

MODELAGEM DE DADOS mCSEM 3D USANDO COMPUTAÇÃO PARALELA

Victor Cezar Tocantins de Souza¹ (UFPA), Luiz Rijo² (UFPA)

¹ victortocantins@gmail.com

² rijo@amazon.com.br

Desenvolvemos a modelagem numérica de dados marine controlled-source electromagnetic (mCSEM) em modelos tridimensionais de exploração de hidrocarbonetos usando computação paralela. O modelo tem como referência três camadas estratificadas, formado pelo ar, o mar e o sedimento encaixante com um fino reservatório enterrado. Mostramos o paralelismo dos dados mCSEM 3D num levantamento multitransissor, em que para cada posição do transmissor, nós temos um diferente modelo direto. Para isso, usamos a biblioteca MPI e a abordagem cliente servidor. Observamos que quando a largura e o comprimento do reservatório são da ordem de magnitude, as respostas *in-line* são muito similares e o efeito tridimensional não é detectado. Por sua vez, quando a diferença da largura e do comprimento do reservatório é grande, o efeito 3D é detectado pelas medidas *in-line* na maior dimensão do reservatório.

1. Exploração de Petróleo, 2. Seabed Logging, 3. mCSEM

1. INTRODUÇÃO

A exploração de hidrocarbonetos em águas profundas representa uma atividade de custo muito elevado na indústria do petróleo. Assim, o desenvolvimento de novas técnicas em geofísica tornam-se imprescindíveis na redução do risco exploratório. Em torno de sete anos atrás uma nova técnica de investigação geofísica, baseada no método eletromagnético de fonte controlada, tem sido utilizada com grande sucesso no suporte à sísmica para a exploração de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas (Constable; Srnka, 2007). Esta técnica denominada *marine Controlled-Source ElectroMagnetic* - mCSEM usa uma fonte do tipo dipolo elétrico horizontal (DEH) móvel próximo ao fundo do mar, e um arranjo de receptores de campos eletromagnéticos que se encontram depositados no fundo oceânico. Os campos eletromagnéticos (EM) registrados nos receptores são combinações das energias difundidas através da coluna d'água e das camadas do fundo oceânico. A idéia desta técnica é extrair informações geológicas sobre a estrutura do embasamento a partir dos registros destes campos.

Neste trabalho apresentamos o paralelismo dos dados mCSEM 3D em ambiente de computação paralela (*cluster*), utilizando a biblioteca MPI (Pacheco, 1997). Uma vez que, no levantamento mCSEM o transmissor do sinal eletromagnético é um dipolo elétrico móvel. E tal qual no levantamento sísmico, para cada posicionamento do transmissor temos um modelo direto diferente, implicando em um problema naturalmente paralelizável em relação às posições dos transmissores. A abordagem tridimensional do método mCSEM é feita através da formulação dos potenciais acoplados magnético $\mathbf{A}$ e elétrico ϕ apresentado em Badea et al. (2001). Os campos espalhados são recuperados via derivada numérica desses potenciais que são solucionados através da técnica dos elementos finitos.

2. O MÉTODO mCSEM

O objetivo do método mCSEM é detectar e caracterizar reservatórios de hidrocarbonetos em subsuperfície usando energia eletromagnética (EM). Este método usa um dipolo elétrico horizontal (DEH) como fonte e um arranjo de receptores de campo eletromagnético, que se encontram no fundo oceânico. O dipolo transmissor emite um sinal eletromagnético de baixa frequência que se difunde em todas as direções (Eidesmo, et al., 2002), como ilustra a Figura 1, para o caso unidimensional.

Apesar da recente aplicação na indústria de exploração, o método mCSEM tem sido desenvolvido desde o início dos anos 80, no Scripps – Scripps Institution of Oceanography (Constable e Srnka, 2007), onde a primeira solução no domínio da frequência, baseada numa versão modificada da representação das equações de Maxwell pelos potenciais de Hertz, foi desenvolvida para modelos estratificados (Chave e Cox, 1982).

Para os nossos problemas unidimensionais, resolvemos o campo elétrico nos receptores, usando a formulação proposta por Rijo (Souza, 2007), baseada na decomposição em ondas planas e nos potenciais de Schelkunof (Ward e Hohmann, 1988). Como uma aplicação desta abordagem, simulamos o modelo canônico 1D apresentado por Constable e Weiss (2006), como ilustra a Figura 2. Nesse modelo, o reservatório de hidrocarbonetos de resistividade de 100 Ωm e espessura de 100m está enterrado a uma profundidade de 1000 m num semi-espaço encaixante de 1 Ωm . A resistividade do mar é considerada ser igual a 0.3 Ωm em toda sua extensão vertical de 1000m. A modelagem foi realizada numa frequência de 1 Hz, nas coordenadas $x = 0$, $y = 0$ e $z = 970$ m do dipolo elétrico horizontal.

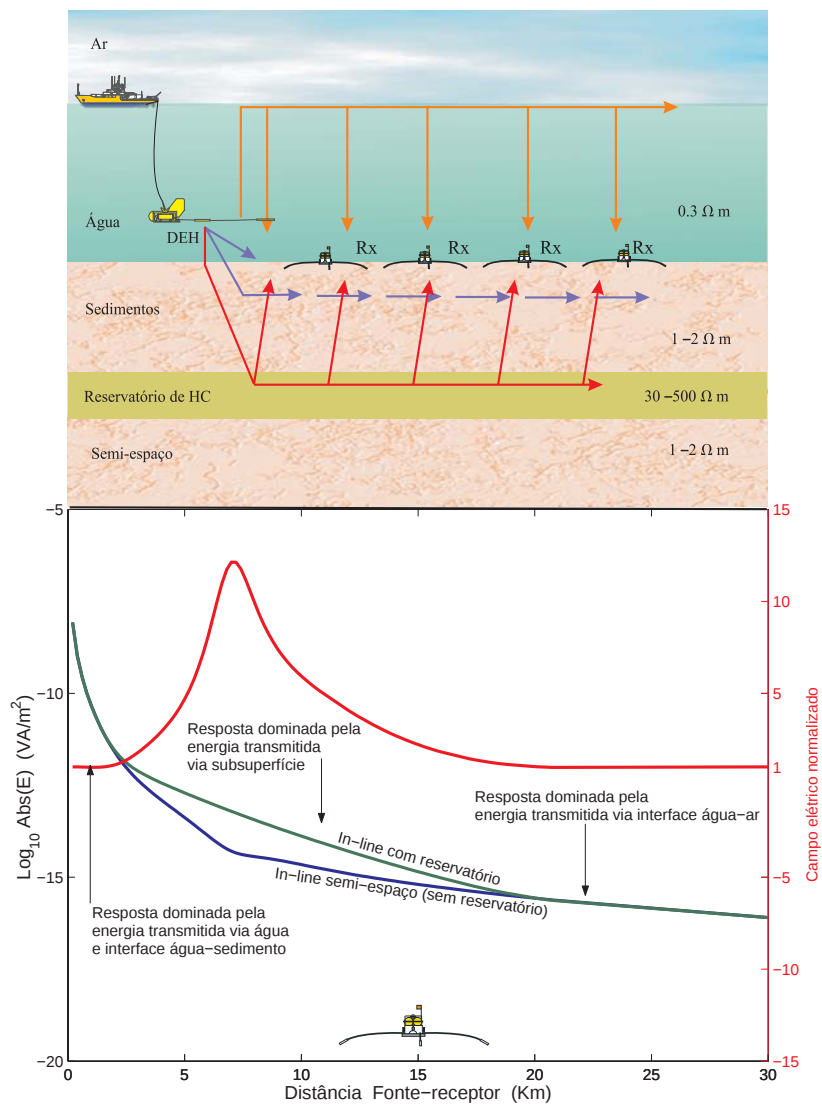


Figure 1. Representação de um levantamento do método mCSEM e sua resposta para o caso 1D.

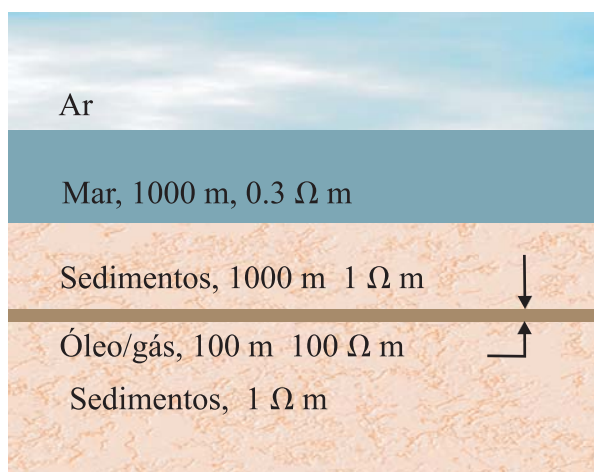


Figure 2. Modelo canônico 1D (Constable e Weiss, 2006).

A Figura 3 ilustra as respostas em amplitude do campo elétrico radial com a presença do reservatório (HC) e sem a presença do reservatório (NOHC) para o levantamento *in-line*.

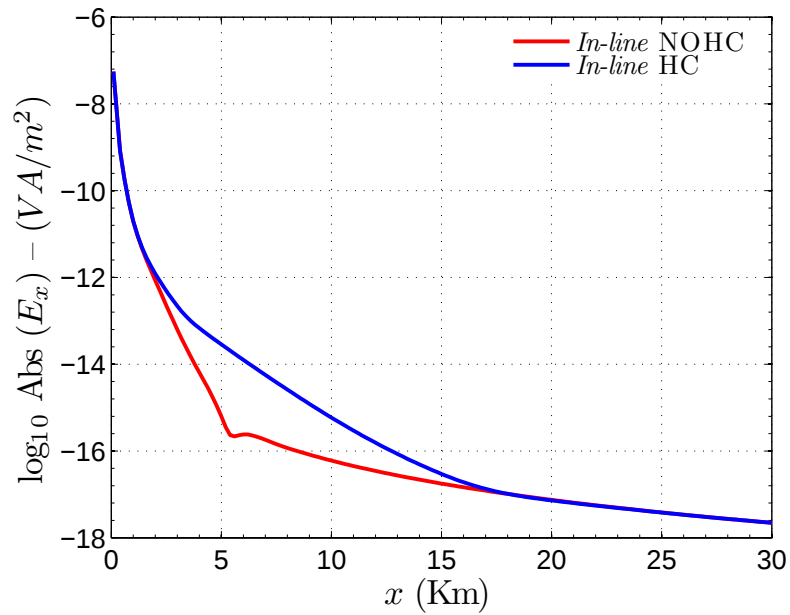


Figure 3. Resposta *in-line* da amplitude em função do espaçamento fonte-receptor para o modelo canônico proposto por Constable e Weiss, 2006.

As curvas em fase desses campos estão apresentadas na Figura 4. Observando essas duas figuras verificamos que as respostas da nossa formulação 1D condizem com os resultados apresentados por Constable e Weiss, 2006.

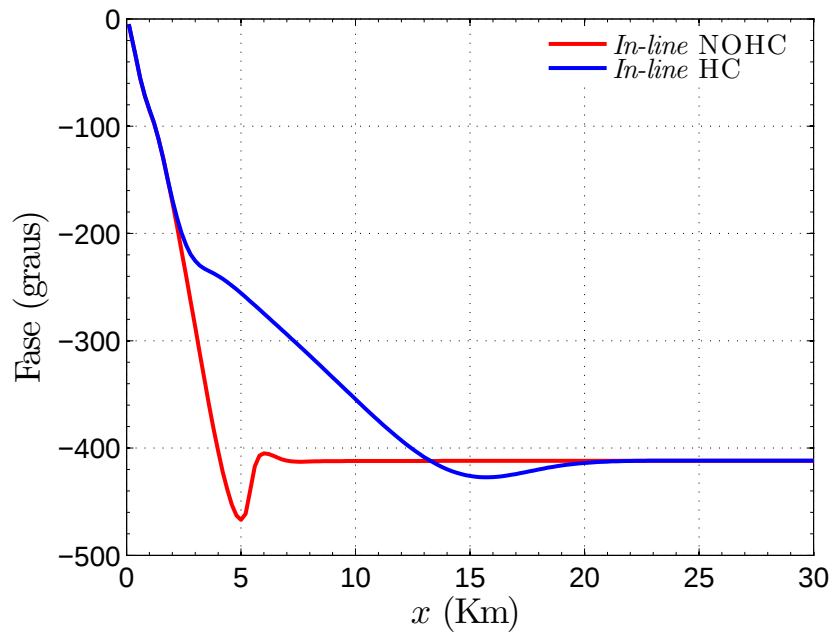


Figure 4. Resposta *in-line* da fase em função do espaçamento fonte-receptor para o modelo canônico proposto por Constable e Weiss, 2006.

É importante termos completo controle sobre o problema 1D, uma vez que esse servirá de modelo primário para a modelagem numérica 3D, como veremos na próxima seção.

3. METODOLOGIA

Nesta seção apresentamos a modelagem numérica do método mCSEM em três dimensões. Para isto, o problema será formulado em termos dos potenciais acoplados vetor magnético e escalar elétrico (Badeal et al, 2001; Biró e Preis, 1989).

3.1 A formulação do método mCSEM via os potenciais EM acoplados

Sejam as equações de Maxwell no domínio da frequência para um meio isotrópico, livres de cargas e não magnético. Se considerarmos uma dependência temporal do tipo $e^{i\omega t}$ em regime quasi-estático, podemos representá-las da maneira usual:

$$\nabla \cdot (\epsilon_0 \mathbf{E}) = 0 \quad (1)$$

$$\nabla \times \mathbf{H} - \sigma \mathbf{E} = \mathbf{J}_0 \quad (2)$$

$$\nabla \cdot (\mu_0 \mathbf{H}) = 0 \quad (3)$$

$$\nabla \times \mathbf{E} - i\omega\mu_0 \mathbf{H} = \mathbf{0} \quad (4)$$

Notamos que para a equação (2), o termo da fonte elétrica é representado por um vetor densidade de corrente externa $\mathbf{J}_0$. Agora, decompondo o campo elétrico e o campo magnético como a soma de uma componente primária $[\mathbf{E}^p, \mathbf{H}^p]$ mais uma componente secundária $[\mathbf{E}^s, \mathbf{H}^s]$, e que a condutividade do meio seja igual a do modelo primário estratificado σ^p mais uma parcela anômala $\Delta\sigma$ em determinada região. Podemos escrever as seguintes relações $\mathbf{E} = \mathbf{E}^p + \mathbf{E}^s$, $\mathbf{H} = \mathbf{H}^p + \mathbf{H}^s$ e $\sigma = \sigma^p + \Delta\sigma$.

Substituindo essas relações nas equações (1) – (4) teremos as equações para os campos secundários

$$\nabla \cdot (\epsilon_0 \mathbf{E}^s) = 0 \quad (5)$$

$$\nabla \times \mathbf{H}^s - (\sigma^p + \Delta\sigma) \mathbf{E}^s = \Delta\sigma \mathbf{E}^p \quad (6)$$

$$\nabla \cdot (\mu_0 \mathbf{H}^s) = 0 \quad (7)$$

$$\nabla \times \mathbf{E}^s - i\omega\mu_0 \mathbf{H}^s = \mathbf{0} \quad (8)$$

A partir das equações (7) e (8) podemos definir os potenciais vetor magnético $\mathbf{A}^s$ e escalar elétrico Φ^s secundários, seguindo os trabalhos de Hou e Torres-Verdin, 2003, 2004.

$$\mathbf{H}^s \equiv \nabla \times \mathbf{A}^s \quad (7)$$

$$\mathbf{E}^s \equiv -i\omega\mu_0 \mathbf{A}^s + \nabla \Phi^s \quad (8)$$

Em termos desses potenciais EM, a equação (6) torna-se a equação rotacional do rotacional:

$$\nabla \times \nabla \times \mathbf{A}^s - i\omega\mu_0 \sigma \mathbf{A}^s + \sigma \nabla \Phi^s = \mathbf{J}^s \quad (9)$$

em que $\mathbf{J}^s = \Delta\sigma \mathbf{E}^p$. A discretização da equação (9) leva a matrizes assimétricas de elementos finitos e a possibilidade de surgimentos de modos espúrios instáveis (Badea et al., 2001; Everett et al., 2001). Para evitar estas dificuldades, aplicamos a identidade vetorial

$$\nabla \times \nabla \times \mathbf{A}^s = -\nabla^2 \mathbf{A}^s + \nabla \nabla \cdot \mathbf{A}^s \quad (10)$$

e incorporamos o calibre de Coulomb $\nabla \cdot \mathbf{A}^s = 0$ à equação (9) tornando-se a primeira equação em termos de potenciais $\mathbf{A}^s$ e Φ^s

$$\nabla^2 \mathbf{A}^s - i\omega\mu_0 \sigma (\mathbf{A}^s + \Phi^s) = -\mathbf{J}^s \quad (11)$$

para qual a forma discretizada é numericamente estável.

Na derivação de (11) nós definimos o potencial escalar reduzido $\Phi^s \equiv i\omega\mu_0\varphi^s$, que levará a uma matriz de elementos finitos simétrica.

A equação vetorial (11), não é suficiente para solucionar os quatros potenciais EM acoplados espalhados, A_x^s , A_y^s , A_z^s e φ^s sendo necessária mais uma relação entre esses potenciais. Tomando o divergente da equação (6), e lembrando da propriedade $\nabla \cdot \nabla \times \mathbf{H}^s = 0$, obtemos a relação adicional para o cálculo dos potenciais acoplados $\mathbf{A}^s$ e φ^s , que será efetuado pela solução do seguinte sistema

$$\nabla^2 \mathbf{A}^s - i\omega\mu_0\sigma(\mathbf{A}^s + \varphi^s) = -\mathbf{J}^s \quad (12)$$

$$i\omega\mu_0\nabla \cdot (\sigma\mathbf{A}^s) - i\omega\mu_0\nabla \cdot \nabla (\sigma\varphi^s) = \nabla \cdot \mathbf{J}^s \quad (13)$$

A técnica numérica utilizada e a dos elementos finitos descrita em Badea et al., 2001. Uma vez tendo os potenciais EM acoplados, podemos recuperar os campos eletromagnéticos espalhados via diferenciação numérica usando as relações (7) e (8).

3.2 O modelo de referência

Analisando os dois termos fontes das equações (12) e (13), representado pelo par $\mathbf{J}^s$ e $\nabla \cdot \mathbf{J}^s$, observamos que esses dependem de dois fatores: o primeiro fator é o contraste de condutividade entre a região anômala e o modelo primário e o segundo, é o campo elétrico primário na região anômala ao modelo de referência. Para o nosso problema do mCSEM 3D, esse modelo é formado pelas três camadas estratificadas, como mostra por exemplo a Figura 5, o modelo primário usado em todas as modelagens numérica apresentada neste trabalho.

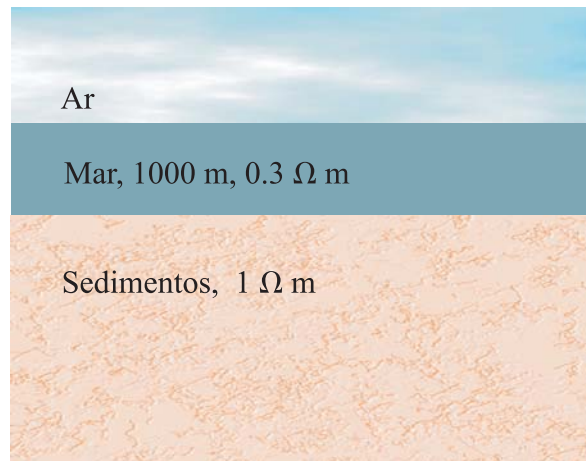


Figure 5. Modelo primário formado por três camadas estratificadas.

3.2 O modelo 3D

Os modelos 3D de reservatório simulados são formados por um corpo anômalo delgado ao modelo primário, como ilustra a Figura 6, em que temos um reservatório em forma de um fino hexaedro num meio homogêneo condutivo. Nessa figura, o reservatório possui uma resistividade de 100 Ωm com extensões em x de 10Km e em y de 5Km, sua espessura é de 100m e está encaixado num meio de resistividade igual a 1 Ωm. Os nossos reservatórios

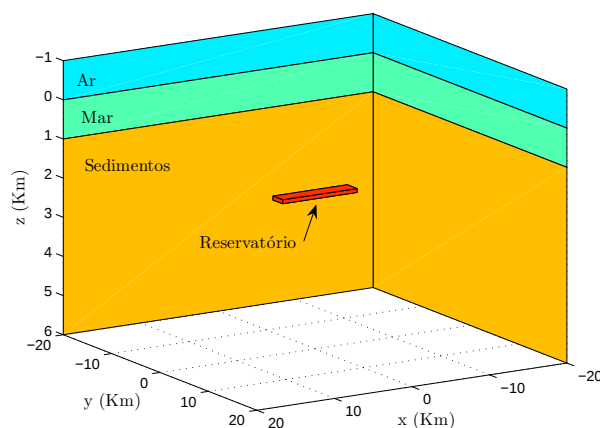


Figure 6. Modelo geolétrico 3D representando um reservatório na forma de um fino prisma.

serão caracterizados por esses tipos de modelos, sempre referenciados pela sua largura em x , o seu comprimento em y e sua espessura, como mostra a seção z - x , ilustrada na Figura 7 e a seção z - y , mostrada pela Figura 8.

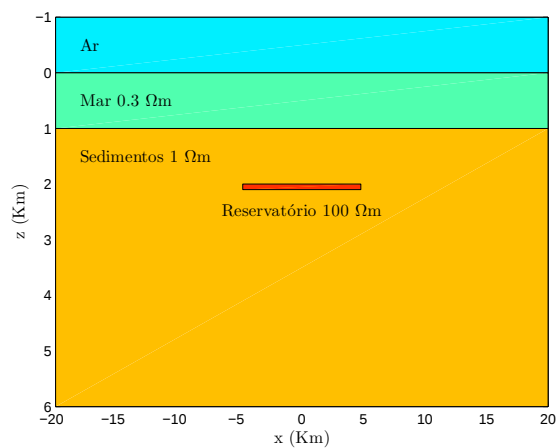


Figure 7. Seção z - x do modelo ilustrado na Figura 6.

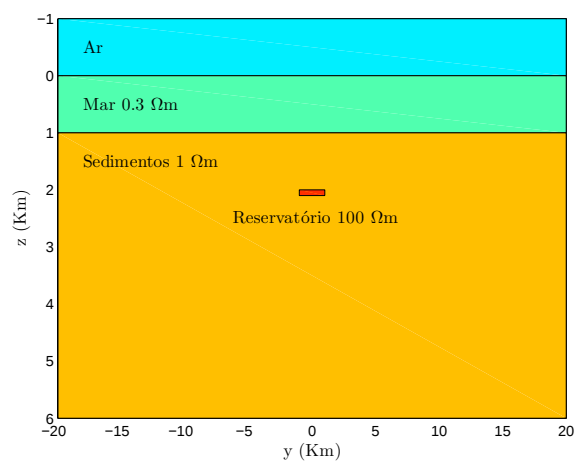


Figure 8. Seção z - y do modelo ilustrado na Figura 6.

4. RESULTADOS mCSEM 3D

Os experimentos apresentados a seguir têm como modelo primário três camadas estratificadas, representando o ar, o mar e o semi-espaço encaixante, a resistividade do mar e do semi-espaço é igual a $0.3 \Omega m$ e $1 \Omega m$ respectivamente, a profundidade do mar é igual a 1000m, como ilustra a Figura 5. O primeiro experimento simulado, que chamamos de modelo “genuinamente 3D”, uma vez que as dimensões do reservatório são bem diferentes entre si, possui largura de 9.6Km, comprimento de 2Km de espessura de 100m, com o seu topo a uma profundidade de 1000m.

O paralelismo do problema foi feito para 7 nós, que representa 7 posições de fonte do tipo dipolo elétrico horizontal (DEH) numeradas de 1 a 7 e operando numa única frequência de 0.125Hz. Os dados de entrada foram feitos no administrador (nó 0). A Figura 9 ilustra as respostas obtidas em amplitude de E_x para esse arranjo de fontes. Os sete dipolos elétricos estão simetricamente posicionados em $x = -7.5 \text{ Km}$, $x = -5 \text{ Km}$, $x = -2.5 \text{ Km}$, $x = 0 \text{ Km}$, $x = 2.5 \text{ Km}$, $x = 5 \text{ Km}$ e $x = 7.5 \text{ Km}$, todos na mesma profundidade de $z = 970 \text{ m}$. As coordenadas em y para os sete dipolos horizontais são iguais a 0 Km . Para efeito de comparação entre as curvas NOHC e HC, a resposta do modelo de referência para o dipolo central, DEH 4, é mostrada pela curva tracejada em preto.

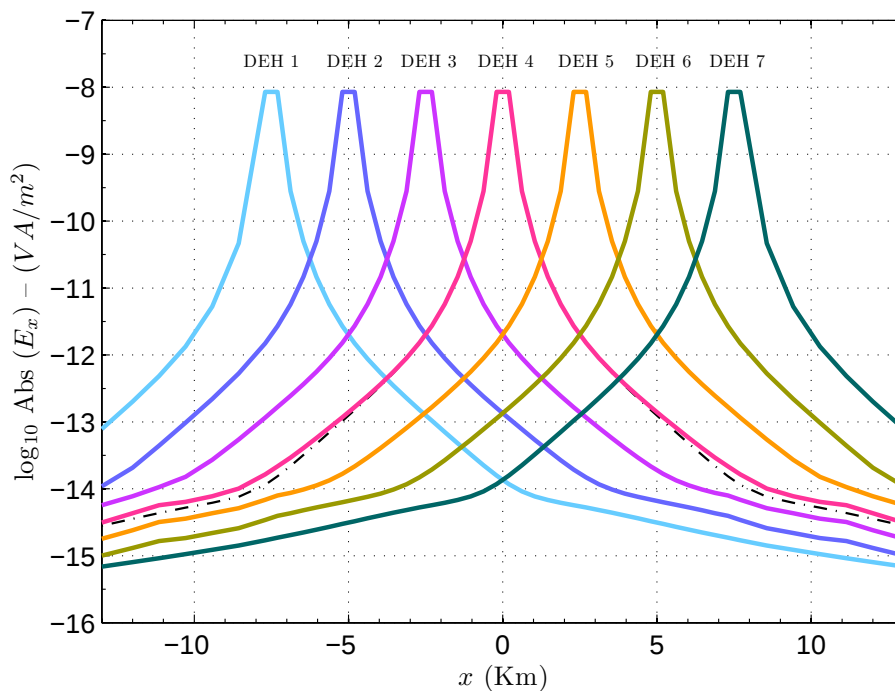


Figure 9. Resposta em amplitude de E_x in-line para as sete posições do DEH do modelo “genuinamente 3D”.

As respostas do campo E_x normalizadas pelos seus respectivos campo primário são apresentadas pela Figura 10.

Observamos nessa, que a curva normalizada para os dipolos elétricos 1 e 7 estão próximos a 1. Isto quer dizer que as fontes estão tão distantes do reservatório que não são capazes de detectar o alvo. Vemos também que as anomalias produzidas pelos dipolos 5 e 3 são maiores do que a conseguida para o dipolo central, DEH 4. Isto porque, as fontes 5 e 3 “iluminam” uma parte maior do reservatório do que a fonte central. Também, observamos nas partes finais das curvas um comportamento não suave dos gráficos. A razão para isso, é que nesta região a malha é pouco discretizada, o que afeta a precisão das derivadas numéricas dos potenciais secundários. Esta limitação é decorrente da memória RAM de cada nó do cluster limitada em apenas 2Gbytes.

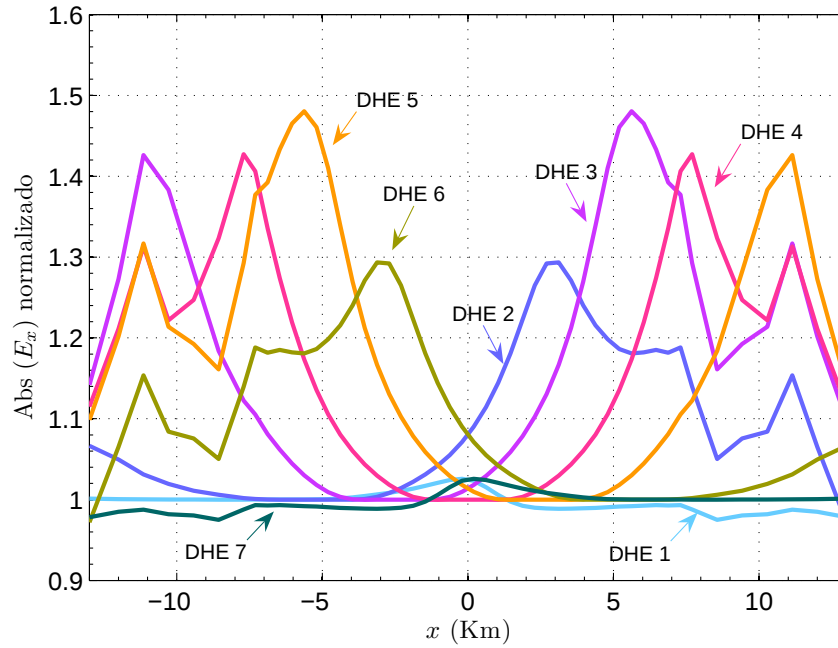


Figure 10: Amplitudes normalizadas para a configuração in-line para as sete posições do DEH do modelo apresentado na Figura 9.

No segundo experimento simulamos um modelo de reservatório com a largura muito próximo ao seu comprimento, o reservatório apresenta 9.6 Km de largura, 10 Km de comprimento e espessura de 100 m. O motivo do reservatório ter 9.6 Km de largura e não 10 Km é que temos dois transmissores em $x = -5\text{Km}$ e $x = 5\text{ Km}$, o que ocasionaria singularidades nos cálculos dos campos primários, como a resposta são muito próximas, decidimos não alterar a geometria do reservatório para efeito de comparação ao primeiro experimento. A Figura 11 apresenta os resultados em amplitudes de E_x na geometria *in-line*.

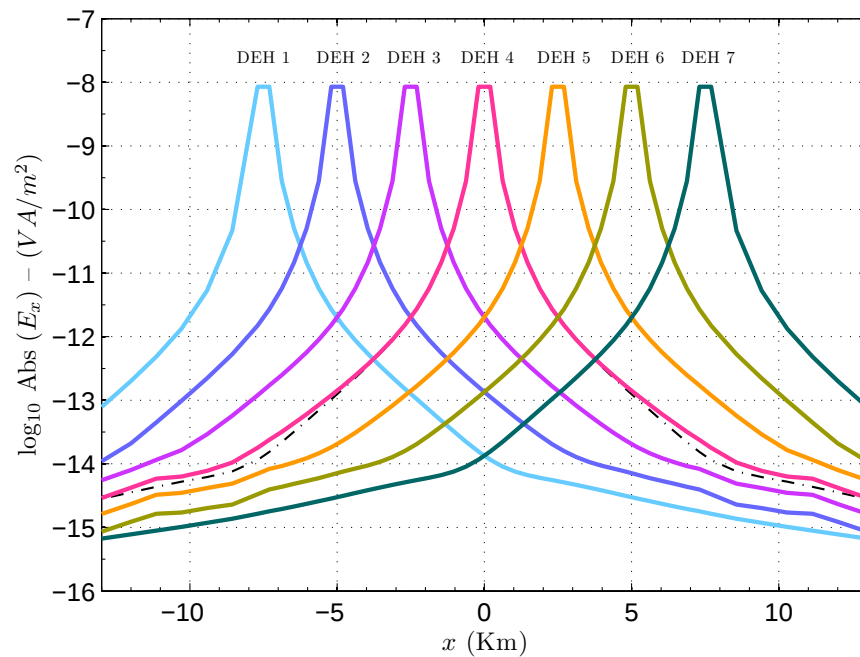


Figure 11. Amplitudes normalizadas para a configuração *in-line* para as sete posições do DEH.

A execução paralela deste experimento foi também executada para sete transmissores, e as posições dos DEH estão simetricamente em relação ao reservatório e se mantiveram inalteradas em relação ao primeiro. Analisando diretamente as curvas obtidas na Figura 9 e na Figura 11 não percebemos o efeito do aumento do reservatório. Entretanto, se normalizarmos as curvas obtidas no experimento 2 pelas suas correspondentes curvas de referência, notaremos um aumento na anomalia, como ilustra a Figura 12. Nessa figura observamos que as anomalias (curvas para os dipolos 3 e 5) são superiores a 60%, maiores do que as anomalias conseguidas no experimento 1, que não chegavam a 50%. Com isto, observamos o efeito do comprimento do reservatório. Se o comprimento é bem menor que a largura, o efeito 3D é detectado na resposta *in-line*. Por sua vez se a largura é da mesma ordem de grandeza da largura este efeito já não é percebido facilmente, e o modelo se comporta como um modelo bidimensional.

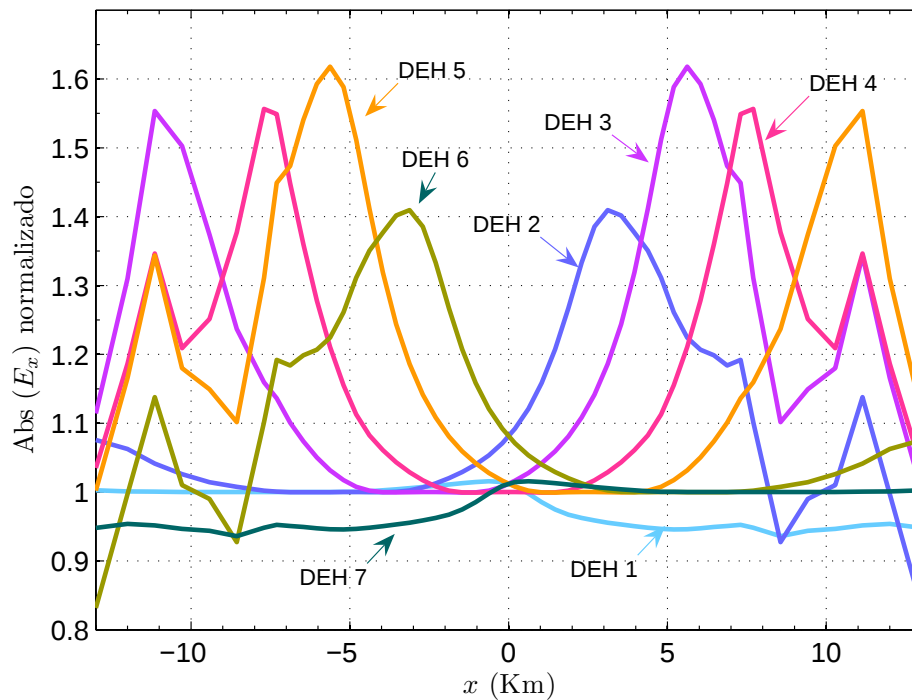


Figure 12. Amplitudes normalizadas para a configuração *in-line* para as sete posições do DEH do modelo apresentado na Figura 11.

5. CONCLUSÃO

Os modelos de reservatórios analisados neste trabalho se limitaram a simples modelos prismáticos, caracterizado por sua fina espessura em relação a sua largura e seu comprimento. Esses modelos reproduzem na geologia lentes de reservatórios, e são muito comuns em bacias sedimentares. Observamos que quando a largura o comprimento desses reservatórios estão na mesma ordem de grandeza, as respostas *in-line* são muito semelhantes e o efeito tridimensional não é detectado. Já se tivermos uma grande diferença nos tamanhos da largura e do comprimento do reservatório, é possível detectar este efeito em medidas *in-line* na maior dimensão do reservatório. Se a medida for na menor dimensão esse efeito também não é detectável, visto que o modelo 3D se aproxima de um modelo bidimensional. Em termos de paralelismo concluímos que a metodologia empregada é de rápida implementação. A paralelização para multitransmissores foi feita usando a biblioteca MPI. A principal finalidade desta paralelização era a redução do tempo de processamento. Observamos que as respostas obtidas foram na mesma ordem do problema serial, com o acréscimo do tempo de latência de transmissão de dados entre os nós clientes e o nó servidor. O que justifica o seu uso no mCSEM 3D, onde se tem uma fonte móvel.

6. AGRADECIMENTOS

Este trabalho teve suporte do Programa de Recursos Humanos da ANP -- PRH/ANP-06 e CTPETRO/CNPq-46295/00-8. Os autores gostariam de agradecer ao Curso de Pós-Graduação em Geofísica -- UFPA e aos pesquisadores deste curso.

7. REFERÊNCIAS

- BADEA, E. A.; EVERETT, M. E.; NEWMAN, G. A.; BIRO, O. Finite-element analysis of controlled-source electromagnetic induction using Coulomb-gauged potentials. **Geophysics**, 66: p.789-799, 2001.
- BIRÓ, O.; PREIS, K. On the use of the magnetic vector potential in the finite element analysis of three-dimensional eddy currents. **IEEE Trans. Magn.**, 25: p.3145-3159, 1989.
- CONSTABLE, S. C.; SRNKA, L. J. An introduction to marine controlled-source electromagnetic methods for hydrocarbon exploration. **Geophysics**, 72: p.WA3-WA12, 2007.
- CONSTABLE, S. C.; WEISS, C. J. Mapping thin resistors and hydrocarbons with marine EM methods: Insights from 1D modeling. **Geophysics**, 71: p.43-51, 2006.
- CHAVE, A. D.; COX, S. C. Controlled electromagnetic source for measuring electrical conductivity beneath the oceans 1. Forward problem and model study. **J. Geophys. Res.**, 87, NO. B7: p.5327-5338, 1982.
- EIDSMO, T.; ELLINGSRUD, S.; MACGREGOR, L. M.; CONSTABLE, S.; SINHA, M. C.; JOHANSEN, S.; KONG, F. N.; WESTERDAHL, H. Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas. **First Break**, 20: p.144-152, 2002.
- EVERETT, M. E.; BADEA, E.; SHEN, L.; MERCHANT, G.; WEISS, C. 3-D finite element analysis of induction logging in a dipping formation. **IEEE Trans. Geosci. Remote Sens.**, 39: p.2244-2252, 2001.
- HOU, J.; TORRES-VERDIN, C. Finite-difference modeling of borehole induction data in the presence of 3D electrical conductivity anisotropy using coupled scattered potentials. SEG INT. EXPOSITION AND 74th ANNUAL MEETING, 2004, Denver. **Expanded abstract...** Tulsa: SEG, 2004.
- _____. Finite-difference modeling of EM fields using coupled potentials in 3D anisotropic media: applications to borehole logging. SEG INT. EXPOSITION AND 73th ANNUAL MEETING, 2003, Dallas. **Expanded abstract...** Tulsa: SEG, 2003.
- PACHECO, Peter S. **Parallel programming with mpi**. San Francisco: Morgan Kaufmann, 1997.

3D mCSEM DATA MODELING USING PARALLEL COMPUTATION

We develop the numerical modeling of marine controlled-source electromagnetic (mCSEM) data in three-dimensional models of hydrocarbon exploration using parallel computation. The models have as reference three stratified layers, formed by the air, the sea and the sediment host with a thin three-dimensional reservoir buried. We show the parallelism of the mCSEM 3D data in a multitransmitting survey, where for each transmitter position we have a different forward model. For this, we use MPI library and the client server approach. We observe that when the width and the length of this reservoir are in the same magnitude order, the \textit{in-line} responses are very similar and the three-dimensional effect is not detected. In turn, when the difference in the sizes of the width and the length of the reservoir is great, the effect 3D is detected in \textit{in-line} measures of the biggest dimension of the reservoir.

1. Oil exploration, 2. Seabed Logging, 3. mCSEM

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.