



Imageamento Bidimensional de IP-resistividade com Sistema EM Multifrequência na Exploração e Monitoramento de Reservatórios de Petróleo

Olivar A. L. de Lima* (CPGG/UFBA), Carlos A. Dias (LENEP/UENF) e Hédison K. Sato (CPGG/UFBA)

Copyright 2011, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

In this work we discuss the results of two experiments, performed using a new prototype of the multi-frequency EM method proposed by Dias (1968), over on-shore know oil fields of Recôncavo and Espírito Santo basins. The processed EM results are presented as 2D images of apparent resistivity and induced polarization parameter using a consistent plotting procedure developed by Dias and Sato (1981) and improved by Machado et al. (2009). Four 3.5 km transects were surveyed across Araças area to delineate the extent of an oil occurrence within sandstones of São Sebastião Formation, containing fresh to saline ground waters. Eight 5.5 km transects were performed across São Mateus area to map its underground geological structure up to 2.4 km depth. The electrical images, controlled by seismic and well log data, allow to recognize the following features: (i) the interfaces between lithologies of strong electrical contrasts as shales, sandstones, limestones and salt rocks; (ii) an inferred oil-water contact in some São Sebastião sandstones; (iii) sub vertical zones of large resistivity and IP contrasts, representing faults and fracture zones filled with conducting minerals or hydrocarbon residues. These results stretchen the possibility to use the multi-frequency EM method in the direct detection of hydrocarbons, as well as for monitoring the performance of injection procedures for enhanced oil recovery.

Introdução

O método eletromagnético a multifrequência (EMMF), usado para medir a resistividade e o efeito de polarização elétrica induzida, foi proposto por Dias (1968) e patenteado no Canadá (Dias e BNDE, 1973). Presentemente, está em uso um protótipo de sexta geração, construído pela empresa Phoenix Geophysics sob encomenda e supervisão de C. A. Dias.

Os primeiros experimentos com esse método no Brasil foram realizados em conexão com a exploração de depósitos de sulfetos metálicos em terrenos cristalinos pré-cambrianos do estado da Bahia, na região do vale do Rio Curaçá (Sato, 1979).

No início do segundo milênio diversos trabalhos experimentais de campo foram executados para testar a viabilidade do uso de métodos eletromagnéticos na exploração e produção de petróleo. A maioria desses experimentos envolveu o emprego de métodos eletromagnéticos no domínio do tempo usando técnicas transientes (Eidesmo et al, 2002; Ellingsrud et al., 2002; Cardador et al., 2003; Constable, 2010).

O Brasil foi pioneiro no uso de técnicas EM multiespectrais (Dias et al., 2001). Os primeiros testes empregando o método EM a multifrequência, nas áreas de E&P de petróleo, foram realizados na Bahia, em conexão com projetos que envolveram a cooperação entre o CPGG/UFBA e o LENEP/UENF e receberam financiamentos conjuntos da FINEP/CT-PETRO e da PETROBRAS (Dias et al., 2005; 2006).

Neste trabalho, se analisa e discute os resultados de dois experimentos efetuados com o método eletromagnético a multifrequência (EMMF) realizados em campos produtores de petróleo da bacia do Recôncavo (área de Araçás) e da parte emersa da bacia do Espírito Santo (área de São Mateus). O objetivo básico desses experimentos foi o de testar o emprego do método EMMF na detecção direta de hidrocarbonetos, na caracterização petrofísica de zonas de falhas e na identificação de fluidos diferentes compartilhando os poros e fissuras de reservatórios, localizados em diferentes contextos estratigráficos e estruturais. Além disso, se buscou também delinear halos de sulfetos metálicos e outras alterações diagenéticas relacionadas com os processos de migração e acumulação de petróleo.

Sistema EMMF e procedimentos de campo

O sistema EMMF usado neste trabalho é composto de dois componentes: a) um sistema transmissor consistindo de uma grande espira quadrada disposta sobre o terreno, com lados que podem variar até 600 m de comprimento, a depender das mínima e máxima profundidade de investigação. A espira é conectada a unidades de potência, de controle e a um grupo gerador capaz de fazer circular nela correntes alternadas com 139 valores de frequências, variando no intervalo de 0,2 Hz a 1,097 kHz (Fig. 1). A potência do sistema é suficiente para obter sinais distintos até separações transmissor-receptor da ordem de 9,0 km. Os ciclos de corrente são iniciados em instantes predefinidos com auxílio de um receptor GPS ("Global positioning system").



Figura 1 – Sistema transmissor com espira, moto-gerador e unidades de transmissão e controle (no veículo).

Três unidades receptoras são conectadas diretamente a três bobinas helicoidais, de alta precisão, dispostas sobre o terreno e niveladas em alinhamento com o centro da espira transmissora. Essas unidades são controladas por microcomputadores que registram e armazenam a amplitude e a fase do campo magnético atuante em cada bobina (Fig. 2). A fase do campo é referenciada à corrente na espira transmissora com a ajuda de antenas GPS.



Figura 2 – Unidades de recepção mod. V8, com três canais para medidas de campo magnético via bobinas.

A experiência com o método EMMF na área de Fazenda Alvorada e algumas modelagens numéricas mostraram a existência de variações sensíveis no sinal EM, quando ocorrem afastamentos na horizontalidade da espira transmissora ou quando há grandes desníveis topográficos entre transmissor e receptor. Por isso, alguns cuidados devem ser tomados na escolha de sítios de assentamento das espiras.

Na área de Araçás foram selecionadas quatro áreas relativamente planas para instalação de espiras transmissoras de 400m de lado. As linhas do levantamento EMMF foram irradiadas dos centros dessas espiras e delimitadas para cobrir a área de exploração

definida (o topo do antiformal de Floresta) com estações equiespaçadas de 100 m entre si. A estrutura antiformal, controlada por falhas de gravidade, envolve vários pacotes de arenitos argilosos intercalados com espessos follhelhos, que constituem a Formação São Sebastião.

Na área de São Mateus foram definidos cinco locais para instalação de espiras transmissoras de 600 m de lado. Em geral, foi usada uma espira para cada linha de levantamento de orientação leste-oeste e extensão de 5,5 km. Estações receptoras foram instaladas ao longo dessas linhas, com espaçamento de 100m entre elas.

Processamento e construção de imagens

Parte do processamento é efetuada durante a aquisição dos dados, com base num tratamento estatístico realizado em cada unidade receptora. Uma inspeção visual dos resultados representados como sondagens no domínio da frequência, permite aceitar ou rejeitar/repetir as leituras de uma dada estação (Fig. 3). No escritório, dados esparsos contaminados por ruídos aleatórios são interpolados por um esquema de filtragem mediana usando largura de filtro de cinco pontos de frequências.

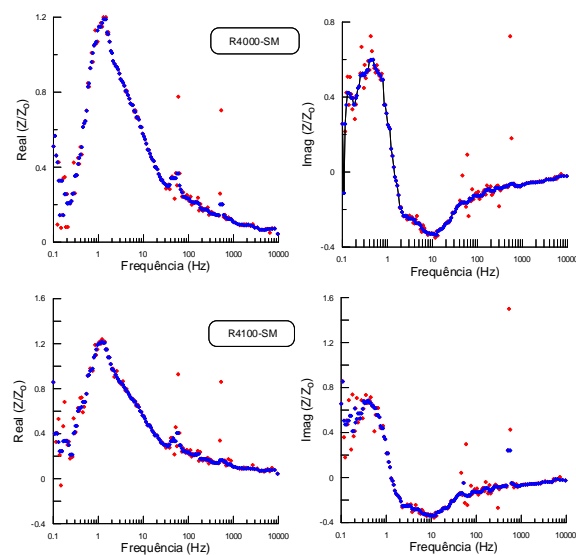


Figura 3 – Dados observados nas estações 4000 e 4100 da linha SM-8.

O par de valores medidos, em cada frequência (partes real e imaginária da impedância mútua entre a espira transmissora e a bobina receptora em mínimo acoplamento), é usado para computar, de acordo com Dias (1968) e Machado et al. (2009), o par de valores de $(\rho_a, \sigma_a/|\sigma_a|)$, para o semi-espço homogêneo equivalente.

Os pontos da subsuperfície, aos quais se associam os pares de valores computados, são determinados usando o seguinte procedimento proposto por Dias e Sato (1981) e modificado por Machado e Dias (2009). Para uma dada estação receptora, se procura o ponto que lhe é mais próximo, no lugar geométrico dos pontos que estão a uma fração definida do "skin depth vertical"

de uma fonte dipolar situada no centro da espira sobre um semi-espaço homogêneo e isotrópico.

Essas várias etapas de processamento e transformação são realizadas automaticamente num programa escrito por Sato (inédito) e as imagens finais resultantes são construídas usando o pacote gráfico GMT (“Generic mapping tools”) (Wessel e Smith, 1998).

Interpretação dos resultados

Nas Figuras numeradas de 4 e 5 vem mostradas as seções geolétricas obtidas ao longo de duas das linhas levantadas na área de Araçás, aqui referidas como 2BR e 2DR. Na parte superior dessas figuras são mostradas as imagens da função resistividade aparente (ρ_a) e, na parte inferior, a do parâmetro de polarização induzida aparente ($\sigma/|\sigma_a$).

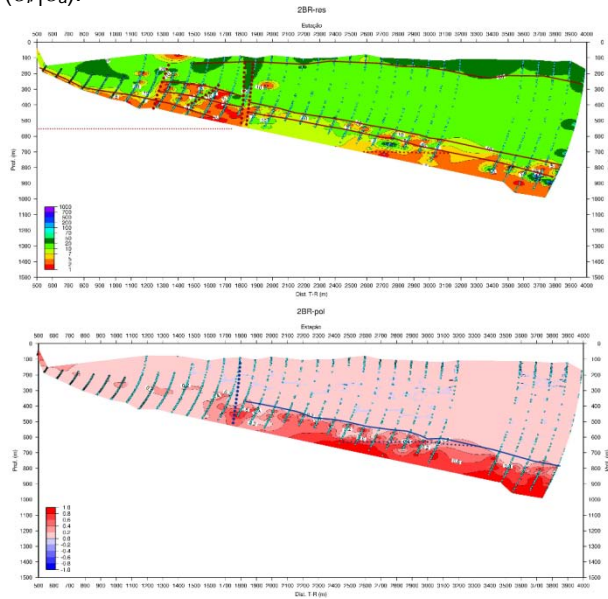


Figura 4 – Seções de resistividade e de parâmetro de IP aparentes obtidas ao longo da linha 2BR.

Na seção de ρ_a da Figura 4 estão delineadas algumas interfaces geolétricas interpretadas como contatos entre diferentes unidades litológicas da Formação São Sebastião. A parte superior da seção, definida por cores esverdeadas, representa espessos pacotes arenosos, com delgados folhelhos intercalados, saturados de água doce. O intervalo condutor delimitado por valores de ρ_a entre 1 e 7 $\Omega.m$ corresponde a espessos pacotes de folhelhos intercalados com siltitos e arenitos finos, conforme identificado em perfil geofísico de poço, na vizinhança dessa linha. Está bem demarcada nas seções a aba norte do antiformal de Floresta e algumas estruturas sub-verticais, interpretadas como falhas de gravidade. A zona da falha principal é associada a uma anomalia condutiva na base, e aumenta de resistividade nos horizontes arenosos. A norte dessa falha se ressalta, abaixo de um condutor interpretado como folhelhos, um intervalo no qual a resistividade está mais elevada (entre 20 e 100 $\Omega.m$), o qual se supõe representar um pacote arenoso contendo hidrocarbonetos no topo. Uma porção inferior condutiva e de

alta polarizabilidade, mais para norte, deve corresponder à interface entre a zona parcialmente saturada com hidrocarbonetos e a de água salobra na formação, neste intervalo de profundidade. A linha vermelha pontilhada na Fig. 4 demarca o contato água doce/água salgada, interpretado dos perfis elétricos do poço mencionado.

A Figura 5, referente à linha 2DR, mostra a presença de intervalos mais argilosos na Formação São Sebastião mas, nesse caso, seus arenitos mais inferiores estão completamente saturados de água salobra. As linhas pontilhadas na seção de ρ_a demarcam a transição água doce/água salgada no sistema aquífero, enquanto as linhas cheias representam contatos folhelhos/arenitos. Há também indícios de zonas de falhas, agora delineadas como corpos tabulares mais condutivos logo acima dos contatos arenitos-folhelhos. À leste da falha indicada, as linhas azuis pontilhadas definem uma zona de IP acima do “background” e que aumenta de valor de oeste para leste. Novamente, pode se tratar de um halo de pirita disseminada na formação.

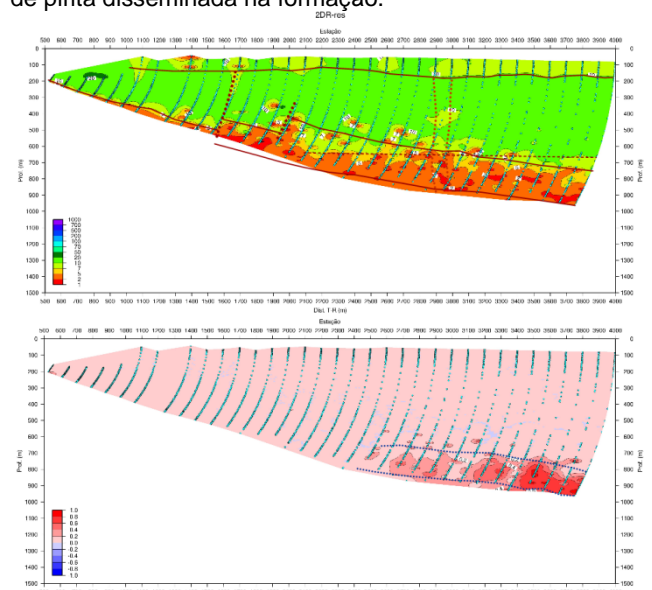


Figura 5 – Seções de resistividade e de parâmetro de IP aparentes obtidas ao longo da linha 2DR.

Os intervalos condutores demarcados nas seções representam uma sequência predominantemente constituída de folhelhos com intercalações de siltitos e arenitos finos, argilosos, a qual contém marcos elétrico de reconhecimento regional na bacia. No perfil do poço de referência essa sequência tem espessura de 160 m. Abaixo dela há um espesso pacote arenoso de quase 100m de espessura, na base da Formação São Sebastião, o qual gradua para folhelhos e siltitos da Formação Pojuca.

Nas figuras 6 e 7 estão as imagens geolétricas construídas para as linhas SM-4 e SM-6 obtidas na área de São Mateus, ES. Nelas vêm mostrados os modelos geológicos interpretados usando, conjuntamente, as informações de resistividade aparente e do parâmetro de polarização induzida.

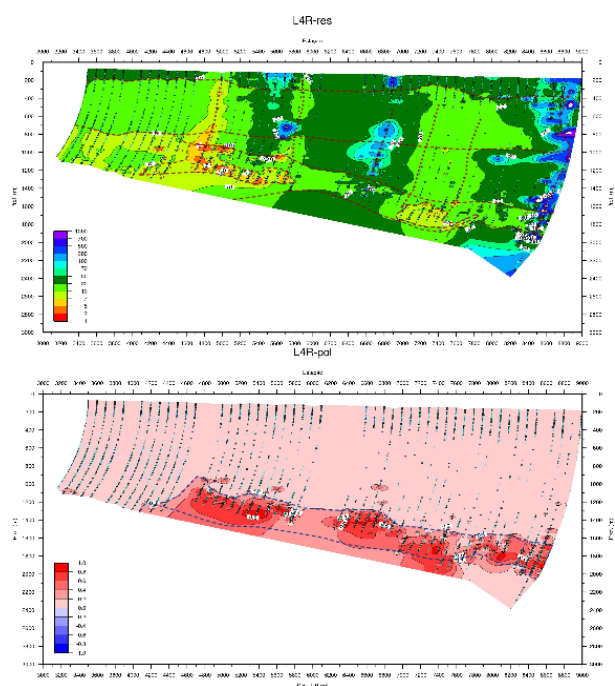


Figura 6 – Seções de resistividade e parâmetro de IP aparentes obtidas ao longo da linha SM-4.

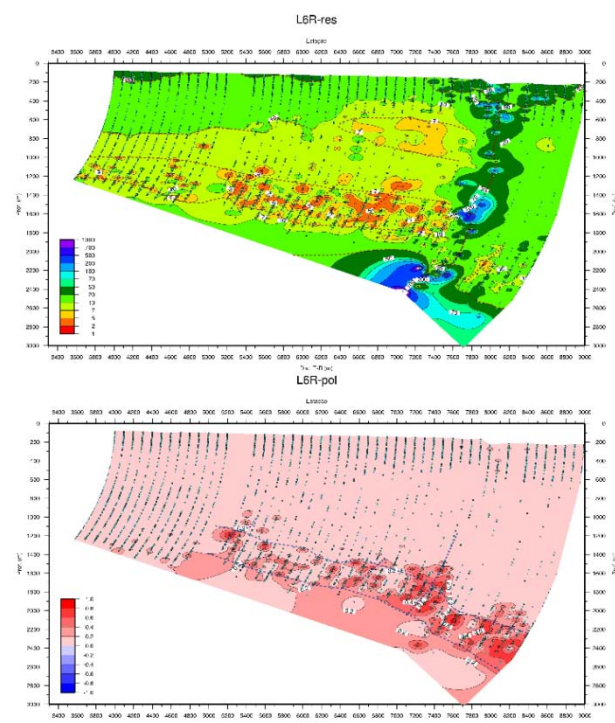


Figura 7 – Seções de resistividade e de parâmetro de IP aparentes obtidas ao longo da linha SM-6.

Em cada uma dessas figuras estão delineadas as principais interfaces geoeletricas identificadas como contatos geológicos, discordâncias, falhas e/ou zonas de alterações hidrotermais e, inclusive a posição do topo dos depósitos de salgema. Cada seção interpretada foi comparada com a seção sísmica correspondente e com perfis geofísicos de poços.

Na Figura 6 merecem destaque as seguintes feições: (i) as estreitas faixas subverticais mais condutivas que suas rochas encaixantes, presentes sob as estações 5000, 5900, 7400 e 7900m. Com auxílio de seções sísmicas, verificou-se que elas correspondem a zonas de fraturas, com raízes em falhas mais profundas, as quais seccionaram a seqüência de preenchimento pré-rifte da bacia, inclusive o topo do sal. Tais estruturas, referidas como chaminés, são frequentes em várias bacias petrolíferas do mundo (Nourallah et al., 2010). Os valores mais baixos de resistividade e os de IP ligeiramente mais altos sugerem alterações diagenéticas causadas por fluidos aquecidos emanados de profundidades; (ii) estreitas faixas subverticais mais resistivas que suas rochas encaixantes (estações 6900 e 8800), que parecem representar estruturas similares preenchidas com fluidos mais resistivos, provavelmente, hidrocarbonetos.

Conclusões

Nas seções geoeletricas de Araçás e São Mateus foram delineadas várias interfaces e estruturas, com contrastes de resistividade e de parâmetro de IP, as quais são associadas a: (i) variações litológicas; (ii) presença de falhas, discordâncias, e zonas de alterações diagenéticas; e (iii) variações de conteúdo de fluidos (água, óleo e gás).

Os efeitos elétricos observados e a sensibilidade desses parâmetros às alterações causadas pela ação de fluidos intersticiais indicam um futuro promissor para o emprego do método EMMF em procedimentos de recuperação avançada de petróleo.

Em combinação com dados sísmicos e geofísicos de poços se poderá também empregá-lo no mapeamento de campos de porosidade, permeabilidade, de argilosidade e de saturação de fluidos. Além disso, se poderá mapear frentes de injeção e zonas de inundação de reservatórios submetidos a processos de injeção forçada de fluidos.

Agradecimentos

Os autores agradecem aos geofísicos da PETROBRAS (CENPES, UO-ES e UO-BA), Eduardo Faria, Fábio Rodamilans, Fernando Taboada e Marco Schinelli pelo apoio entusiástico e consistente dado aos projetos EMMF; aos geólogos e geofísicos Flávio Tschiedel, José Anaisse, Juliana Alencar e José Martinho pelas valiosas sugestões e discussões durante os períodos em que trabalhamos juntos em Salvador/BA e em Vitória/ES. As agências de financiamento e apoio à pesquisa FINEP/CT-PETRO, PETROBRAS, FAPESP e CNPq pelo suporte aos projetos de pesquisa com o método EMMF, e por bolsa de produtividade em pesquisa. Os projetos aqui envolvidos se incluem no âmbito do INCT de Geofísica do Petróleo do CNPq.

Referências

Cardador, M. H., Cuevas, A. L., Watanabe, H., Saito, A., Wada, K., Ishikawa, H. e Okuzumi, K., 2003, Experimental evaluation of hydrocarbon detection with the Long-Offset Time-Domain electromagnetic method in the

- Cretaceous carbonates of the Tampico-Misantla Basin, Mexico: *Journ. Applied Geophysics*, **52**, 103-122.
- Constable, S., 2010, Ten years of marine CSEM for hydrocarbon exploration. *Geophysics*, **75**, 75A67-75A81.
- Dias, C. A., 1968, A non-grounded method for measuring electrical induced polarization and conductivity. *Ph. D. Dissertation, University of California, Berkeley*, 260p.
- Dias, C. A. e BNDE, 1973, Non-grounded method of geophysical exploration: *Patent no 920.660, Issued Feb. 6, 1973, Class 324-9 C.R.C. 1, Filed May 31, 1971, Ottawa, Canada.*
- Dias, C. A. e Sato, H. K., 1981, A multifrequency electromagnetic method for interpretation of IP and resistivity: Theory and experimental work using a system operating in the range 21 to 43,008Hz. 51th Internat. Meet. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstract, **1**, 27-28.
- Dias, C. A., Sato, H. K., Yamashita, M., Carrasquilla, A., Sampaio, E. E. S., Lima, O. A. L. e Loures, L. G. C. L., 2001, A multi-frequency inductive 5th generation EM system for geophysical exploration: *7th Internat. Congress of SBGf*, Expanded Abstracts CD-ROM.
- Dias, C. A., Sato, H. K. e Lima, O. A. L., 2005, Multi-frequency EM method for hydrocarbon detection and for monitoring fluid invasion during oil recovery. 75th Annual Meeting Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstract CDROM, Texas.
- Dias, C. A., Lima, O. A. L., Sato, H. K. e Moraes, J. A. C., 2006, Contribution to oil exploration and development – A successful inductive EM survey on-shore Brazil. 68th EAGE Conf. & Exhib., Expanded Abstract CD-ROM, Vienna.
- Eidesmo, T., Ellingsrud, S., MacGregor, L. M., Constable, S., Sinha, M. C., Johansen, S., Kong, F. N. e Westerdahl, H., 2002, Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas: *First Break*, **20**, 144-152.
- Ellingsrud, S., Eidesmo, T., Johansen, S., Sinha, M. C., Macgregor, L. M., e Constable, S., 2002, Remote sensing of hydrocarbon layer by seabed logging (SBL): Results from a cruise offshore Angola: *The Leading Edge*, **10**, 972-982.
- Machado, M. V. B., 2009, Estudo analítico e aplicação do método eletromagnético a multi-frequência ao mapeamento e à identificação de fluidos em reservatórios continentais de petróleo. *Tese de Doutorado, Universidade Federal do Norte Fluminense*, 130p, Macaé.
- Machado, V. B. M., Dias, C. A. e Sato, H. K., 2009, Desenvolvimentos no processamento de dados eletromagnéticos obtidos com o protótipo de um sistema indutivo a multi-frequência aplicado a campos de petróleo. 11^o Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf), Salvador, BA.
- Machado, V. B. M. e Dias, C. A., 2009, Determinação da zona do semi-espaço condutor de maior influência para medidas realizadas por um sistema eletromagnético a multi-frequência operando da superfície do semi-espaço. 11^o Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGf), Salvador, BA.
- Nourollah, H., Keetley, J. e O'Brien, G., 2010, Gas chimney identification through seismic attribute analysis in the Gippsland Basin, Australia. *The Leading Edge*, **29**, 896-901.
- Sato, H. K., 1979, Método eletromagnético para interpretação de polarização induzida e resistividade, usando o protótipo de um sistema a multi-frequência: *Dissertação de Mestrado, Univ. Federal da Bahia, Salvador*.
- Wessel, P e Smith, W. H. F., 1998, New improved version of Generic Mapping Tools released. *EOS Trans. Amer. Geophys Union*, **76**(3), 579.