



Modelagem de dados magnetotelúricos na parte emersa da Bacia Potiguar, Brasil.

Paula Romero¹² e Emanuele F. La Terra²

1. Universidade Federal Fluminense
2. Strataimage Geofísica
3. MCT/ Observatório Nacional

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

The geophysics has several tools for exploring the subsurface; the most used techniques are related to the propagation of acoustic waves, such as seismic reflection. However, imaging under certain geological features with compositional heterogeneity or high velocities is a hard task to interpreters and have to be carefully treated during seismic processing. Thus, alternative methods can be applied to solve problems caused by seismic reflections masked or ignored.

The magnetotellurics method (MT) uses measurements of the electric and magnetic fields on the terrain surface to estimate the distribution of resistivity in the subsurface. Whereas layers that typically cause problems for seismic (basalts, carbonates and salt bodies) have resistivities higher than in adjacent sediments, this method is able to define both the top and base of these features. So, this method can be used as a tool to help and improve seismic geophysical exploration of the Earth.

The Potiguar basin (Brazil) is strategically important in the composition of energy resources of Brazil. This basin is considered semi-mature, however, some alternatives have been applied to maintain or increase production of oil and gas. Most of the exploratory effort in Potiguar Basin applies seismic techniques to study the geology of the subsurface. However, Potiguar has a shallow carbonate layer that often masks some geological features in the seismic imaging.

The main purpose of this study is to analyze the magnetotellurics method in Potiguar

Basin. To this goal, we simulated four situations in this basin based in geological information. The results can be used both to evaluate the method in sedimentary basin with the same characteristics as Potiguar basin, how to design configurations of possible acquisitions of MT data in the area.

Introdução

A produção doméstica de petróleo e gás no Brasil está concentrada em oito províncias principais incluídas nas bacias de Solimões, Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo, Campos e Santos.

Dentro do contexto da produção nacional de petróleo, a Bacia Potiguar se destaca pela sua produção diária, exercendo um papel importante na economia nacional. A bacia está em primeiro lugar no ranking de produção de hidrocarbonetos em terra (ANP, 2008), possuindo, em 2008, 72 campos de óleo e gás. Até 2007 foram produzidos 686,35 milhões de barris de óleo e 22, 646 bilhões de metros cúbicos de gás.

A ANP, em 2008, classificou a bacia como semi-madura, considerando que ainda há possibilidade de novas descobertas com o aumento dos esforços exploratórios ou o aumento na razão de recuperação do óleo em campos já existentes.

As ferramentas geofísicas aplicadas na Bacia Potiguar possibilitaram um bom conhecimento da geologia de sub-superfície, mesmo que algumas técnicas, como a sísmica, apresentem problemas de investigação devido a feições litoestratigráficas. Até 2008 foram realizados um total de 114.000 km de levantamento de sísmica 2-D e aproximadamente 13.334 km² de sísmica 3-D (ANP, 2008). No entanto, os maiores

volumes de informações provem de perfilagem de poço e análise de testemunho. Até 2008 foram perfurados 7.158 poços, tanto exploratórios como explotatórios (ANP, 2008).

Mesmo com uma grande área explorada através do método sísmico, este apresenta problemas para imagear a subsuperfície devido à presença de uma espessa camada carbonática posicionada em pequenas profundidades da Bacia Potiguar (Formação Jandaíra). O imageamento sísmico abaixo de formações de alta velocidade e não homogêneas tem sido uma tarefa complexa para processadores e intérpretes mesmo com os avanços tecnológicos atuais. Carbonatos comumente causam dificuldade em levantamentos de sísmica de reflexão porque a reverberação excessiva dentro dessas camadas mascara as reflexões das estruturas abaixo dela (Hoversten *et. al.* 1998).

A resistividade elétrica fornece informações complementares fundamentais nessa situação, já que carbonatos apresentam valores de resistividade normalmente dez vezes maiores que sedimentos adjacentes nas bacias sedimentares. Devido a este grande contraste de resistividade, os métodos elétricos e eletromagnéticos podem atuar como ferramenta de auxílio à sísmica no intuito de mapear algumas estruturas e resolver eventuais problemas de ambiguidade.

O método magnetotelúrico (MT) permite estimar a condutividade elétrica em subsuperfície através de medidas na superfície do terreno das variações dos campos elétrico e magnético.

O objetivo deste trabalho é simular a resposta do método MT para situações geológicas encontradas na Bacia Potiguar. Foram simulados dois perfis, o primeiro é uma seção geológica geral da bacia e o segundo é uma seção esquemática de um sistema petrolífero desoberto na áreas.

Contexto Geológico

A bacia sedimentar Potiguar está localizada na região nordeste do Brasil, entre os estados do Rio Grande do Norte e Ceará. Possui uma área de 48.000

km², destes, aproximadamente 21.500 km² estão na porção emersa da bacia.

A bacia é limitada a noroeste pelo Alto de Fortaleza, que a separa da bacia sedimentar do Ceará, a leste pelo Alto de Touros, separando-a da Bacia Paraíba e ao sul seu limite são as rochas do embasamento cristalino.

Localizada na margem equatorial brasileira, a bacia Potiguar faz parte do Sistema de Riftes do Nordeste Brasileiro (Bertani, *et. al.* 1980) com sua origem relacionada a esforços extensionais durante o Cretáceo Inferior, associados ao início do rifteamento que resultou na separação das placas africana e sul-americana.

A bacia Potiguar possui sedimentos de idade Neocomiana que atinge espessura de até 5000 metros. Esses sedimentos foram depositados em ambientes lacustrinos, lagunares, fluviais e marinho raso de acordo com a evolução tectônica da bacia. Seu arcabouço estrutural é composto por um conjunto de grábens assimétricos separados por altos do embasamento.

A porção emersa da bacia Potiguar está encaixada na parte norte da Província Borborema e é controlada por um sistema de riftes de direção NE-SW desenvolvidos ao longo do Eixo de Rifteamento Cariri-Potiguar (Matos, 1992). Sua evolução está relacionada com a formação da margem equatorial brasileira e a abertura do Oceano Atlântico Sul no Jurássico (Françolin & Szatmari, 1987).

A sedimentação na bacia pode ser dividida em três megassequências: a sequência Rifte (Cretáceo Inferior) é caracterizada por depósitos fluvio-deltáicos e lacustres da Formação Pendência e, na porção marinha, pela Formação Pescada. A sequência Pós-Rifte é representada por depósitos flúvio-deltáicos com os primeiros registros de invasão marinha (Formação Alagamar). O terceiro estágio, a sequência Drifte é caracterizada por uma sequência fluvio-marinha transgressiva (Formações Açu, Ponta do Mel, Quebradas, Jandaíra e Ubarama) e é recoberta por sedimentos clásticos e carbonáticos associados à regressão marinha (Formação Ubarama, Tibau e Guamaré). Ainda existem registros vulcânicos associados à Formação Macau, depositados entre o Eoceno e o Oligoceno.

O principal alvo de investigação deste trabalho é a Formação Jandaíra que compreende uma plataforma carbonática sobreposta ao arenito da Formação Açu. Consiste em calcarenitos bioclásticos e calcilutitos depositados em planície de maré, plataforma rasa e mar aberto.

Os sistemas petrolíferos principais da porção emersa da Bacia Potiguar são Alagamar-Açu e Pendência, sendo o principal produtor da bacia é o primeiro, constituído por folhelhos geradores negros depositados em ambientes lagunares da Formação Alagamar e os seus reservatórios dão os arenitos e conglomerados depositados em ambientes fluviais da Formação Açu. O sistema Pendência tem seu gerador e reservatório na formação de mesmo nome, sendo os geradores fácies pelíticas lacustres e reservatório fácies turbidíticas.

Modelagem e inversão de dados

A modelagem e a inversão de dados geofísicos são ferramentas fundamentais para a interpretação e compreensão da estrutura da Terra. Essas técnicas permitem que hipóteses sobre as características geológicas de subsuperfície sejam testadas (modelagem direta) ou inferidas (inversão) e então comparadas com os dados observados, com isso é possível gerar modelos mais próximos da realidade, mesmo que mais de um modelo possa se adequar aos dados observados.

Partindo que o método MT mede os campos elétricos e magnéticos ortogonalmente direcionados para norte (x) e leste (y) magnéticos e que a estrutura da Terra investigada pode apresentar características diferentes em relação ao comportamento de alguma propriedade física nas três direções de medidas (x, y e z), no caso do MT a propriedade física é a resistividade das rochas e minerais. Em uma Terra que a variação da resistividade seja só na direção Z (profundidade) chamamos de estrutura unidimensional (1-D). Se a resistividade da subsuperfície varia tanto em profundidade como na direção (x) ou (y), ou seja, lateralmente, a Terra é considerada bidimensional (2-D). Finalmente, se a resistividade variar em todas as direções, a Terra é

considerada tridimensional (3-D). O entendimento dessa classificação é essencial para construção de modelos representativos de qualidade.

Metodologia

Para construir os modelos diretos MT foram utilizados dados de perfilagem de poços e informações geológicas e geofísicas presentes na literatura. A modelagem consiste em três etapas básicas: construção de modelo inicial, geração de dados sintéticos e inversão desses dados sobre um meio espaço homogêneo. O objetivo é observar a qualidade da informação que o método MT retorna em determinadas situações geológicas.

Foram analisados três poços perfurados no campo de petróleo Fazenda Belém, CE. Esse campo está localizado sobre a plataforma de Aracati, portanto, apresenta pequena espessura (em média 700 metros) e sedimentos da Formação Jandaíra e Açu, não foram perfiladas as formações Alagamar e Pendência. Dos três poços utilizados, um é produtor subcomercial de óleo, um é descobridor de nova jazida e o último é seco.

A modelagem magnetotelúrica foi dividida em duas etapas. A primeira etapa consistiu em gerar um modelo inicial baseado em uma seção esquemática geológica da Bacia Potiguar. Em seguida, foram simuladas três situações de acumulação de petróleo, uma no campo Fazenda Belém, a segunda com modelo de acumulação do sistema petrolífero Alagamar-Açu e o último representando a acumulação no sistema Pendência.

Para construir o modelo *mesh* inicial que deu origem aos dados sintéticos, foram utilizados os valores de resistividade inferidos através dos perfis de poços. Onde não havia informação suficiente, valores do trabalho de Castelo Branco *et. al.* (2005) foram utilizados para Formação Pendência e valores teóricos para Formação Alagamar e os conglomerados do perfil. As resistividades atribuídas à Formação Alagamar e aos conglomerados foram definidas baseadas nas características deposicionais.

A tabela 1 expõe os valores de resistividade usados para a construção do modelo *mesh* inicial para todas as simulações.

Formação	Resistividade (ohm.m)
Jandaíra	180
Açu	7.5
Alagamar	50
Pendência	16
Conglomerados	100
Reservatórios	100 - 150
Embasamento	1600

Tabela 1: Valores de resistividades utilizados para modelagem MT.

Resultados e discussões

A simulação 1 foi feita sobre um modelo geológico generalizado da Bacia Potiguar, que passa pela Plataforma de Aracati, Gráben Boa Vista, Alto de Quixaba, Graben do Umbunzeiro e termina na plataforma lesta, com o sistema de falhas de Carnaúbas (Figura 1).

O principal objetivo desta simulação é verificar a resposta do método para as camadas litológicas constituintes da Bacia Potiguar, além de analisar se o método consegue imagear até a profundidade máxima da bacia, aproximadamente 4000 metros partindo de uma camada carbonática no topo. Essa informação é fundamental para que possa avaliar a eficácia do método em ambientes pouco propícios para sísmica (e. g. camada carbonáticas).

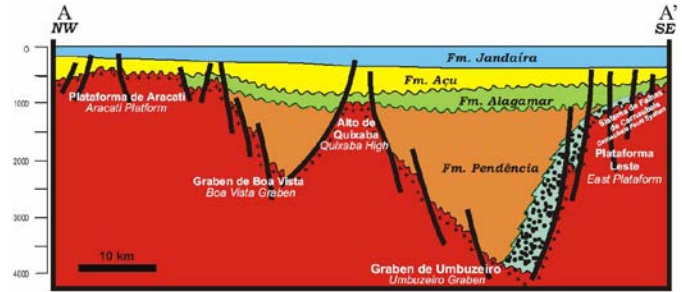


Figura 1: Modelo geológico da Simulação 1 (Fonte: ANP,2006)

O modelo *mesh* inicial (Figura 2) foi desenhado nas mesmas proporções do modelo geológico proposto e as células foram preenchidas com os valores de resistividade da tabela 1 para que os dados sintéticos fossem gerados. Como o modelo *mesh* é uma matriz de células nem sempre é possível representar todos os detalhes do perfil.

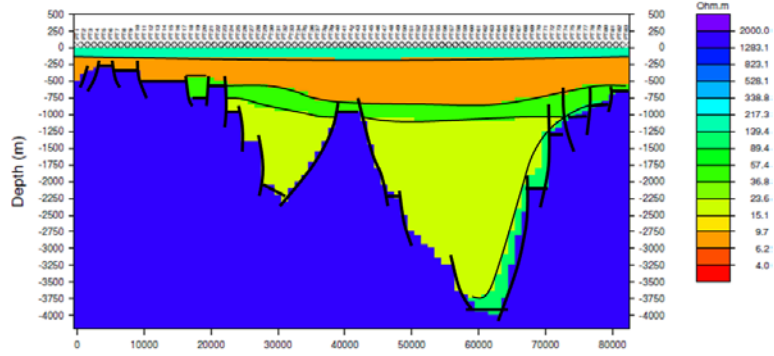


Figura 2: Modelo direto baseado no modelo geológico proposto

A partir do modelo *mesh* inicial (Figura 2) foram gerados dados sintéticos de resistividade e fase para as 83 estações do perfil nos modos (TE), campo elétrico E_x na paralelo ao strike geoeletrico e (TM) campo magnético H_x perpendicular ao strike. Esses dados foram utilizados para executar a inversão 2-D e analisar o resultado da aplicação do método MT na área de estudo.

O resultado da inversão mostra que o método MT conseguiu delimitar o topo do embasamento (tons de verde e azul – a partir de 110 ohm.m) com boa precisão de profundidade. A Formação Jandaíra foi muito bem recuperada pela inversão, inclusive sua espessura. As Formações Alagamar e Açu não são discretizadas devido aos seus valores de resistividade relativamente próximos.

Já a Formação Pendência pode ser notada com o aumento gradativo da resistividade, porém seu topo não está bem definido. O leque conglomerático tem valor de resistividade alto e foi incorporado ao embasamento durante a inversão. Apesar de o método mapear o formato e algumas falhas do embasamento, não conseguiu preservar os limites das camadas sedimentares intermediárias.

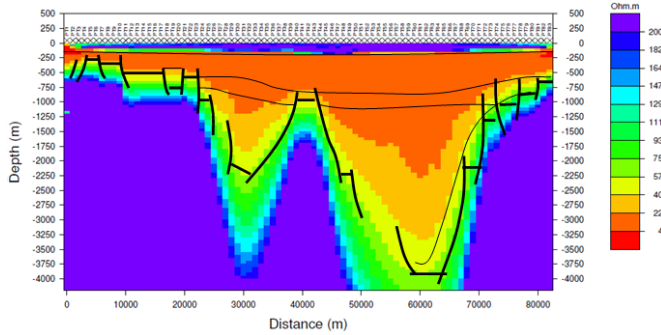


Figura 3: Resultado da inversão 2D para a simulação 1. As curvas em preto representam os limites litológicos derivados do modelo direto (Figura 2)

A simulação dois tem o objetivo de verificar o comportamento do método MT em ambientes de acumulação de hidrocarbonetos. Para isso, foi utilizada uma seção esquemática do play de petróleo correspondente ao sistema petrolífero Pendência, onde a rocha geradora e a reservatório localizam-se na formação de mesmo nome (Figura 4).

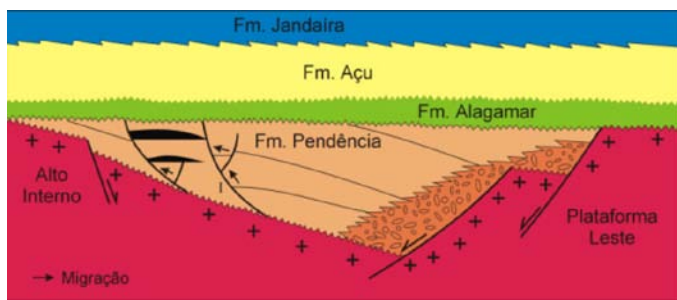


Figura 4: Modelo geológico porposto para simulação 2 (Fonte: ANP, 2006)

O modelo direto (Figura 5) foi construído respeitando as proporções do modelo geológico. A profundidade do modelo foi definida em 2500 metros e sua extensão em 25 quilômetros. O modelo mesh inicial (modelo direto) foi bem discretizado para a inversão recuperar os detalhes do modelo.

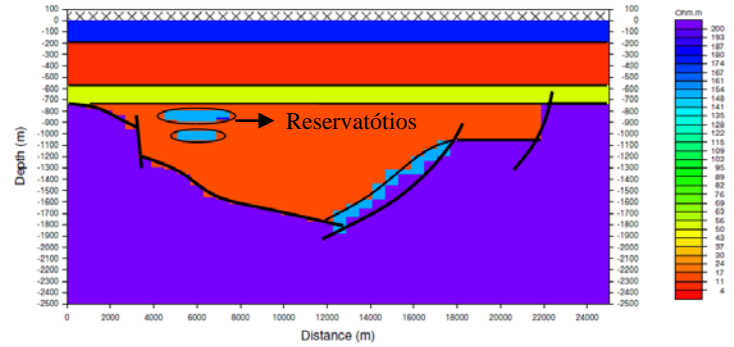


Figura 5: Modelo direto da simulação 2.

A inversão 2-D dos dados sintéticos gerados a partir do modelo inicial baseado na geologia (Figura 6) mostra que o resultado é consistente com a geologia proposta.

O arcabouço estrutural do embasamento teve suas profundidades bem recuperadas pela inversão, inclusive delimitando zonas de falhas e seus rejeitos especificados no modelo inicial. O conglomerado não pode ser diferenciado do embasamento por apresentar alta resistividade, o que fez com a inversão o considerasse parte deste embasamento.

A Formação Pendência, alvo das análises nesta simulação, foi bem discriminada na base, no entanto, no topo da camada não foi possível delimitar o limite entre ela e a Formação Alagamar, a qual não é bem caracterizada nesta simulação. Isso se dá por causa do baixo contraste de resistividade entre as duas formações (16 e 50 ohm.m, respectivamente) que é, aproximadamente.

A Formação Açú foi muito bem caracterizada através da inversão 2-D, já que esta apresenta bom contraste de resistividade entre as camadas sotoposta e sobreposta.

A Formação Jandaíra foi mapeada com sua profundidade exata, devido tanto ao seu alto valor de resistividade quanto a sua profundidade extremamente rasa.

As regiões de acúmulo de hidrocarbonetos puderam ser representadas, no entanto, não houve discriminação entre as duas reservas porque estas estão muito próximas uma da outra. Também não é possível determinar a geometria desses reservatórios devido à característica difusora da onda eletromagnética.

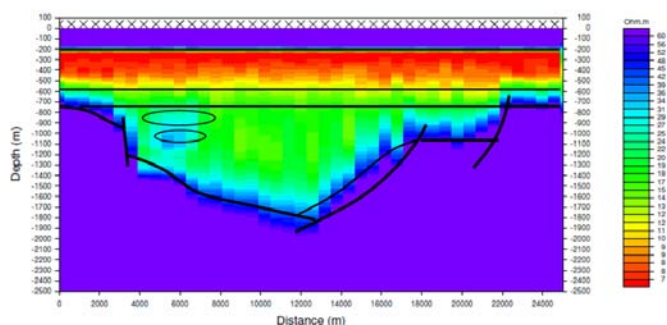


Figura 6: Resultado da inversão para a simulação 2. As curvas em preto representam os limites litológicos derivados do modelo direto (Figura 5).

Conclusões

Os resultados apresentados pelas inversões 2-D foram compatíveis com os modelos diretos iniciais e, conseqüentemente, com os modelos geológicos utilizados como ponto de partida para as quatro simulações. Foi possível mapear o arcabouço do embasamento e as espessuras dos pacotes sedimentares em todas as simulações

A simulação 1 mostrou que é possível mapear as principais feições da Bacia Potiguar utilizando espaçamento de estações de 1 km com razoável precisão tanto em profundidade como lateralmente.

A simulação 2 também apresentou resultados satisfatórios, mostrando que, além de auxílio a sísmica, o método pode ser empregado individualmente para caracterização de ambientes de acumulação de hidrocarboneto, desde que os espaçamentos entre estações sejam bem escolhidos.

O método MT encontrou problemas de imageamento diante de alvos pouco espessos e muito profundos, já que as grandes profundidades são investigadas através de sinais naturais de longos períodos.

A Formação Jandaíra, alvo de preocupação quando o método sísmico é aplicado sobre a Bacia Potiguar, foi muito bem mapeada nos modelos.

Uma limitação do método MT identificada durante as modelagens apresentadas, foi a dificuldade na discriminação entre camadas litológicas com resistividade próximas, como a Formação Alagamar e Pendência que

não foram bem identificadas em nenhuma simulação. Portanto, não é possível considerar que o método é um bom delimitador estratigráfico. A característica difusa do campo eletromagnético faz com que a resolução das investigações seja inferior aos métodos sísmicos, porém, já se tem uma boa resolução se comparado a sísmica quando se deseja mapear o topo do embasamento

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2008. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e gás natural Rio de Janeiro**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/anuario2008/MAPA_CD.html.

BERTANI, R.T., I.G. COSTA & MATOS, R.M.D. 1990. **Evolução tectonosedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar**, In: RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. (eds.), *Origem e evolução de bacias sedimentares*: Petrobras, Rio de Janeiro, p. 291-310.

CASTELO BRANCO, R. M. G., SOUZA, M. L., PINÉO, T. R. G., CASTRO, D.L., 2005; **Levantamentos geofísicos na porção sul da Bacia Potiguar**. UFCE/CPRM/FINEP. Fortaleza, Brasil, 2005.

HOVERSTEN, G.M, MORRISON, H.F. CONSTABLE, S.C., 1998. **Marine magnetotellurics for petroleum exploration, Part II: Numerical analysis of subsant resolution**. Geophysics 63, 826 (1998). Houston, EUA.

FRANÇOLIN, J.B.L. & SZATMARI, P. 1987. **Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira**. *Rev. Bras. Geociências*, São Paulo, 17(2): 196-207.

MATOS, R.M.D. 1992. **The northeast brazilian rifts system**. *Tectonics*, 11: 766-791.