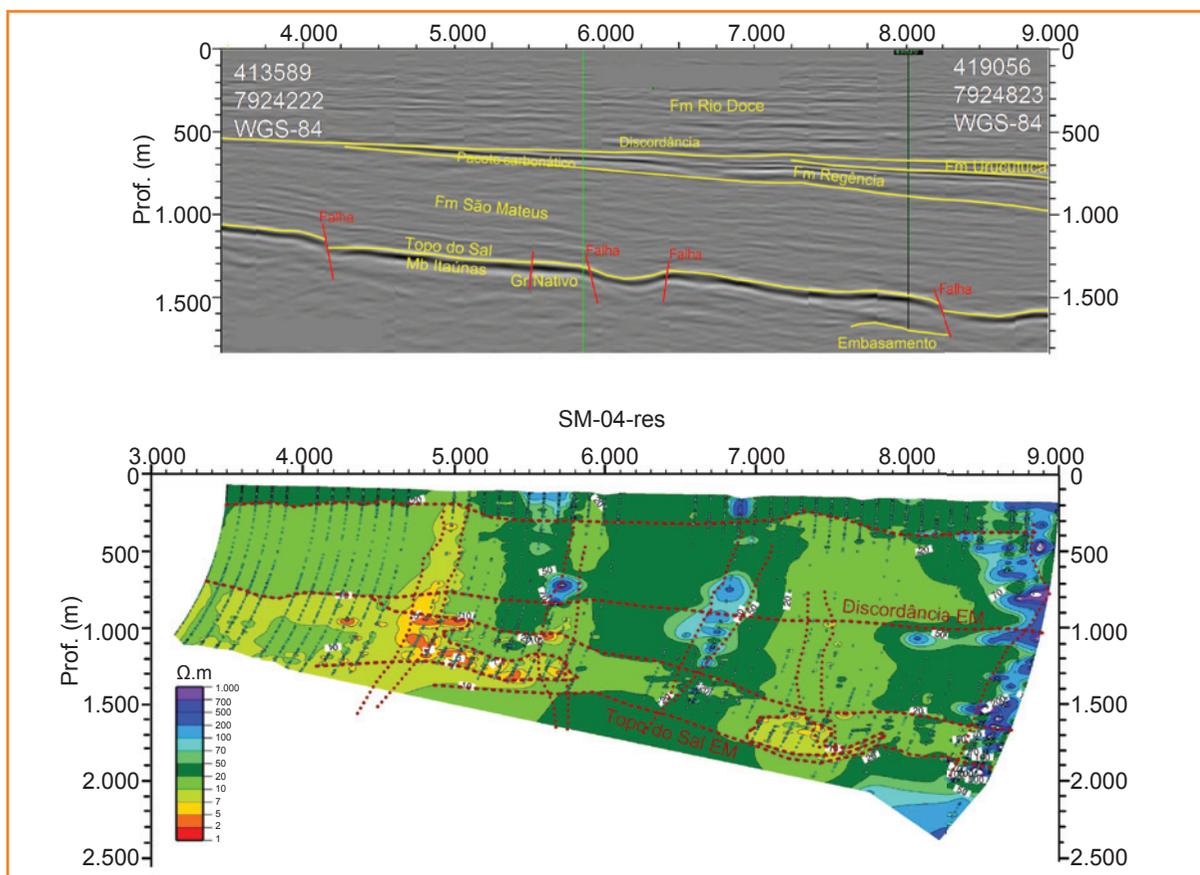
oeste e de 800m no extremo leste, enquanto na seção de  $r_p$  está inferida entre 600m e 1.000m, respectivamente; (ii) na seção sísmica, o topo do sal situa-se entre 1.100m e 1.600m e eletricamente estima-se estar entre 1.200m e 1.800m. Tal fato resulta em discrepâncias relativas de 10% e 20% nos dois extremos da linha. Os posicionamentos das estruturas subverticais estão menos distorcidos e mais consistentes na comparação.

Na figura 15, a mesma seção sísmica vem apresentada em uma forma em que as descontinuidades nos refletores e os padrões de reflexão caóticos causados por difrações estão mais realçados.

Na figura 15, adotando a geometria e a escala da seção sísmica como base, as pseudo-seções de resistividade e IP foram ajustadas e tornadas transparentes, de modo a se poder ver a boa concordância dos marcos geofísicos mencionados.

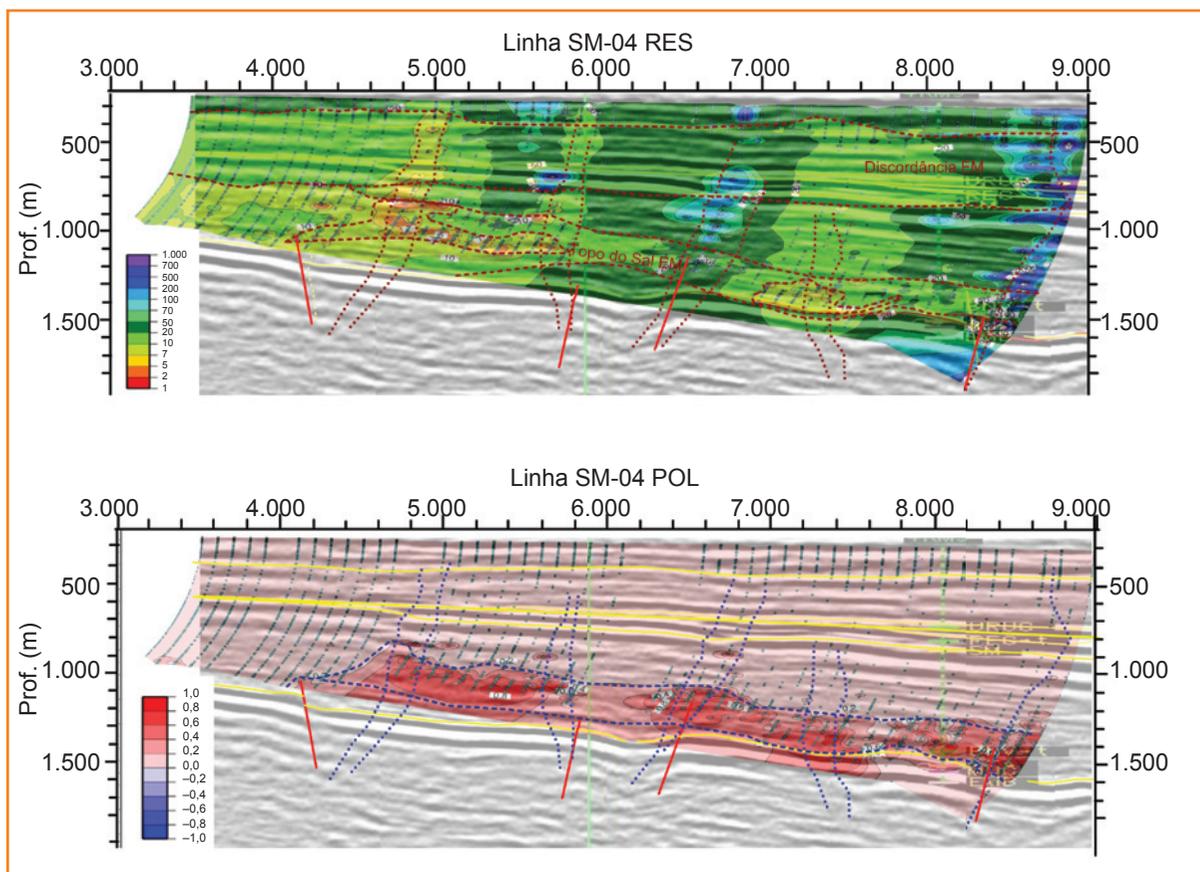
**Figura 14**  
Seção sísmica e pseudo-seção de resistividade obtidas na linha SM-04 com uma única posição de transmissor.

**Figure 14**  
Seismic section and resistivity pseudo-section obtained at the SM-04 survey line with just a transmitter position.



**Figura 15**  
Superposição das pseudo-seções de resistividade e de parâmetro de IP sobre seção sísmica da linha SM-04.

**Figure 15**  
Superposition of the pseudo-sections of resistivity and IP-parameter on the seismic section of survey line SM-04.



Nessa condição, se destaca a melhor definição das chaminés condutoras e resistivas, a relação delas com os falhamentos penetrantes no sal, e a presença de uma camada condutora e de elevado IP imediatamente acima do topo do sal. Tal camada é interpretada como constituída de arenitos permeáveis (Formação São Mateus), nos quais foram precipitados sulfetos metálicos e outros minerais condutores, causadores de IP.

As falhas cortaram e deslocaram os depósitos de sal, enquanto as chaminés constituíram zonas de condutos para a migração vertical de fluidos (águas, gases e hidrocarbonetos aquecidos), que podem ter sido repetidamente ativadas, até após a deposição da Formação Regência. Descrições de amostras de calha de poços, perfurados na área, registram a presença de pirita nos arenitos, em proporções que variam de 2% a mais de 10%. A presença de um halo de pirita é um bom indicativo da existência prévia de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal.

A análise conjunta das imagens obtidas em São Mateus permite também apontar a continuidade lateral (de sul para norte) das diversas estruturas sub-verticais identificadas e associá-las a falhamentos regionais extensos que seccionaram boa parte das sequências deposicionais da parte emersa da Bacia do Espírito Santo. São especialmente destacadas: (i) chaminés, com raízes em falhas mais profundas, que são mais condutivas e com efeitos de IP acima do limiar de suas encaixantes. Essas estruturas cruzam um ou mais intervalos sub-horizontais bons condutores e com elevados efeitos de IP, fato que sugere um estreito relacionamento genético entre esses distintos corpos geológicos; (ii) chaminés resistivas mais largas, localizadas na extremidade leste das seções de resistividade, presentes em quase toda a área mapeada. Antes de serem consideradas como possíveis alvos de exploração de hidrocarbonetos, tais estruturas merecem uma reavaliação geofísica mais acurada.

Embora se observe ligeiras diferenças tanto nos traçados das interfaces quanto nas falhas e chaminés na comparação dos resultados globais, esses resultados apontam para uma correlação perfeitamente satisfatória entre as imagens sísmicas e eletromagnéticas. Espera-se que, com o desenvolvimento de procedimentos de inversão numérica EM, as distorções apontadas venham a ser minimizadas e os valores de resistividade aparente substituídos por valores de resistividade verdadeira.

## conclusões

Em geral, a consistência das informações eletromagnéticas obtidas nos experimentos nos campos de Fazenda Alegre e São Mateus é plenamente satisfatória no confronto com as informações de geofísica e de geologia fornecidas pela Petrobras. Os efeitos de ruídos culturais presentes nesses dados, especialmente às frequências mais altas, parecem ter sido efetivamente filtrados pelo procedimento adotado. Em algumas seções da área de Fazenda Alegre, a redução no número de pontos de atribuição confiável gerou anomalias locais espúrias e incertezas no traçado de algumas interfaces geoeletricas identificadas. Todavia, a combinação das informações de IP e de resistividade foi suficiente para imagear com nitidez as características geoeletricas subsuperficiais dos blocos estudados na grande maioria dos casos.

O procedimento de construção de imagens geoeletricas bidimensionais proposto por Sato (1979) e por Machado (2009), conjuntamente com Dias, embora resulte de uma aproximação, é satisfatório para representação dos dados eletromagnéticos adquiridos e permite efetuar interpretações quantitativas coerentes das seções transversais mapeadas, apesar dos efeitos da presença de ruídos. Todavia, no presente estágio de desenvolvimento do método EMMF, as profundidades, espessuras e parâmetros elétricos representados nas pseudo-seções devem ser considerados como aproximações razoáveis, justificadas até que o método alcance maior desenvolvimento.

Embora se reconheça a presença de distorções geométricas resultantes do processamento gráfico adotado como, por exemplo, curvaturas no sentido do transmissor e aprofundamento das interfaces nas frequências mais baixas e a maiores distâncias (T-R), a representação estrutural do subsolo permanece essencialmente preservada. Em uma fase mais avançada da pesquisa, pretende-se reduzir ou eliminar essas distorções, introduzindo correções e aperfeiçoamentos no procedimento atual e usando modelagem e inversão numérica bi ou tridimensional, similar ao processo de migração adotado na sísmica de reflexão.

Em suma, os resultados do levantamento EMMF permitiram identificar e localizar de modo coerente os seguintes alvos: (i) rochas-reservatório portadoras de óleo; (ii) zonas constituídas por folhelhos, calcários e arenitos argilosos e as interfaces aproximadas entre essas litologias; (iii) traços de zonas de falhas, de chaminés e

efeitos da proximidade do embasamento cristalino e (iv) zonas de concentração de minerais causadores de fortes efeitos de IP (sulfetos metálicos e argilominerais).

Os resultados também incluíram avanços na instrumentação, consistindo em um substancial aumento na profundidade de exploração e na resolução do método, com excelente melhoria na calibração do sistema, incorporados na fabricação de um novo protótipo. Por outro lado, foram registrados expressivos avanços na teoria básica do método EMMF tais como: soluções analíticas para fontes finitas (quadrada e circular) e de novos procedimentos para processamento dos dados e construção de imagens geoeletricas da subsuperfície. Outros avanços deverão vir da inversão numérica.

## agradecimentos

Os autores agradecem a valiosa colaboração e apoio dos seguintes técnicos da Petrobras: os geofísicos Eduardo Lopes de Faria, então coordenador da Rede Temática de Geofísica Aplicada do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) e Fábio Rodamilans Bastos, gerente da Geofísica na Unidade de Operações de Exploração e Produção do Espírito Santo (UO-ES); o geólogo Fernando Taboada Fontes, gerente geral da UO-ES. Aos geólogos e geofísicos Flávio Tschiedel, José Anaisse e Juliana Alencar da UO-ES e aos engenheiros Célia de Vito e Leandro Wally da UO-ES/Base de São Mateus, pelo apoio no início dos trabalhos de campo, pela liberação dos dados geológicos e geofísicos dos campos estudados e pelas muitas discussões de avaliação dos resultados e trocas de informações que contribuíram para enriquecer as informações contidas no presente artigo. Agradecem também a colaboração do geofísico Marco A. R. Ceia, do Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo da Universidade Estadual do Norte Fluminense (Lenep/UENF), supervisor dos dois trabalhos de aquisição de dados EMMF de campo e aos técnicos Remilson B. Rosa, Michel N. Silva, Luiz M. Santos e José M. da Paz, pela efetiva participação nos levantamentos de campo. O suporte financeiro do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), e o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) através de bolsas de pesquisa foram fundamentais para o sucesso dos experimentos realizados. Os autores

agradecem, também, aos profissionais que atuaram como *referees* a este artigo, contribuindo com ideias e sugestões para a melhoria do texto.

## referências bibliográficas

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO; DIAS, C. A. **Non-grounded method of geophysical exploration**. Patent n. 920660, Issued Feb. 6, 1973, n. of claims 8, Class 324-9 C.R.C. 1, Filed May 31, 1971, Ottawa, Canadá, 1973.

BRUHN, C. H. L.; MORAES, M. A. S. Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada, Bahia: Um laboratório de campo para estudo de reservatórios canalizados. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 3, n. 1-2, p. 235-267, jul./set. 1989.

CARDADOR, M. H.; CUEVAS, A. L.; WATANABE, H.; SAITO, A.; WADA, K.; ISHIKAWA, H.; OKUZUMI, K. Experimental evaluation of hydrocarbon detection with the long-offset time-domain electromagnetic method in the Cretaceous carbonates of the Tampico-Misantla basin, México. **Journal of Applied Geophysics**, Amsterdam, v. 52, n. 2-3, p. 103-122, Feb. 2003.

CONSTABLE, S; SRNKA, L. An introduction to marine controlled-source electromagnetic method for hydrocarbon exploration. **Geophysics**, Tulsa, v. 72, n. 2, p. WA3-WA12, Mar./Apr. 2007.

DIAS, C. A. **A non-grounded method for measuring electrical induced polarization and conductivity**. 1968. 260 f. Thesis (PhD) – University of California-Berkeley, USA, 1968.

DIAS, C. A. Analytical model for a polarizable medium at radio and lower frequencies. **Journal of Geophysical Research**, Richmond, v. 77, n. 26, p. 4945-4956, Sept. 1972.

DIAS, C. A. Developments in a model to describe low-frequency electrical polarization of rocks. **Geophysics**, Tulsa, v. 65, n. 2, p. 43-451, Mar./Apr. 2000.

DIAS, C. A.; SATO, H. K.; LIMA, O. A. L. Multi-frequency electromagnetics applied for monitoring oil reservoirs submitted to enhanced recovery techniques. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING AND EXPOSITION, 65.,

2005, Houston. **Expanded Abstract**... Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2005. 1 CD-ROM.

DIAS, C. A.; SATO, H. K.; LIMA, O. A. L. Multi-frequency EM method for hydrocarbon detection and for monitoring fluid invasion during enhanced oil recovery. In: SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS INTERNATIONAL EXPOSITION AND ANNUAL MEETING, 75., 2005, Houston. **Expanded Abstract**... Houston: Society of Exploration Geophysicists, 2005. 1 CD-ROM.

DIAS, C. A.; LIMA, O. A. L.; SATO, H. K.; MORAES, J. A. C. Contribution to oil exploration and development: A successful inductive multi-frequency EM survey onshore Brazil. In: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOCIENTISTS AND ENGINEERS CONFERENCE AND EXHIBITION, 68., 2006, Viena. **Expanded Abstract**... Viena: EAGE, 2006. 1 CD-ROM.

EIDESMO, T.; ELLINGSRUD, S.; MACGREGOR, L. M.; CONSTABLE, S.; SINHA, M. C.; JOHANSEN, S.; KONG, N.; WESTERDAHL, H. Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas. **First Break**, Oxford, v. 20, n. 3, p. 144-152, Mar. 2002.

FRANÇA L. R.; TOKUTAKE, L. R. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Espírito Santo. **Phoenix**, Aracajú, V. 6, n. 69, Sept. 2004.

FRANÇA L. R.; DEL REY, A. C.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. R. Bacia do Espírito Santo. **Boletim**

**de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 501-509, maio/nov. 2007.

MACHADO, M. V. B. **Estudo analítico e aplicação do método eletromagnético a multifrequência ao mapeamento e à identificação de fluidos em reservatórios continentais de petróleo**. 2009. 130 f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2009.

NOUROLLAH, H.; KEETLEY, J.; O'BRIEN, G. Gas chimney identification through seismic attribute analysis in the Gippsland Basin, Australia. **The Leading Edge**, Austin, v. 29, n. 8, p. 896-901, Aug. 2010.

PANOFSKY, W. H.; PHILLIPS, M. **Classical electricity and magnetism**. 2. ed. London: Addison-Wesley, 1962.

SATO, H. K. **Método eletromagnético para interpretação de polarização induzida e resistividade, usando o protótipo de um sistema a multifrequência**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 1979.

STRACK, K. M. **Exploration with deep transient electromagnetics**. Amsterdam: Elsevier, 1992. (Methods in Geochemistry and Geophysics; 30).

ZHDANOV, M. S. Electromagnetic geophysics: notes from the past and the road ahead. **Geophysics**, Tulsa, v. 75, n. 5, p. 75A49-75A66, Sept./Oct. 2010.

## expanded abstract

Two geophysical experiments with the multi-frequency electromagnetic method proposed by Dias (1968) were performed in the onshore portion of the Espirito Santo sedimentary basin to test its application in the petroleum exploration. The first one was done in the Fazenda Alegre oil field (FAL) using a 5<sup>th</sup> generation prototype, operating at AC currents of 10A maximum amplitude and 54 values of frequency in the range from 1.0Hz to 10kHz. Six transverse sections 3.0km extent were surveyed to image electrically the subsurface down to 1.2km depth. The second one was performed in São Mateus field using a 6<sup>th</sup> generation prototype, which can reach AC current amplitudes up to 40A, operating with 139 frequencies in the range from 0.2Hz to 1.097kHz. Eight transverse sections 5.0km extent allowed to image the underground geology down to 2.8km depth. These experiments were designed for: (i) to detect oil reservoirs in distinct geological settings using the EMMF method; (ii) to determine the geoelectrical and petrophysical characteristics of fault zones and other structures related to them; and (iii) to evaluate the EM response of different lithologic reservoirs in their zones of hydrocarbon and water dominances.

The geoelectrical sections in the area of Fazenda Alegre, oriented along east-west direction, were obtained using two transmitter positions, centered at each side of an array of 31 receiver stations 100m interspaced, at distances of 1.500m and 500m from the first reading station. Such distances were selected so as to cover depths of exploration between 700m and 1.200m. Each transmitter station consists of a square-current loop of 600m side. The equidistance between the transverse lines was 600m. In the São Mateus area, transmitter square loops of the same size were also used, positioned at 3.500m to the west side of an array of 55 receiver stations oriented along east-west lines, investigating approximately between 1.200m to 2.700m depths. The receiving stations separation was also of 100m and the equidistance between the lines 500m.

A pair of observed  $(X, Y)$  values at a given receiving station and a specified frequency  $(r, f)$  pair – the real and imaginary parts of the mutual impedance between the transmitter loop and the receiver coil in minimal coupling (in the

presence of the conducting earth) – is converted automatically to a pair of values  $(\rho_a, \sigma_l/|\sigma_a|)$  for an equivalent homogeneous half-space, according with the theoretical developments of Dias (1968) and Machado (2009).

The points of the subsurface geology to which the pairs  $(\rho_a, \sigma_l/|\sigma_a|)$  values are attributed are determined according to the following procedure: for a given receiver station and each frequency, it is found the closest point to the receiver, that lays along the line jointing the center of the transmitter loop to an specified scaled distance of the named “vertical skin depth” due to a dipolar magnetic source located at the transmitter center, assuming a homogeneous and isotropic half-space. The point so determined in the subsurface is responsible for most of the signal measured at the receiver.

The data processing was done within an integrated software package developed by H. K. Sato which performs the following operations: (i) it discards measurements obtained at frequencies multiples and submultiples of 60Hz; (ii) it applies a median filter of five point windows to reduce random noise in the data; (iii) it computes the amplitude and phase from the field measured data  $(X, Y)$  to each  $(T-R)$  separation and frequency; (iv) it transforms automatically the pair  $(X, Y)$  into the pair  $(\rho_a, \sigma_l/|\sigma_a|)$  searching in theoretical curves computed for homogeneous and isotropic equivalent half-space with a dipolar transmitter source or a finite circular current loop; (v) it determines the coordinates of the subsurface-point associated to each  $(r, f)$ - pair used and (vi) it generates a grid data set and contoured and colored electrical images.

The results are presented as two-dimensional images of electrical apparent resistivity and a parameter of induced polarization, for the subsurface geology and geophysics. These images, interpreted with the support of seismic sections and geophysical well logs, allow to distinguish the following geological and geophysical features: (i) the interfaces between distinct lithologies, of contrasting electrical properties such as sandstones, shales, limestones and salt-rocks; (ii) thin sub-vertical zones of high electric contrasts with their country-rocks, represented by faults and zones of dense fracturing (chimneys) filled with conducting and IP source minerals or with hydrocarbon fluids and (iii) the indication of oil-water contact zones within a reservoir, through the lateral variation observed

*in both its electrical resistivity and IP parameter. These results attest the adequacy to use the EMMF method, as a complimentary mean for the direct detection of hydrocarbon deposits, as well as to evaluate the efficiency of artificial injection of fluids during enhanced oil recovery.*

*Although some planned receiver stations could not be occupied due to access problems caused by mangroves and wetlands in both areas, and even the additional problems related to cultural noise due to oil production equipments, the sample density, in the frequency domain or equivalently in the attributed point depths, of the new equipment (belonging to CPGG/UFBA) is large enough to overcome these problems and allows to construct geoelectrical sections having good confidence.*

*In general, after a global comparison of the electromagnetic results with seismic and well log data, we may observe slight differences in the outlined lithologic interfaces, as well as in the trace of faults and chimneys. However, the overall results show a satisfactory correlation between the seismic and electromagnetic sections. The main geometrical distortions may be described as the curvatures of sub-vertical faults and chimneys towards the transmitter position and a deepening of the interfaces at the lower frequencies and large T-R distances. The depth differences are within the range of 10% to 20%, from the near to the farthest receiver position. It is expected that with the development of the present procedures or EM numerical inversion, the pointed distortions could be minimized.*

## autores



**Carlos Alberto Dias**  
Universidade Estadual do Norte  
Fluminense (UENF)  
Laboratório de Engenharia e Exploração  
de Petróleo (Lenep)

[diaslenep@gmail.com](mailto:diaslenep@gmail.com)

**Carlos Alberto Dias** possui graduação em Física pela Faculdade Nacional de Filosofia (FNFi) em 1961, mestrado em Física do Estado Sólido pelo Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas (CBPF) em 1963, onde pertenceu ao quadro científico de 1962 a 1964. Obteve mestrado e doutorado em Engineering Science/Geophysics, pela University of California (UC), Berkeley, nos anos de 1965 e 1968, respectivamente. Ao regressar, ainda em 1968, fundou quatro instituições de ensino e pesquisa e uma fundação de apoio a pesquisa: em 1969, onde em 1997 se transformou em Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da Universidade Federal da Bahia (CPGG/UFBA); em 1972, o que se tornou em 1984 o atual Instituto de Geociências da Universidade Federal do Pará (IG/UFPA); em 1977, assessorando a Universidade Federal do Pará (UFPA), a Fundação de Amparo e Desenvolvimento da Pesquisa (Fadesp); em 1988, o Núcleo de Pesquisas Geofísicas Aplicadas a Prospecção de Hidrocarbonetos da Universidade Federal do Pará (NPGP/UFPA) e em 1994, o Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo da Universidade Estadual do Norte Fluminense (Lenep/UENF). Em 1978, liderou a criação da Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf). Publicou artigos científicos e registrou junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) patente internacional de invenção do método geofísico eletromagnético a multifrequência. Orientou monografias, teses de mestrado e de doutorado. Recebeu apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e agora recebe bolsa do Programa Professor Visitante Nacional Sênior - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior/Universidade Federal do Pará (PVNS-Capes/UFPA) e apoio da Petrobras.



**Olivar Antônio Lima de Lima**  
Universidade Federal da Bahia (UFBA)  
Centro de Pesquisa em Geofísica e  
Geologia (CPGG)

[olivar@cpgg.ufba.br](mailto:olivar@cpgg.ufba.br)

**Olivar Antônio Lima de Lima** possui graduação e mestrado em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), nos anos de 1967 e 1970, respectivamente. Doutorou-se em Geofísica pela Universidade Federal da Bahia (UFBA), em 1979. Realizou pós-doutorado em Petrofísica (1989-1990) no Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade do Texas (A&M), Austin. Ingressou na UFBA em 1969, onde ocupa o cargo de professor titular do Instituto de Geociências (IGEO). É bolsista pesquisador do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) nível IB. Suas áreas de interesse de pesquisa são: aplicação de métodos elétricos e eletromagnéticos na exploração de petróleo, água subterrânea e problemas ambientais; propriedades físicas das rochas e perfilagem geofísica de poços. É sócio fundador da Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf) e membro ativo da Society of Exploration Geophysicists (SEG) e da European Association of Petroleum Geoscientists & Engineers (EAGE).



**Hédison Kiuity Sato**

Universidade Federal da Bahia (UFBA)  
Centro de Pesquisa em Geofísica e  
Geologia (CPGG)

[sato@cpgg.ufba.br](mailto:sato@cpgg.ufba.br)

**Hédison Kiuity Sato** é coordenador do Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia da Universidade Federal da Bahia (CPGG/UFBA), coordenou os cursos de graduação e pós-graduação em Geofísica da UFBA e convênios. É professor associado do Instituto de Geociências (IGEO), tendo iniciado a carreira acadêmica em 1975. É formado em Engenharia Eletrônica no Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA) e concluiu o mestrado e o doutorado em Geofísica Aplicada na UFBA. Ministra disciplinas do currículo dos cursos de graduação e pós-graduação em Geofísica, tendo ministrado, por anos, disciplinas de Geofísica para o curso de graduação em Geologia. Possui artigos publicados em revistas internacionais e nacionais, com participação em congressos internacionais e nacionais. O ensino e a pesquisa têm sido voltados principalmente para os métodos geofísicos eletromagnéticos/elétricos, envolvendo a polarização elétrica induzida e potenciais e, especialmente nos últimos 10 anos, a pesquisa concentra-se em projetos na área de petróleo, financiados pela Financiadora de Estudos e Projetos (Finep), Petrobras e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

