

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

Instituto de Geociências, Departamento de Geologia

GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

PROJETO FINAL II

Modelagem e inversão de dados sintéticos
magnetotelúricos na Bacia Potiguar, Brasil.

Paula Romero Lopes

Orientador: Emanuele Francesco La Terra

Modelagem e inversão de dados sintéticos magnetotelúricos na Bacia Potiguar, Brasil.

Paula Romero Lopes

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Niterói

2010

Modelagem e inversão de dados sintéticos magnetotelúricos na Bacia
Potiguar, Brasil.

Paula Romero Lopes

Emanuele Francesco La Terra

Monografia submetida ao Corpo Docente da Faculdade de Geofísica da Universidade
Federal Fluminense como parte dos requisitos necessários para obtenção do Grau de
Bacharel em Geofísica

Aprovada em 8 de julho de 2010

Banca Examinadora:

Emanuele Francesco La Terra – MCT/ON

Eliane da Costa Alves – UFF

Paulo Buarque - UFF

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador e amigo, Emanuele La Terra, por todas as lições geofísicas e, principalmente, de vida passadas durante esse ano de trabalho.

Aos meus pais, João e Vera, que sempre me deram todo o suporte necessário para que eu cursasse a graduação com mais conforto e dedicação possível. E, além disso, me dão todo o carinho e confiança para que eu continue seguindo o meu caminho em segurança.

Ao meu irmão, Felipe, por todas as vezes que me deu tranquilidade antes de uma prova ou entrega de trabalho e pela parceria eterna.

Aos meus amigos da UFF, pela confiança depositada e companheirismo na realização desse trabalho. Em especial, ao Diego, Flora, Thiago e Fernanda que acompanharam de perto minha angústia durante as semanas antecedentes à entrega da monografia, sempre tentando de tranquilizar.

Aos meus amigos da vida, por entenderem meu sumiço e displicência durante os últimos meses.

RESUMO

A geofísica possui inúmeras ferramentas para exploração de subsuperfície, as mais utilizadas são as técnicas relacionadas à propagação de ondas acústicas, como a sísmica de reflexão. Contudo, o método sísmico encontra problemas para visualização abaixo de certas feições geológicas que apresentam heterogeneidade de composição ou altas velocidades de propagação de ondas. Dessa forma, métodos alternativos podem ser aplicados para resolver problemas de ambiguidade de interpretação causados por reflexões sísmicas mascaradas e/ou com pouca precisão de profundidade.

O método magnetotelúrico (MT) opera no domínio da frequência e utiliza medidas da variação dos campos elétrico e magnético na superfície do terreno para estimar a distribuição de resistividade em subsuperfície. São diversas as suas aplicações, tais como: meio-ambiente; geotectônica; águas subterrâneas; bacias sedimentares, exploração de petróleo e etc.

Considerando que determinados tipos de camadas geológicas (basaltos, carbonatos e corpos salinos) que geralmente causam problemas à resposta sísmica, possuem valores de resistividades muito superiores as rochas sedimentares adjacentes, o método MT é capaz de delimitar tanto o topo quanto a base dessas feições. Dentro desse cenário, tal método pode ser utilizado como ferramenta de auxílio à sísmica na exploração geofísica da Terra.

Considerado um método geofísico barato se comparado a sísmica, principalmente por utilizar fontes de sinais naturais, número reduzido de pessoas envolvidas e logística de aquisição mais simples. O MT e suas variações vêm sendo aplicados na exploração de petróleo em grande escala em países como Rússia, Canadá e Colômbia. Sua utilização comercial no Brasil ainda é restrita, mas vem sendo fortalecida por apoio da Agência Nacional de Petróleo (ANP) e interesse de algumas empresas de prestação de serviços geofísicos.

A Bacia Potiguar, localizada na região nordeste do Brasil, é estrategicamente importante na composição dos recursos energéticos brasileiros já que, atualmente, é a primeira produtora terrestre de óleo e gás no país. Tal bacia é considerada semi-madura, no entanto, tem-se buscado alternativas para manter ou aumentar a produção de petróleo e gás natural.

A maioria do esforço exploratório na Bacia Potiguar aplica técnicas de sísmica de reflexão para o estudo da geologia de subsuperfície, no entanto, a Bacia Potiguar possui uma camada carbonática rasa que muitas vezes mascara algumas feições geológicas durante o imageamento sísmico.

Dessa forma, a proposta principal deste trabalho é analisar as respostas do método magnetotelúrico na Bacia Potiguar. Para tal, foram realizadas quatro modelagens numéricas baseadas em seções geológicas e a inversão 2-D dos dados gerados por elas. Os resultados podem ser utilizados tanto para avaliação do método em bacia sedimentares com as mesmas características da Bacia Potiguar, quanto para desenhar configurações de eventuais aquisições de dados MT na área de estudo.

Palavras-Chave: Magnetotelúrico, Modelagem Direta, Inversão 2-D, Bacia Potiguar.

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 MT method is a cheap geophysical tool, so the application of this method is large in some countries, like Russia, Canada and Bolivia. In Brazil, its application is restrict, but, some efforts of ANP (Agência Nacional de Petróleo) may change this scenario. The knowledge about Brazilian sedimentary basins could improve with MT information.

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 natural 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 end, 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.

Key Words: Magnetotellurics, Direct Model, 2-D Inversion, Potiguar Basin.

CONTEÚDO

1. INTRODUÇÃO	1
2. GEOLOGIA REGIONAL.....	3
2.1 Aspectos Gerais.....	3
2.2 A Margem equatorial brasileira.....	4
2.3 Arcabouço Estrutural.....	6
2.4 Evolução Tectônica	8
2.5 Estratigrafia	8
2.6 Sistemas Petrolíferos	13
2.6.1 Sistema Alagamar-Açu	14
2.6.2 Sistema Pendência.....	15
3. CONCEITOS TEÓRICOS.....	17
3.1 Método MT	17
3.2. Fontes de sinal.....	18
3.3 Base matemática do método.....	19
3.4 Profundidades de Investigação	25
4. MODELAGEM E INVERSÃO GEOFÍSICA	27
4.1 Modelagens direta	27
4.2 Inversão	28
5. METODOLOGIA	29
5.1 Dados de Poços	31
6. MODELAGEM MAGNETOTELÚRICA	34
6.1 Simulações 1: Modelo Geológico Geral	34
6.1.1 Modelagem Direta	35
6.1.2 Dados Sintéticos.....	37
6.1.3 Inversão 2-D.....	38
6.1.4 Modelo de Sensibilidade	41
6.2 Simulação 2: Sistema Pendência.....	42
6.2.1 Modelagem Direta.....	42
6.2.2 Dados Sintéticos.....	44
6.2.3 Inversão 2-D.....	45
6.2.4 Modelo de Sensibilidade	47
6.3 Simulação 3: Modelo de Acumulação do campo Fazenda Belém	48

6.3.1 Modelagem Direta.....	49
6.3.2 Dados Sintéticos.....	50
6.3.3 Inversão 2-D.....	51
6.3.4 Modelo de Sensibilidade	54
6.4 Simulação 4: Sistema Petrolífero Alagamar – Açú.....	54
6.4.1 Modelagem Direta.....	55
6.4.2 Dados Sintéticos.....	56
6.4.3 Inversão 2-D.....	57
6.4.4 Modelo de Sensibilidade	60
7. CONCLUSÃO	61
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
ANEXO I	67

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma extensa área sedimentar ainda pouco conhecida que pode apresentar grande potencial para exploração de petróleo. São aproximadamente seis milhões e meio de quilômetros quadrados de bacias sedimentares prospectáveis, sendo 4.880.000 km² em área emersa e o restante na plataforma continental e em águas profundas e ultra-profundas no território brasileiro. Essas bacias foram formadas em idades variadas contemplando muito períodos geológicos.

A exploração de petróleo no Brasil se intensificou com a criação da Petrobrás que até os anos 60 concentrou seus esforços e tecnologias de exploração nas bacias do nordeste, principalmente no Recôncavo e em Sergipe-Alagoas. Com a descoberta do campo de Garoupa, na Bacia de Campos nos anos 70, a atenção da empresa de exploração se voltou para as bacias marginais brasileiras.

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. Já foram descobertas 457 acumulações de petróleo no país, sendo 283 terrestres e 174 marinhas.

Dentro do contexto da produção nacional de petróleo, a Bacia Potiguar se destaca pela sua produção diária, sendo um destaque 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 perfuração 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.

Dentro do conjunto de ferramentas geofísicas eletromagnéticas está o método magnetotelúrico (MT). Este método 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 analisar as respostas do método MT sobre as principais estruturas e seqüências sedimentares da Bacia Potiguar, verificando, preferencialmente, as espessuras de pacotes sedimentares e o arcabouço estrutural da bacia. Desta forma, é possível avaliar se o método é aplicável na área de estudo individualmente ou como auxílio à sísmica.

Para alcançar o objetivo proposto foram realizadas quatro simulações de situações encontradas na Bacia Potiguar, todas baseadas em seções geológicas encontradas na literatura. A primeira simulação é configurada sobre um perfil regional da bacia e as seguintes são modelos de acumulação de hidrocarboneto. As respostas dessas simulações podem ser utilizadas como guias para o desenho de futuras aquisições MT na região ou em outras áreas geologicamente semelhantes.

2. GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Aspectos Gerais

A bacia sedimentar Potiguar está localizada na região nordeste do Brasil, entre os estados do Rio Grande do Norte e Ceará (Figura 2.1). 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 & Sztamari, 1987).

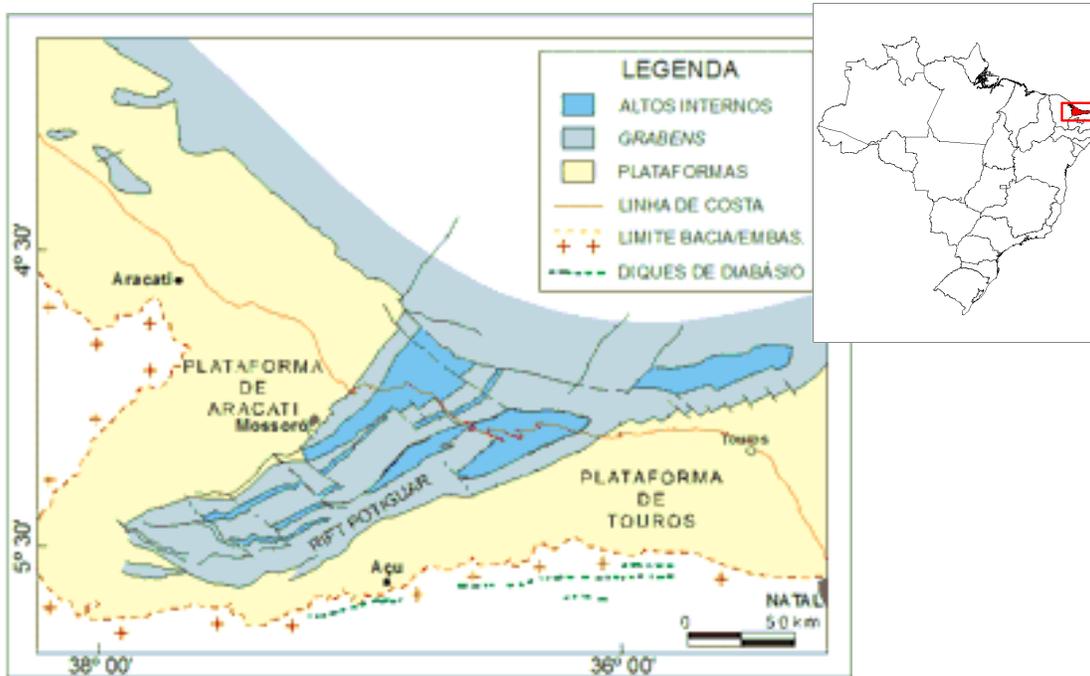


Figura 2.1: Localização da Bacia Potiguar (Phoenix, 2003).

2.2 A Margem equatorial brasileira

A Margem Equatorial Brasileira foi formada a partir de esforços transformantes durante a separação das placas africana e sul-americana, originando uma série de bacias sedimentares terrestres e marinhas de idade meso-cenozóica (Figura 2.2) (Lira *et. al.* 2006). Sua evolução pode ser dividida em três estágios principais: Pré – Transformante Sin-Transformante e Pós-Transformante (Matos, 2000).

O estágio pré- transformante caracterizou-se por um regime tectônico rúptil distensivo, com afinamento crustal e formação de grabens assimétricos controlados por falhas normais de grande escala e falhas de transferência (Matos, 1992) de direção predominantemente NE-SW. Durante o Aptiano ocorreu um amplo espalhamento e fraturamento da margem equatorial em evento transtensional. A sedimentação predominante neste estágio é de origem continental.

O estágio Sin-Transformante é dominado por eventos transtensionais e transpressivos ocorridos no intervalo Albiano- Cenomaniano marcados por um afinamento litosférico. A

dinâmica é marcada por uma tectônica transcorrente dextral, com rotação regional do regime de deformação, caracterizado por um sistema de falhas direcionais conjugadas, associadas a falhas normais e reversas. O início do espalhamento oceânico foi ocasionado pelas zonas de fraquezas geradas através das falhas transformantes.

Soares & Rossetti (2005) subdividiram o estágio Sin-Transformante em três estágios de acordo com o desenvolvimento das zonas transformantes. O estágio I seria o início da deformação distensional, com a deposição de clásticos na Depressão Afro-Brasileira. No estágio II deu-se o desenvolvimento das bacias intracontinentais formadas por meio-grábens assimétricos controlados por falhas normais. O Estágio III é o processo distensivo ao longo da futura margem continental. Na Bacia Potiguar, isso provocou o deslocamento do eixo de rifteamento para a porção submersa e causou o soerguimento e erosão da parte terrestre.

Finalmente, o estágio Pós-transformante, datado do Cenomaniano ao Recente, teve atividade tectônica muito baixa, caracterizando um ambiente de margem passiva. O mecanismo de deformação foi dominado por resfriamento termal e subsidência litosférica. Os depósitos sedimentares nesta época foram controlados essencialmente por variações no nível do mar. A sedimentação intensa associado ao deslizamento gravitacional deu origem a algumas falhas normais, lítricas e de empurrão na porção submersa da bacia.

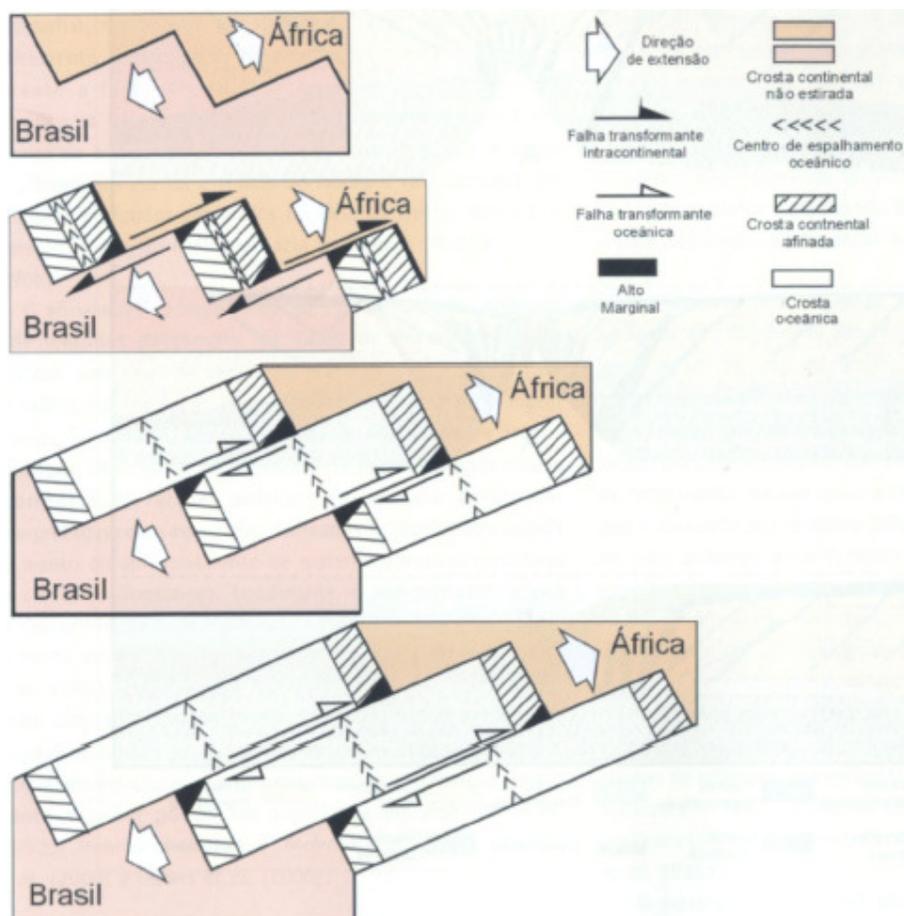


Figura 2.2: Modelo evolutivo da margem equatorial brasileira ((modificado de (Kearey & Vine, 1996).

2.3 Arcabouço Estrutural

A bacia Potiguar é representada por uma grande calha central alongada na direção NE-SW com sistemas de grábens e horsts seguindo o mesmo *trend* estrutural, regido pelas zonas de fraquezas da Província Borborema (Figura 2.3).

Duas plataformas rasas localizam-se nos extremos da bacia, a Plataforma de Aracati, a oeste, e Plataforma de Touros, a leste. Existem ainda três altos do embasamento na região interna na bacia denominados Alto de Macau, Alto da Serra do Carmo e Alto Quixaba. Esses

altos separam a calha central em quatro grábens principais: Gráben de Apodi, Gráben de Boa Vista, Gráben de Umbuzeiro e Gráben de Guamaré (Neves, 1984).

Os limites da Bacia Potiguar são dados por falhamentos normais, sendo que a sul, leste e a oeste esses falhamentos são dados com rochas do embasamento pré-cambriano enquanto que o limite sudeste é dado por um sistema de falhas normais denominado Carnaubais e a noroeste o limite é definido pela Falha de Areia Branca, ambas de direção NE-SW. Já a borda sudoeste da bacia é dada pela Falha de Apodi, de caráter transtensional.

Existem ainda falhas normais do embasamento que seguem a mesma direção da calha central da bacia e um lineamento na direção E-W na parte meridional da bacia que secciona os Altos da Serra do Carmo e Quixaba. Soares & Rossetti (2005) definiram alguns falhamentos de direção NW na porção emersa da bacia que são interpretados como produtos da reativação tectônica pós-campanianas.

A Bacia Potiguar apresenta três principais depocentros, localizados nos grabens de Apodi (5000 metro), Umbuzeiro (6000 metros) e na região central entre eles (5000 metros). Nos grabens de Boa Vista e Guamaré, a profundidade do embasamento é menor (2500 metros) e a espessura sedimentar, conseqüentemente, também (2500 metros).

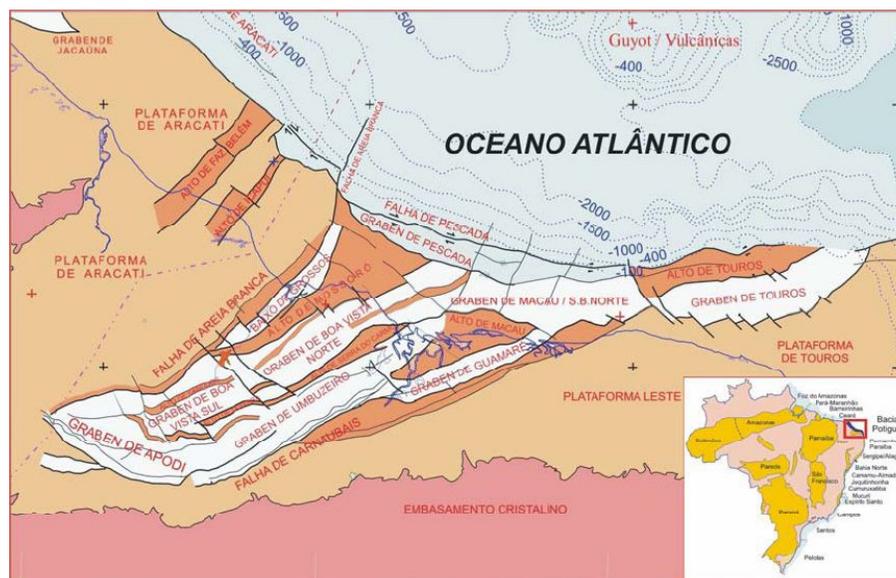


Figura 2.3: Arcabouço estrutural da Bacia Potiguar. Em destaque marrom, os horsts e em branco os grábens (Cremonini et al. 1996)

2.4 Evolução Tectônica

A Bacia Potiguar é considerada um rifte abortado durante a ruptura litosférica que culminou na abertura do Oceano Atlântico Sul e tem registros sedimentares que permitem dividir sua evolução tectônica em estágios de maior ou menor intensidade tectônica (Lira *et. al.* 2006).

Neves (1989) separa a evolução tectono-sedimentar da Bacia Potiguar em três estágios. O primeiro estágio é caracterizado por afinamento crustal devido a distensão e rápida taxa de subsidência. Nesta fase surgiram grabens assimétricos preenchidos por sedimentos continentais durante as idades Rio da Serra e Aratu, correspondentes à Formação Pendência.

O segundo estágio é marcado por soerguimento e erosão caracterizados pela elevação dos altos internos da bacia. A sedimentação nesta fase é essencialmente fluvial de idade provável Aratu.

O último estágio foi definido de acordo com a subsidência térmica, depositando sedimentos com ampla distribuição areal e pouca influência tectônica durante o Neo-Aptiano/Santoniano. As Formações Alagamar, Açú e Jandaíra representam esses sedimentos.

Alguns eventos posteriores modificaram a estrutura sedimentar da bacia, como falhas normais e de transferência e lineamento leste-oeste.

2.5 Estratigrafia

A Bacia Potiguar tem seu registro sedimentar intimamente relacionado à evolução tectônica, dessa forma, existem três megasequências de deposição principais que são dominados pelas características evolutivas na bacia (Neto *et. al.* 2007).

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 Açú, 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.

Como o objetivo deste trabalho está relacionado à porção emersa da Bacia Potiguar, será descrito a seguir as Formações e feições sedimentares referentes a essa porção somente, baseado na Coluna Estratigráfica da Bacia Potiguar revista de 2007 (Neto, *et. al.* 2007).

A coluna estratigráfica da bacia (Figura 2.4) pode ser dividida em três grandes grupos: Areia Branca, Apodi e Agulha.

I – Grupo Areia Branca

Este grupo corresponde a sedimentos depositados durante a fase rifte, quando afinamento crustal desencadeou grande subsidência mecânica do embasamento, gerando depocentros de até 5000 metros de espessura, permitindo sedimentação continental.

O Grupo Areia Branca compreende as formações Pendência, Pescada (sem registro na porção emersa) e Alagamar.

Formação Pendência

É o primeiro registro sedimentar da Bacia Potiguar consistindo em uma seção clástica espessa não aflorante que recobre o embasamento cristalino nas porções mais profundas da bacia (Souza, 1982).

A formação Pendência é caracterizada por arenitos finos, médios e grossos com intercalações de folhelhos e siltitos. Considerando a significativa variação lateral da formação e a inexistência de marcos estratigráficos, é difícil estabelecer modelos de deposição, no entanto, interpretações paleoambientais sugerem que existiram sistemas de leques aluviais

associados a grandes falhamentos e sistemas fluvio-deltáicos progradantes sobre pelitos lacustres, entremeados por freqüentes turbiditos (Lira *et. al.* 2006).

Formação Alagamar

A Formação Alagamar foi depositada em um regime de relativa calma tectônica, quando houve uma subsidência tectônica que criou espaço para deposição de sedimentos que seriam o resultado das primeiras incursões marinhas.

Esta unidade tem idade Aptiano-Albiano Inferior e compreende a seção arenosa-carbonática depositada em discordância sobre a Formação Pendência e o embasamento. A formação Alagamar é dividida em dois membros separados por uma seção argilo carbonática, chamada de Camada Ponta do Tubarão (CPT). Na região basal, encontra-se o Membro Upanema que, depositado em ambiente fluvio-deltáico-lacustre, é caracterizado por intercalações de arenitos, calcilitos e folhelhos. O segundo membro, conhecido como Membro Galinhos foi depositado em ambiente marinho nerítico com a presença de folhelhos carbonosos com finas intercalações de calcilitos, calcarenitos e arenitos. A CPT é uma camada formada por laminitos microbiais e bioacumulados de ostracodes, depositada em ambiente litorâneo, sendo o registro da primeira incursão marinha na Bacia Potiguar.

II – Grupo Apodi

A característica sedimentar das formações pertencentes a esse grupo permite associá-lo a fase marinha da bacia, que foi representada por eventos de transgressão e regressão marinha. Este grupo contém as formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra. A Formação Ponta do Mel não apresenta registros na parte terrestre da Bacia Potiguar.

Formação Açú

Esta formação está relacionada com o regime de regressão marinha, sendo interpretada por como sistema fluvial anastomosado, que grada para um sistema deltaico-estuarino no

topo. A Formação Açú compreende arenitos finos a grossos, intercalados com folhelhos, argilitos e siltitos aflorantes na borda da bacia.

Vasconcelos *et. al.* (1990) subdividiram a Formação Açú em quatro unidades de correlação, denominadas de Açú 1 a Açú 4 (da base para o topo).

A unidade Açú 1 é representada por arenitos conglomeráticos e conglomerados depositados em sistemas de leques aluviais e fluvial entrelaçados, relacionados com a reativação das áreas fontes (Albiano). A unidade Açú 2 caracteriza a passagem de um sistema fluvial entrelaçado para um sistema fluvial meandrante com sedimentos que gradam desde conglomerados e arenitos grossos até arenitos finos e siltitos. A unidade Açú 3 evidencia o rebaixamento do nível do mar quando, novamente, o sistema deposicional passa de fluvial entrelaçado para meandrante grosso. Por fim, a unidade Açú 4 foi depositada em ambiente litorâneos-estuarinos, compreendendo arenitos grossos a finos, siltitos, folhelhos e carbonatos.

Formação Quebradas

É caracterizada por sedimentos associados a sistemas fluvio-lacustres com folhelhos cinza e arenitos de finos a médios. Foi elevada a Formação por Araripe e Feijó (1994) quando antes fazia parte da Formação Ponta do Mel.

Formação Jandaíra

A formação Jandaíra compreende uma plataforma carbonática sobreposta aos arenito Açú. Tem idade turoniana-meso-campaniana e foi proposta por Sampaio & Schaller (1968 apud Souza 1982).

Esta formação consiste em calcarenitos bioclásticos e calcilitos depositados em planície de maré, plataforma rasa e mar aberto.

III- Grupo Agulha

Este grupo ainda está incorporado à fase marinha da sedimentação da Bacia Potiguar, no entanto, na porção emersa da bacia é caracterizado por sedimentos terrígenos (Formação Tibau e Barreiras) e intercalações vulcânicas (Formação Macau).

Formação Tibau

A Formação Tibau compreende sedimentos clásticos grossos associados a fandeltas que atuaram desde o Neocampaniano até o Holoceno. Interdigita-se com sedimentos continentais da Formação Barreiras e serve como área fonte para turbiditos depósitos na bacia oceânica terciária da Formação Ubarana.

Magmatismo

Três eventos magmáticos de idades distintas são encontrados na Bacia Potiguar, tendo como resultado a intrusão e extrusão de diques básicos que cortaram os sedimentos da bacia (Araripe e Feijó, 1994).

O evento magmático mais antigo é a Formação Ceará-Mirim (120 a 140 Ma) que aflora sob a forma de um enxame de diques alinhados segundo a direção E-W na borda sul da bacia.

A Formação Serra do Cuó corresponde a um evento magmático datada de 83 Ma que ocorre sob a forma de diques e soleiras de diabásio, intrudidos na formação Açú.

O terceiro evento magmático conhecido como Formação Macau tem idade Eocena-Oligocena, representando derrames basálticos que ocorrem intercalados com sedimentos terciários das formações Ubarana, Guamaré e Tibau.

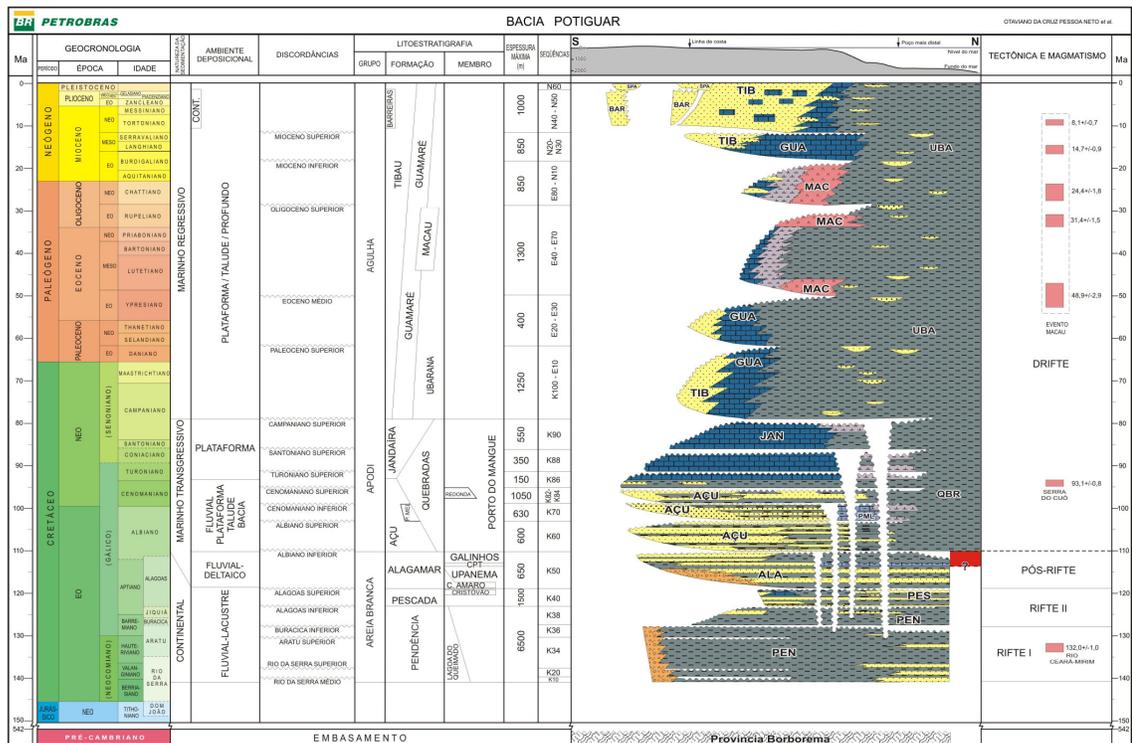


Figura 2.4: Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar revista por Pessoa Neto *et. al.* 2007.

2.6 Sistemas Petrolíferos

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

2.6.1 Sistema Alagamar-Açu

Os geradores são folhelhos negros depositados em ambientes marinho evaporítico a marinho restrito contendo intervalos ricos em matéria orgânica. Segundo Melo *et. al.* (1988) e Cerqueira (1995) os intervalos ricos em folhelhos geradores são geralmente delgados (aproximadamente 200 metros) apresentando potencial gerador de alto a excelente. Os valores de TOC (teor de carbono orgânico) superam 4 %.

As rochas reservatório desse sistema são arenitos da Formação Açu, depositados ao final da sequência transgressiva da fase deposicional marinha (Chang & Kowsmann, 1987). Os arenitos reservatórios apresentam boa porosidade (acima de 20%), tendo granulometria de médio a muito grosso. Essas rochas são intercaladas com níveis pelíticos depositados em ambientes fluviais de leques da Formação Açu.

As trapas do sistema Alagamar-Açu são, geralmente, estruturais ou mistas. As trapas estruturais consistem em fechamento do mergulho regional das camadas sub-horizontais da Formação Açu, associadas a dobras de arrasto em planos de falhas normais (Lira *et. al.* 2006). Já as trapas mistas ocorrem principalmente ao longo de linhas de flexura (componente estrutural) com variações de fácies (componente estratigráfico).

As camadas pelíticas da unidade 4 da Formação Açu e as Camadas Ponta do Tubarão (CPT) funcionam como selos para este sistema petrolífero. A migração se dá por falhas, fraturas e discordâncias através das quais o óleo migra até os arenitos reservatório onde migram lateralmente até ser estruturalmente trapeado. A existência, na porção emersa, de óleo formado na porção marinha da bacia sugere que existem migrações laterais por longas distâncias.

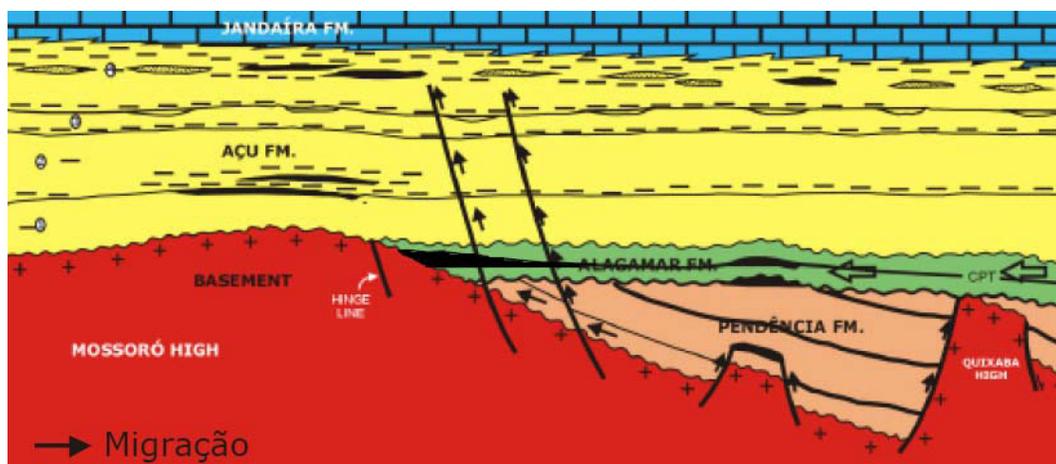


Figura 2.5: Modelo de acumulação do sistema petrolífero Alagamar – Açú (modificado de Bertaniet al. 1989).
 Fonte: ANP (2006b).

2.6.2 Sistema Pendência

Os geradores desse sistema são compostos por folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica do tipo I e II com valores de TOC de 4 %, que fazem parte do componente pelítico da Formação Pendência.

Os reservatórios são arenitos grossos, com estratificação cruzada, depositadas por fandeltas, com porosidade variando de 18 a 24%.

As trapas são estruturais ou mistas, as primeiras são associadas a falhas normais, de transferências e deslizamentos gravitacionais (Bertani, *et. al.* 1990). As variações laterais de fácies compõem a característica estratigráfica das trapas mistas.

Os selos são constituídos por folhelhos estratigraficamente associados a reservatórios ou ao fechamento de trapas devido a grandes movimentações em planos de falhas, que justapõem rochas reservatório com folhelhos de blocos baixos ou de sequencia superior.

As rotas de migração são definidas por zonas de falhas e fraturas e também por heterogeneidades na variação lateral de fácies.

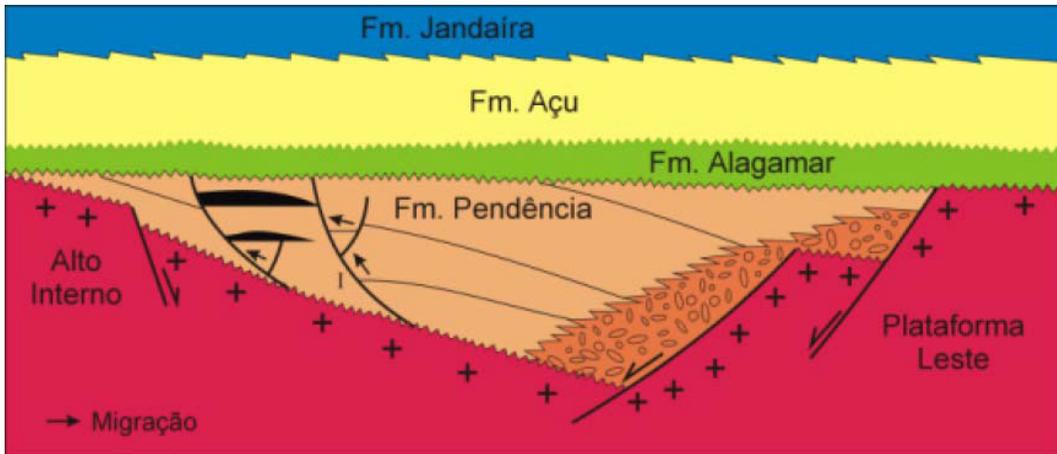


Figura 2.6: Modelo de acumulação do sistema Pendência ((modificado de Bertani et al. 1989).

Fonte: ANP (2006b).

3. CONCEITOS TEÓRICOS

3.1 Método MT

O método magnetotelúrico é um método eletromagnético no domínio da frequência que utiliza a variação temporal natural do campo magnético terrestre como fonte geradora de sinal para estimar as condutividades elétricas em subsuperfície. Por se tratar de uma grandeza tensorial, são realizadas medidas ortogonais na superfície do terreno das variações dos campos elétrico e magnético através de eletrodos e sensores magnéticos respectivamente. As direções de medidas são convencionadas para norte (x) e leste (y) magnético. Somente o campo magnético (z) posicionado verticalmente em relação à superfície do terreno é medido, não sendo medido o campo elétrico (z). A faixa de frequência que o método abrange varia de DC até 100 kHz, incluindo a faixa AMT (áudio magnetotelúrico).

A escolha da faixa de frequência de operação depende da profundidade de investigação desejada, ou seja, depende do alvo da investigação MT. A figura 3.1 mostra as faixas de frequências para os diferentes alvos de exploração. No caso do MT para exploração petrolífera, a frequência recomendada é de 10^{-4} a 10 Hz.

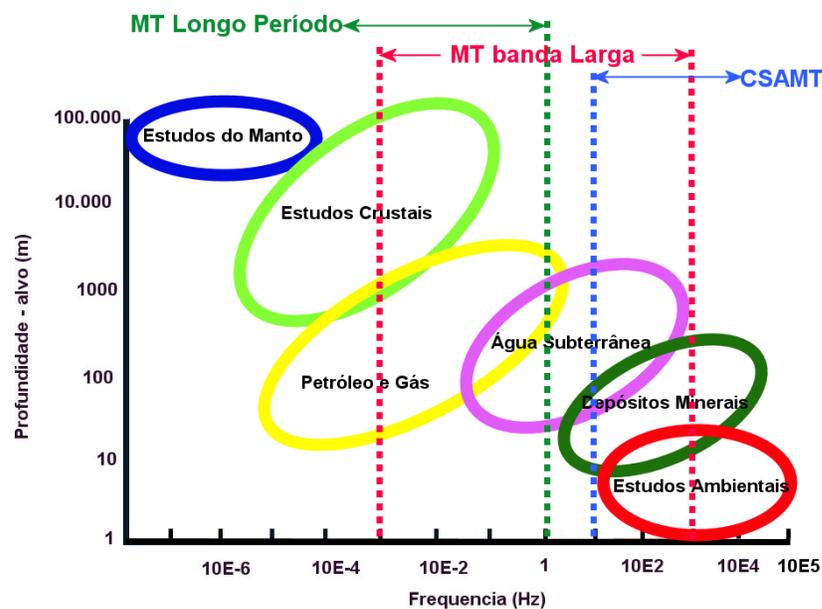


Figura 3.1: Faixas de frequência e profundidades alcançadas pelo método MT.

3.2. Fontes de sinal

Sinais eletromagnéticos naturais podem vir de diferentes fontes e processos que envolvem desde atividades no núcleo da Terra até atividades de galáxias distantes. No entanto, as frequências interessantes na exploração ($0.001 - 10^4$ Hz) com MT são provenientes de dois tipos de fontes naturais: tempestades elétricas e interação de ventos solares com a ionosfera (Vozoff, 2001).

As tempestades elétricas ocorrem na baixa atmosfera e são responsáveis por sinais eletromagnéticos de frequências entre 1 Hz e 10 kHz. Já os ventos solares que bombardeiam a ionosfera causam uma variação no campo magnético da Terra, portanto geram sinais de baixas frequências (abaixo de 1 Hz).

A dependência de fontes naturais causa problemas para o método em algumas faixas de frequências, já que o sinal natural existente nas faixas próximas a 1 Hz e 1 kHz são muito fracos (Figura 3.2). Essas faixas de frequências são conhecidas com bandas-mortas (Dead Bands) e uma forma de contornar seus efeitos é utilizar uma fonte de sinal artificial (fonte controlada). Essa variação do método é conhecida como CSAMT (MT de fonte controlada).

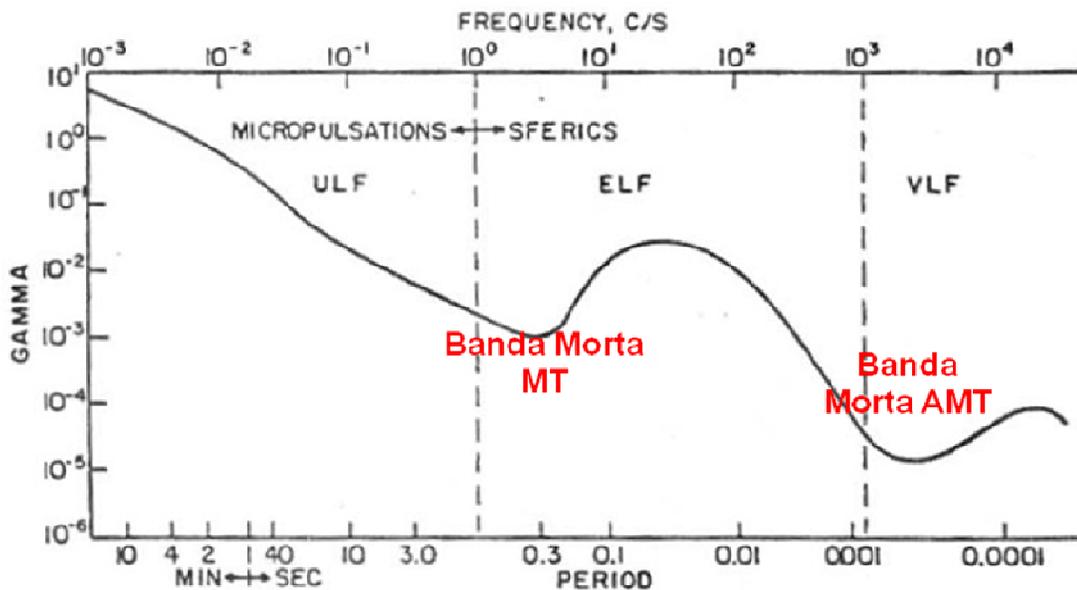


Figura 3.2: Espectro de frequência do sinal MT (Modificado de Vozoff, 1991).

3.3 Base matemática do método

O princípio básico da teoria do método em uma Terra condutora não homogênea o comportamento dos campos eletromagnéticos pode ser descrito em termos das equações de Maxwell e a dependência temporal harmônica ($e^{-i\omega t}$), onde se considera que todas as permeabilidades serão aproximadas para o vácuo (μ_0).

Lei de Gauss para o campo magnético,

$$\nabla \cdot B = 0 \quad (1)$$

Lei de Gauss para o campo elétrico,

$$\nabla \cdot D = q \quad (2)$$

Lei de Faraday,

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t} \quad (3)$$

Lei de Ampere com os Termos de Maxwell,

$$\nabla \times H = J + \frac{\partial D}{\partial t} \quad (4)$$

Devido às baixas intensidades dos campos eletromagnéticos naturais podem ser usadas as relações constitutivas abaixo:

$$B = \mu H, D = \epsilon E, J = \sigma E \quad (5)$$

Onde, q é a densidade da carga elétrica (*coulomb / m³*); ϵ é a permissividade elétrica (*Farad / m, F / m*); E Vetor campo elétrico (*V / m*); H Intensidade campo magnético (*A / m*); J é a densidade de corrente de condução (*A / m²*); B Vetor indução magnética (*weber / m² = tesla, T*); D Corrente de deslocamento (*coulomb / m²*); μ_0 é a permeabilidade magnética ($4\pi \times 10^{-7} H / m$); σ é a condutividade elétrica do meio (*S / m*).

Reformulando as equações (2) e (3) usando as relações constitutivas das equações em (5), assumindo uma dependência harmônica temporal ($e^{-i\omega t}$) e a permeabilidade magnética aproximada para o espaço livre μ_0 para os campos elétricos e magnéticos, temos as equações abaixo;

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t} = i\omega\mu_0 H \quad (6)$$

$$\nabla \times H = J + \frac{\partial D}{\partial t} = (\sigma + i\omega\epsilon)E \quad (7)$$

Tomando o rotacional das equações. (6) e (7);

$$\nabla \times (\nabla \times E) = i\omega\mu_0 \nabla \times H = i\omega\mu_0 (\sigma - i\omega\epsilon)E \quad (8)$$

$$\nabla \times (\nabla \times H) = (\sigma - i\omega\epsilon)\nabla \times E = (\sigma - i\omega\epsilon)i\omega\mu_0 H \quad (9)$$

Utilizando-se a propriedade do cálculo vetorial de identidade vetorial;

$$\nabla \times (\nabla \times F) = -\nabla(\nabla \cdot F) + \nabla(\nabla \cdot F) \quad (10)$$

Assim temos;

$$\nabla \times (\nabla \times E) = -\nabla^2 E + \nabla(\nabla \cdot E) \quad (11)$$

$$\nabla \times (\nabla \times H) = -\nabla^2 H + \nabla(\nabla \cdot H) \quad (12)$$

Onde, ∇^2 é o operador Laplaciano.

Considerando-se a região sem nenhum tipo de sinal ou fonte eletromagnética;

$$\nabla \cdot E = 0 \quad (13)$$

$$\nabla \cdot H = 0 \quad (14)$$

Então para o campo elétrico e magnético tem-se;

$$-\nabla^2 E = \omega\mu_0(i\sigma + \omega\epsilon)E \Rightarrow \nabla^2 E + k^2 E = 0 \quad (15)$$

$$-\nabla^2 H = \omega\mu_0(i\sigma + \omega\varepsilon)H \Rightarrow \nabla^2 H + k^2 H = 0 \quad (16)$$

Considerando-se que no método MT possui campo difuso para frequências menores que 20 kHz o tratamento matemático para penetração do campo eletromagnético pode ser considerado em termos da difusão dos campos EM.

$$k^2 = i\omega\mu_0\sigma \quad (17)$$

onde, k é o número de onda.

Substituindo a equações (17) nas equações (15) e (16) temos as equações de difusão dos campos EM;

$$\nabla^2 E + i\omega\mu_0\sigma E = 0 \quad (18)$$

$$\nabla^2 H + i\omega\mu_0\sigma H = 0 \quad (19)$$

Em um meio-espaco uniforme para o caso 1-D, unidimensional e os campos elétricos E e magnéticos H , nas direções norte (x) e leste (y) magnéticos, tem-se;

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t} = 0 \Rightarrow \frac{dE_x}{dz} = i\omega\mu_0 H_y \quad (20)$$

$$\nabla \times H = J \text{ (sem a corrente de deslocamento)} \Rightarrow \frac{dH_y}{dz} = -\sigma E_x \quad (21)$$

Derivando em termos de z ;

$$\frac{d E_x}{dz} = i\omega\mu_0 \frac{dH_y}{dz} = -i\omega\mu_0\sigma E_x = -ik^2 E_x \quad (22)$$

$$\frac{d H_y}{dz^2} = -\sigma \frac{dE_x}{dz} = -i\omega\mu_0\sigma H_y = -ik^2 H_y \quad (23)$$

Assim, as duas equações estão sob a forma:

$$\frac{d^2 F}{dz^2} + k^2 F = 0 \quad (24)$$

Onde, F pode ser E_x ou H_y .

Supondo:

$$F(z) = Ae^{-ipz} \Rightarrow \frac{dF}{dz} = -ipAe^{-ipz} \Rightarrow \frac{d^2 F}{dz^2} = -p^2 Ae^{-ipz} = -p^2 F \quad (25)$$

$$-p^2 F + k^2 F = 0 \Rightarrow p^2 = k^2 \Rightarrow p \pm k \quad (26)$$

$$F(z) = Ae^{-ikz} + Be^{ikz} \quad (27)$$

Assim,

$$F(z) \Rightarrow E_x(z) \quad (28)$$

temos,

$$E_x(z) = Ae^{-ikz} + Be^{ikz} \quad (29)$$

E que;

$$\frac{dE_x}{dz} = i\omega\mu_0 H_y = -ikAe^{-ikz} + ikBe^{ikz} = i\omega\mu_0 H_y \quad (30)$$

$$H_y = \frac{k}{\omega\mu_0} (-Ae^{-ikz} + Be^{ikz}) \quad (31)$$

Para propagação em um espaço uniforme temos a impedância complexa média dada por;

$$Z_{.xy}(\omega) = \frac{E_x(\omega)}{H_y(\omega)} = \frac{\omega\mu_0}{k} \quad (32)$$

No caso geral os elementos do tensor de impedância complexa $Z(\omega)$ são calculados no domínio da frequência entre as componentes horizontais dos campos elétricos e magnéticos incidentes induzidos e formam uma matriz MT 2x2

$$E(\omega) = Z(\omega)H(\omega) \quad (33)$$

$$E(\omega) = \begin{bmatrix} E_x(\omega) \\ E_y(\omega) \end{bmatrix}, \quad H(\omega) = \begin{bmatrix} H_x(\omega) \\ H_y(\omega) \end{bmatrix} \quad (34)$$

E

$$Z(\omega) = \begin{bmatrix} Z_{xx}(\omega) & Z_{xy}(\omega) \\ Z_{yx}(\omega) & Z_{yy}(\omega) \end{bmatrix} \quad (35)$$

O tensor de impedância $Z(\omega)$ é usualmente representado através de dois parâmetros: resistividade aparente ρ_a e fase φ .

$$\rho_a(\omega) = \frac{1}{\mu_0 \omega} \left| \frac{E(\omega)}{H(\omega)} \right|^2 \quad (36)$$

$$\varphi_{xy}(\omega) = \arctan \left(\frac{E_x(\omega)}{H_y(\omega)} \right) \quad (37)$$

Uma revisão detalhada deste método pode ser lida em Jones, 2002.

3.4 Profundidades de Investigação

O método magnetotelúrico apresenta um largo intervalo de profundidades de investigação, já que opera em uma faixa de frequência muito abrangente. A profundidade máxima de investigação para uma dada faixa de frequência é conhecido como Skin Depth.

Skin Depth é a distancia em profundidade em que a amplitude da onda eletromagnética decai a $1/e$ (37%) do seu valor em superfície (Fig. 3.3). É dado por:

$$\delta = 0.503 \sqrt{\frac{\rho}{f}} (km) \quad (38)$$

Onde,

δ

é o Skin Depth, ρ é a resistividade do meio e f é a frequência.

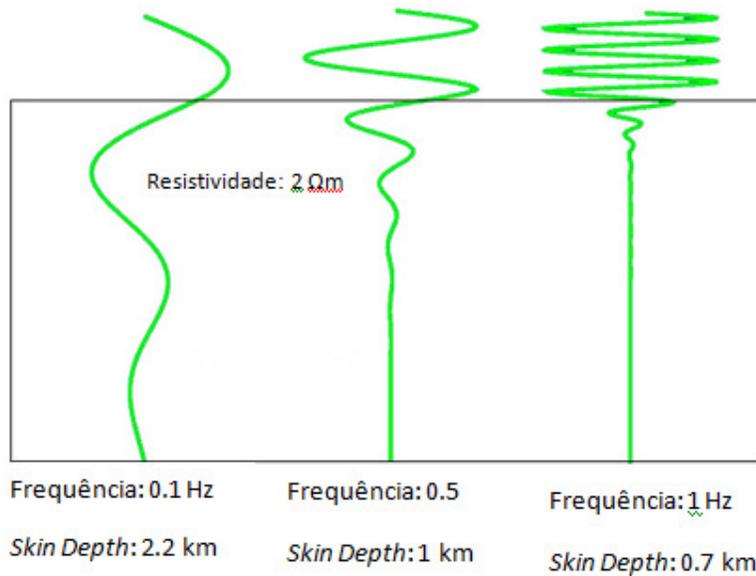


Figura 3.3: Efeito do Skin Depth em diferentes profundidades (Modificado de La Terra, 2007).

Portanto, se o alvo estiver em grandes profundidade a melhor forma de enxergá-lo é aumentar o período de observação. Já, se o alvo for raso, curtos períodos (altas frequências) são suficientes para enxergá-lo. A Figura 3.4 mostra o período de investigação para diferentes escalas de exploração MT.

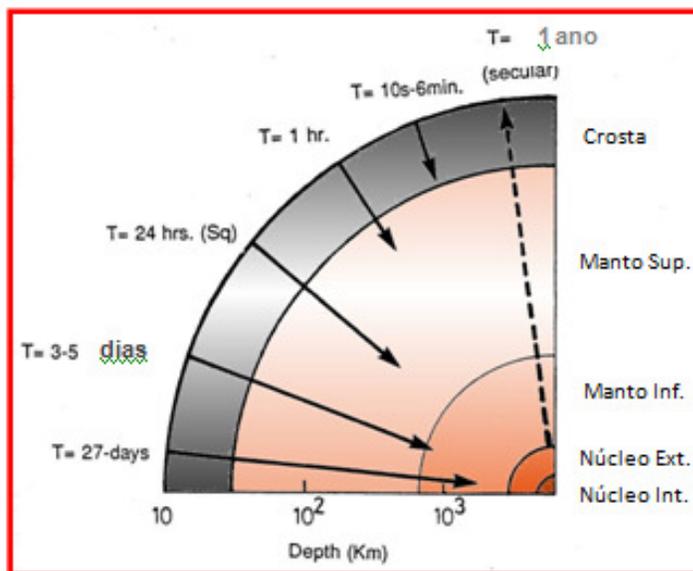


Figura 3.4: Penetração do sinal MT em função do período de observação (Fonte: La Terra, 2007).

4. MODELAGEM E INVERSÃO GEOFÍSICA

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.

O método MT mede os campos elétricos e magnéticos ortogonalmente direcionados para norte (x) e leste (y) magnéticos, desta forma a diferença entre medidas em direções diferentes é fundamental para entender a estrutura da Terra em subsuperfície. A 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.

4.1 Modelagens direta

A modelagem direta é a técnica mais simples de construção de modelos geológicos para dados geofísicos. O modelo direto é construído baseado nas informações de geologia sobre a área de estudo. O procedimento básico é, primeiramente, a construção de um modelo de resistividade (para o método MT) que espelha a realidade em subsuperfície criado a partir de uma matriz de células de resistividades (*mesh*) correspondente a geologia em estudo. A partir desse modelo e de ferramentas matemáticas, como o método das equações de diferenças finitas, são geradas curvas sintéticas representativas que são comparadas com as curvas de resistividade observada em campo. A diferença entre a curva observada e a curva estimada é

analisada e se ainda estiver fora de um limite aceitável determinado, o modelo deve ser modificado manualmente, alterando-se os valores de resistividades da matriz de célula até que se estabeleça uma boa correlação entre dados estimados e dados observados. Isto é, a modelagem direta é um processo de predição de medidas (previsão de dados) com base em um modelo ou princípio geral e algumas condições específicas relevantes ao problema (Menke, 1984).

O software WingLink ®, utilizado para este trabalho, utiliza o método das equações de diferenças finitas para calcular o modelo direto. Este artifício matemático foi criado com a finalidade de resolver numericamente equações diferenciais (Ralston et al., 2001) e consiste basicamente em transformar um modelo de equações diferenciais em um sistema de equações algébricas que possa ser resolvido numericamente através da análise numérica.

4.2 Inversão

A inversão de dados geofísicos, em especial dados magnetotelúricos, é a técnica mais utilizada para a interpretação dos dados de campo e para a simulação da resposta que determinado método tem em uma área de estudo. Ao contrário do modelo direto, na inversão é um processo computacional iterativo, no qual só é necessário modificar os parâmetros de inversão para conseguir o melhor resultado.

O modelo inverso parte dos dados observados e estima-se o modelo de Terra, empregando-se uma relação teórica que varia o modelo de camadas que melhor se ajusta aos dados de campo. No caso dos métodos eletromagnéticos o objetivo é estimar a estrutura geoeétrica de subsuperfície (distribuição da resistividade em função da profundidade).

A teoria da inversão só é aplicada em questões ou observações que podem ser representadas numericamente. Essas observações são os dados medidos e as questões estão relacionadas à propriedade física da Terra a serem inferidas (Barbosa, 2007). Ou seja, a inversão segue o seguinte princípio: com os dados observados em campo e a formulação do fenômeno físico relacionados a esses dados é obtida a propriedade física da Terra desejada. No caso do método magnetotelúrico, os dados observados são as componentes dos campos magnético (H) e elétrico (E), o fenômeno físico envolvido é a difusão de ondas eletromagnéticas e a propriedade física desejada é a resistividade verdadeira em sub superfície.

5. METODOLOGIA

A metodologia para atingir o objetivo proposto incorpora algumas ferramentas geofísicas com dados e informações geológicas e artifícios computacionais (programas específicos para modelagem e inversão). As ferramentas geofísicas utilizadas são: dados de resistividade de poços e construções de modelos de resistividade para o método magnetotelúrico. Esses modelos só puderam ser construídos com as informações geológicas encontradas durante a pesquisa bibliográfica e descritas na Seção 2 deste trabalho.

A primeira etapa do trabalho consistiu em analisar os dados de poços para obter valores de resistividade médios para as principais camadas litológicas da Bacia Potiguar. Com esses valores, os primeiros modelos começaram a ser desenhados de forma que representassem fidedignamente a geologia da bacia descrita na literatura. Para tal, foi retirado um modelo geológico esquemático da Bacia Potiguar que serviu como ponto de partida para o estudo. Em seguida, foram realizadas modelagens de plays de petróleo característicos da Bacia Potiguar, a fim de verificar até que ponto o método MT pode ser útil na exploração petrolífera.

A modelagem consiste em três etapas básicas: construção de modelo inicial, geração de dados sintéticos e inversão desses dados sobre um meio espaço qualquer, para observar a quantidade de informação que o método retorna. Para essas etapas, foi utilizado o software multipropósito WingLink® da Geosystem.

Características gerais do algoritmo de inversão

O algoritmo de inversão 2-D aplicado neste trabalho foi desenvolvido por Rodi & Mackie (2001). O método de inversão se baseia na minimização Euclidiana da primeira derivada do vetor de parâmetros (método de regularização de primeira ordem de Tikhonov, 1950). Este método impõe variações suaves para a distribuição das resistividades estimadas (Rodi e Mackie, 2001). A solução para o problema inverso, onde se busca minimizar a função (S) por um modelo estimado não conhecido (m) que é dado pela equação abaixo.

$$S(m) = [d - F(m)]^T R_{dd}^{-1} [d - F(m) + \tau] + \|L(m - m_0)\|^2 \quad (38)$$

Onde,

d é o vetor dos dados observados,

F o operador da modelagem direta,

(m) modelo não conhecido,

R_{dd} é a matriz de erro covariante,

L é o operador linear,

m_0 é o modelo inicial e

τ é o parâmetro utilizado para regularização.

O operador diferencial de segunda ordem é utilizado na equação acima, como mostrado logo abaixo.

$$\|L(m - m_0)\|^2 = \int \{\Delta[m(x) - m_0(x)]\}^2 dx \quad (0.1)$$

Onde,

$m(x) = \log \rho(x)$, em que x é a posição e ρ é a resistividade.

Com o resultado da inversão dos dados sintéticos será avaliada a capacidade do MT imagear a área de estudo.

O algoritmo NLGC, desenvolvido por Rodi e Mackie (2001) e utilizado no software escolhido para executar o estudo proposto, tenta minimizar a função objetiva que é a soma normalizada dos *misfits* dos dados e a suavização do modelo é controlada pelo parâmetro *Tau*. O NLGC não tenta determinar automaticamente o parâmetro *Tau* (τ) para alcançar o *Target misfit*, mas sim faz com que o algoritmo rode várias vezes com valores diferentes de *Tau* até que o modelo mais suavizado seja atingido. Esse procedimento é capaz de produzir modelos finais com menor erro *RMS* (erro médio quadrático) e com boa suavização.

Alguns parâmetros são definidos para a inversão rodar de acordo com seus objetivos, entre eles:

1. Tipo de regularização laplaciana: é possível escolher entre a uniforme e a standart (padrão). A primeira produz resultados mais suaves, mas, em consequência, pode gerar feições difusas tanto verticalmente quanto horizontalmente. A segunda pode produzir um modelo aparentemente mais irregular, mas a definição de suavização é consistente com as dimensões do modelo.
2. Ordem de Regularização: permite escolher se a minimização será feita pelo gradiente ou pelo laplaciano do modelo. As variações nesse parâmetro podem produzir modelos com diferentes restrições de inversão.
3. Tau: Esse é o parâmetro que controla o limite entre o ajuste dos dados e o respeito às restrições do modelo. Valores altos produzem um modelo mais suavizado.

Na inversão 2-D foram utilizados os modos TE (elétrico transverso) e TM (magnético transverso). No modo TE, o tensor do campo elétrico E_x é transversal ao *strike* geológico e o modo TM, o tensor do campo magnético H_x é perpendicular ao *strike* geológico.

5.1 Dados de Poços

Um modelo sintético torna-se mais realista quanto maior é a quantidade de informações reais (observadas) utilizada para sua construção. Nesse sentido, os dados de perfilagem geofísica de poço na Bacia Potiguar desempenharam um papel fundamental na modelagem magnetotélúrica.

Foram analisados três poços perfurados no campo de petróleo Fazenda Belém, CE. Os poços foram gentilmente cedidos pela empresa Strataimage Consultoria Ltda. Esse campo está localizado sobre a plataforma de Aracati (Figura 5.1), portanto, apresenta pouca espessura (em média 700 metros) e sedimentos da Formação Jandaíra e Açú, não possui as Formações Alagamar e Pendência. Os perfis compostos desses poços estão no anexo I.

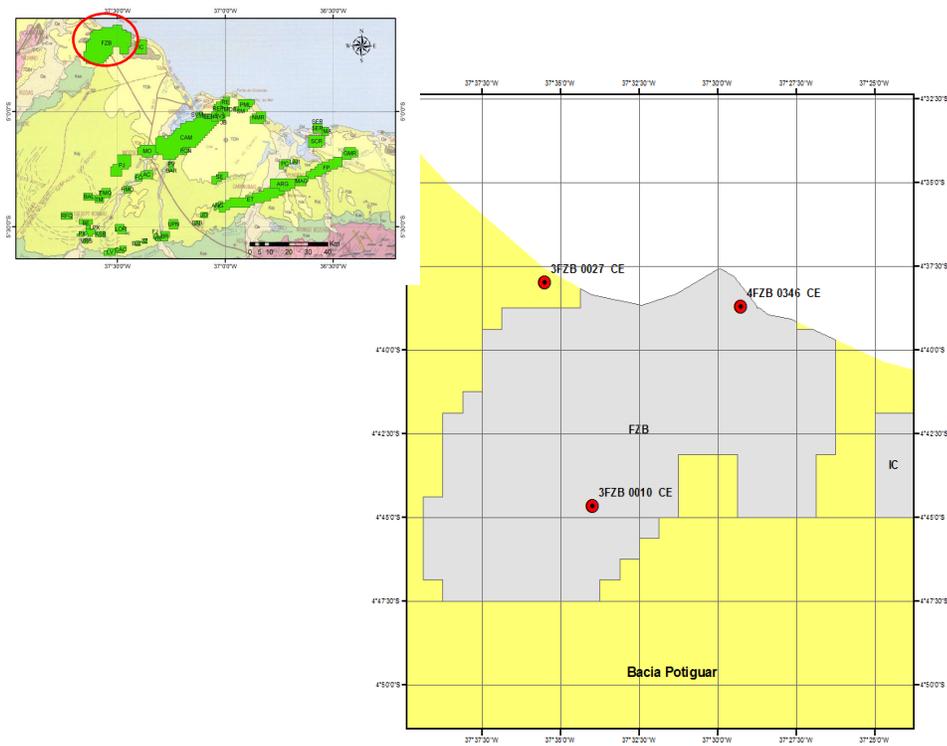


Figura 5.1: Localização dos poços utilizados no trabalho. O campo Fazenda Belém está em destaque na figura superior (círculo vermelho).

Dos três poços utilizados, um é produtor subcomercial de óleo, um é descobridor de nova jazida e o ultimo é seco. Essa variedade é importante para verificar se não há grandes mudanças devido à presença de óleo ou outras estruturas peculiares. A tabela 1 mostra algumas características dos poços analisados.

POCO	LAT	LONG	TIPO_POCO	CATEGORIA	RESULTADO	PROF (m)	ELEV (m)
3FZB 0010 CE	-4.744662	-37.5666450	exploração	extensão	extensão produtor de óleo	407.0	50.0
3FZB 0027 CE	-4.633231	-37.5920450	exploração	extensão	seco sem indícios de petroleo	433.0	35.0
4FZB 0346 CE	-4.645360	-37.4880680	exploração	pioneiro	descobridor de nova jazida com oleo	598.0	41.0

Tabela 1: Características dos poços utilizados para modelagem.

As informações extraídas dos logs desses poços estão relacionadas ao perfil ILD (*Induction Log Depth*), que mede a resistividade da formação através de indução eletromagnética na parede do poço. Esses valores foram utilizados, após passarem por um processo estatístico, como valores iniciais de resistividade para a construção do modelo inicial. A estatística feita nos dados de poços consistiu em retirar valores espúrios (maiores que dois desvio-padrão) e calcular a média dos valores para cada camada.

Analisando os perfis compostos e as curvas ILD, podemos notar que a variação de resistividade no perfil ILD na Formação Açu é pequena, mesmo esta apresentando intercalações de arenitos e folhelhos com siltitos. Nos três poços a resistividade dessa formação teve média de aproximadamente 7.5 ohm.m, com picos de 17 ohm.m e valores mínimos de 3 ohm.m.

A Formação Jandaíra só foi perfilada no poço 4-FZB-0346-CE e apresenta valor médio de resistividade de 179 ohm.m.

O embasamento foi alcançado nos três poços perfilados e apresentou valores próximos nos poços 3-FZB-0010 e 3-FZB-0346 (1810 e 1741 ohm.m, respectivamente). No poço 3-FZB-0027 o embasamento se mostrou com valores mais baixos, aproximadamente 1230 ohm.m. Calculando a média dos três poços, o valor resultante para o embasamento é de aproximadamente 1600 ohm.m.

O poço produtor de óleo apresentou dois intervalos com presença de óleo, um a 315 metros e outro a 345 metros. Suas resistividades são de, respectivamente, 78 ohm.m e 92 ohm.m. O poço descobridor de nova jazida tem um intervalo com presença de óleo em uma profundidade de aproximadamente 500 metros. Este reservatório apresentou valor médio de resistividade de 140 ohm.m.

Esses valores de resistividade foram utilizados em todos os ensaios e simulações de resposta magnetotelúrica. As informações que não puderam ser inferidas pela perfilagem geofísica foram retiradas de trabalhos de outros autores ou foram utilizados valores teóricos.

6. MODELAGEM MAGNETOTELÚRICA

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 (ver seção 2.6).

6.1 Simulações 1: Modelo Geológico Geral

A primeira simulação foi feita sobre um modelo geológico generalizado da Bacia Potiguar, que passa pela Plataforma de Aracati, Gráben Boa Vista, Alto de Quixaba, Graben do Umbuzeiro e termina na Plataforma Leste, com o sistema de falhas de Carnaúbas (Figura 6.1).

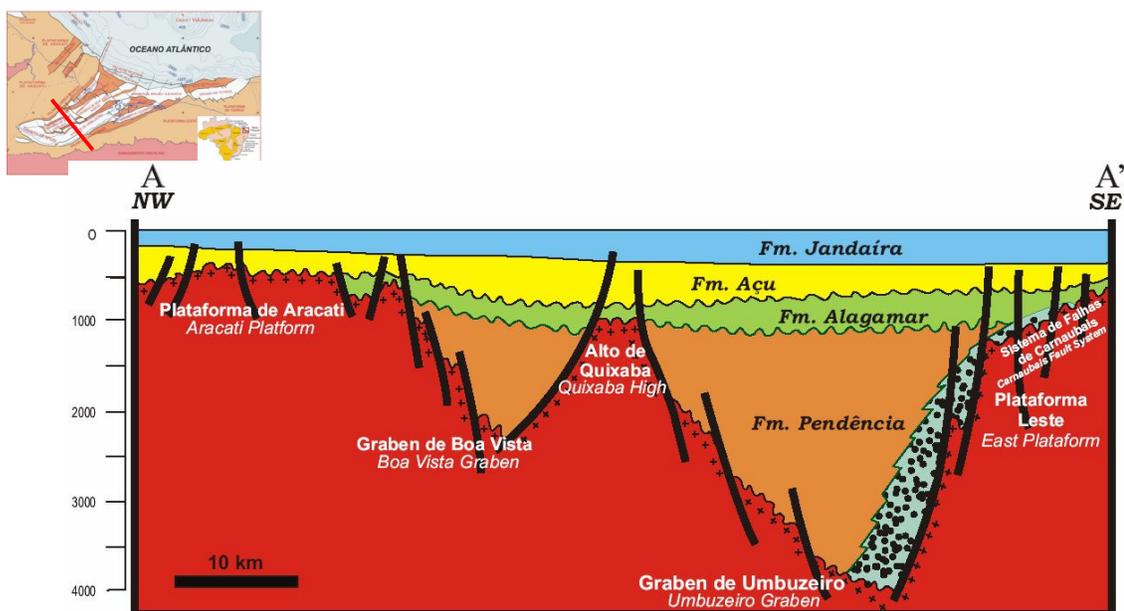


Figura 6.1: Seção Geológica geral da Bacia Potiguar. Na imagem superior, em vermelho, a localização aproximada do perfil. (Fonte: Petrobras)

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 (camada carbonática).

6.1.1 Modelagem Direta

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. Castelo Branco *et. al.* (2005) realizou um levantamento eletrorresistivo na porção sul da Bacia Potiguar com o objetivo de identificar aquíferos para a CPRM (Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais).

As resistividades atribuídas à Formação Alagamar e aos conglomerados foram definidas baseadas nas características deposicionais descritas na Seção 2.

A tabela a seguir determina os valores de resistividade usados para a construção do modelo *mesh* inicial:

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

Tabela 2: Valores de resistividade para as formações da Bacia Potiguar. Em azul, os valores estabelecidos de acordo com a literatura (Telford, 1990)

O modelo de células, com suas espessuras e larguras, foi definido através das grandezas envolvidas no modelo, isto é, a espessura da célula foi escolhida de forma que a camada de menor espessura tivesse, no mínimo, três células envolvidas. A largura da célula é definida de forma automática pelo programa calculada a partir da metade do espaçamento entre estações. Tal espaçamento foi escolhido para que a feição de menor largura tivesse, ao menos, três estações localizadas entre seus limites horizontais. No quadro a seguir estão às dimensões do modelo *mesh* inicial.

Características do modelo mesh:

Profundidade: 4 km

Largura: 82 km

Espaçamento entre estações: 1 km

Número total de estações: 83

Tamanho da célula: 1x0.05 km (largura e espessura)

Número de linhas: 90

Número de colunas: 93

As células do modelo *mesh* inicial foram preenchidas com os valores de resistividade da tabela 2 para que o algoritmo do programa pudesse gerar dados sintéticos correspondentes ao modelo (Figura 6.2). Como o modelo *mesh* é uma matriz de células nem sempre é possível representar todos os detalhes do perfil.

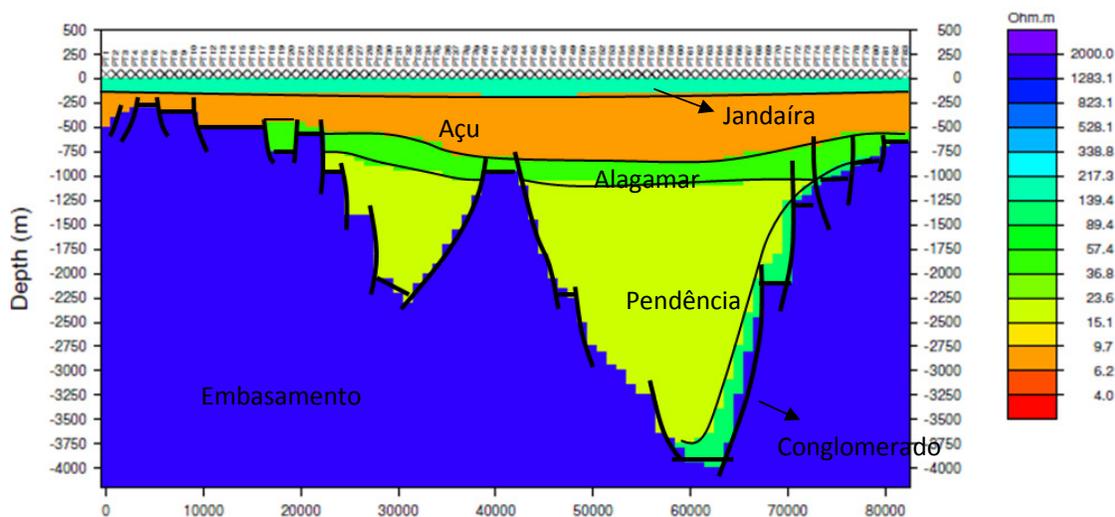


Figura 6.2: Modelo *mesh* inicial para o modelo geológico da figura 6.1 com os contornos das camadas litológicas.

6.1.2 Dados Sintéticos

A partir do modelo *mesh* inicial (Figura 6.2) foram gerados dados sintéticos de resistividade e fase para as 83 estações do perfil nos modos (TE) e (TM). Esses dados foram utilizados para executar a inversão 2-D e analisar o resultado da aplicação do método MT na área de estudo.

Para gerar os dados sintéticos foi necessário estabelecer um intervalo de frequência de dados. Cada frequência corresponde à investigação a certa profundidade, de acordo com o Skin Depth. Para imagear camadas mais rasas, é necessário utilizar frequências maiores, enquanto que para alcançar grandes profundidades precisa-se de grandes períodos de observação.

Para escolher o intervalo de frequência adequado para imagear esse perfil inicial, foi calculada a frequência máxima necessária através da fórmula do Skin Depth (Seção 4.4). Considerando que a profundidade alvo é aproximadamente 4000 metros e realizando o cálculo da média ponderada das resistividades das camadas, conclui-se que a frequência necessária para este objetivo é de 0.781 Hz. Da mesma forma, calculou-se a maior frequência

para imagear as camadas mais rasas da seção geológica (10,6 Hz). Para garantir que os dados correspondam a toda a profundidade do perfil, foi utilizado um intervalo de 0.01 Hz a 100 Hz (Figura 6.3). O ruído adicionado aos dados foi de 2.5 %. Esse ruído é fundamental para a convergência na inversão 2-D.

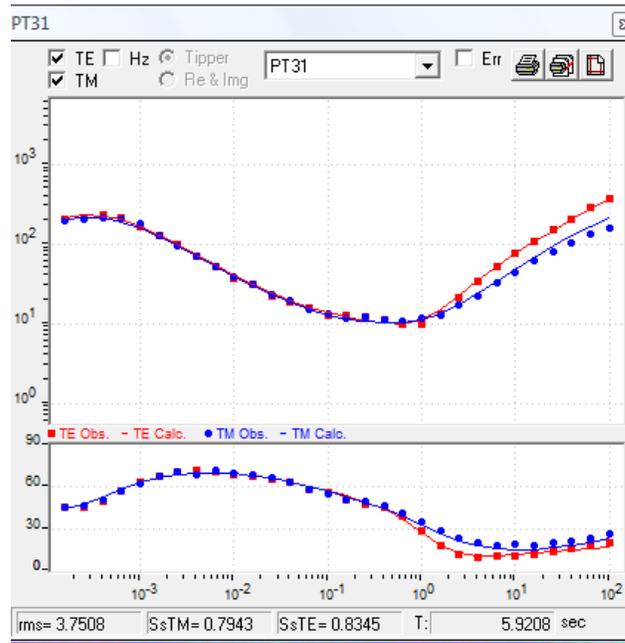


Figura 6.3: Exemplo de dados sintético para a Estação 31, localizada aproximadamente na distância de 30 km.

6.1.3 Inversão 2-D

Os dados sintéticos gerados a partir do modelo *mesh* inicial consistem em uma curva de resistividade aparente e outra de fase em função do período do sinal. Essa não é a informação verdadeira de resistividade de subsuperfície, a qual é obtida através da inversão 2-D desses dados. A resistividade aparente é definida como a resistividade de um meio espaço homogêneo que produz a mesma resposta que as medidas da Terra real com os mesmos parâmetros de aquisição. Para o método MT a resistividade aparente é definida pela parte real do tensor de impedância.

Para executar a inversão 2-D é necessário criar um modelo de células correspondente ao meio espaço com um valor de resistividade único. Neste caso foi utilizado um *mesh* de 100

ohm.m com as mesmas dimensões do modelo inicial. Esse meio espaço serve como partida para a inversão, que, através de cálculos numéricos, tenta reproduzir o que os dados sintéticos estão “enxergando”.

O algoritmo de inversão de Rodi e Mackie (2001) pede alguns parâmetros iniciais. Os principais parâmetros da inversão estão descritos na tabela 3. Os parâmetros foram definidos de forma que a inversão exigisse o menor esforço computacional possível e que o resultado fosse um modelo pouco suavizado com boa discretização de camadas. O modo de inversão TE prioriza as variações em profundidade enquanto que o modo TM prioriza as variações laterais de resistividade. Para este modelo, como o objetivo é caracterizar a geologia regional da bacia, foram utilizados os dois modos em conjunto. O *RMS* foi de 1.8622

Parâmetros da Inversão 2-D	
Inversão modo TE	Sim
Inversão modo TM	Sim
Frequencia Mínima	0.01 Hz
Frequência Máxima	100 Hz
Utilização de curvas suavizadas	Sim
Regularização Laplaciana	Operador de Grid Uniforme
Ordem de Regularização	Minimização pela integral de Lagrange
Tau	1
Erro de fundo	1 %
Número de Iterações	90

Tabela 3: Parâmetros de inversão 2-D para a Simulação 1.

O resultado da inversão está apresentado na figura 6.4 e pode ser considerado regular para as especificações do método MT.

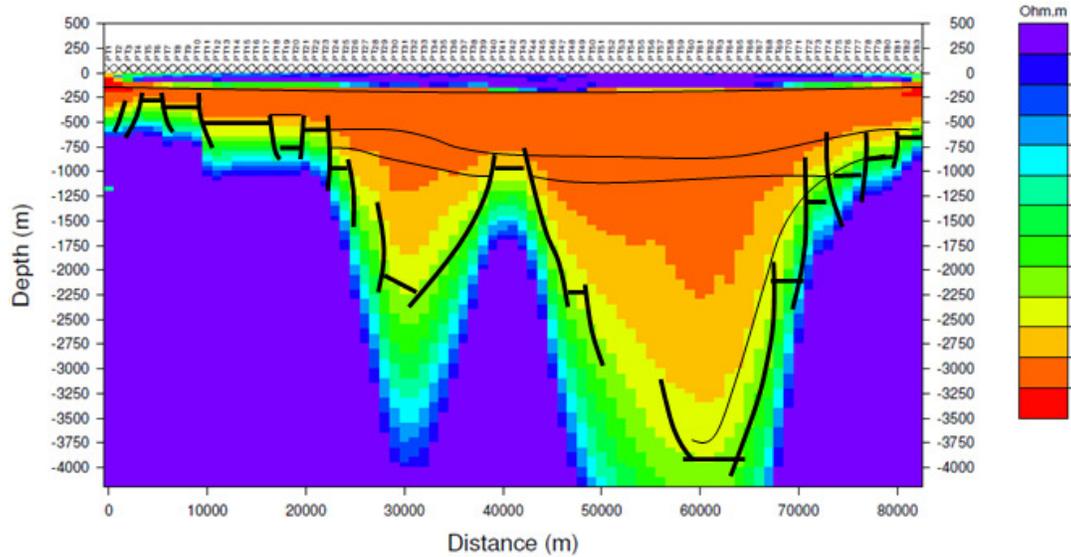


Figura 6.4: Resultado da inversão para o modelo geológico regional (Figura 6.2)

O resultado da inversão mostra que o método MT conseguiu delimitar a forma do embasamento (tons de verde e azul – a partir de 110 ohm.m) com boa precisão de profundidade, porém com valores mais baixos em relação ao modelo direto. A mudança gradativa de valores de resistividade até chegar ao valor real do embasamento (de 110 ohm.m até acima de 200 ohm.m) acontece pois o algoritmo de inversão produz modelos suavizados, que evitam transições repentinas de resistividade.

A Formação Jandaíra foi muito bem recuperada pela inversão, inclusive sua espessura. As Formações Alagamar e Açú 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 pode ser incorporado ao embasamento durante a inversão. Enfim, apesar de o método mapear o formato e algumas falhas do embasamento, não conseguiu preservar os limites das camadas sedimentares intermediárias.

6.1.4 Modelo de Sensibilidade

Para ilustrar a confiabilidade das interpretações finais dos modelos de inversão 2-D aqui apresentados foram gerados perfis com a matriz de sensibilidades das inversões realizadas para as simulações(Figura 6.5).

Nestes perfis os tons vermelhos/amarelos correspondem aos valores mais altos de sensibilidades, onde o modelo inverso 2-D possui parâmetros que influenciam no ajuste aos dados observados, ou seja, quaisquer variações impostas a esses parâmetros implicam uma mudança nas curvas de resistividade aparente e fase.

Neste caso, para o modelo regional apresenta alta confiabilidade até a profundidade de 800 metros. Entre 1000m e 3500m acompanhando o relevo do embasamento, na cor verde, os valores de sensibilidade são mais baixos, indicativos que os parâmetros do modelo influenciam pouco no ajuste aos dados observados. Na cor azul os valores são bem baixos e os parâmetros do modelo não influenciarão nos dados.

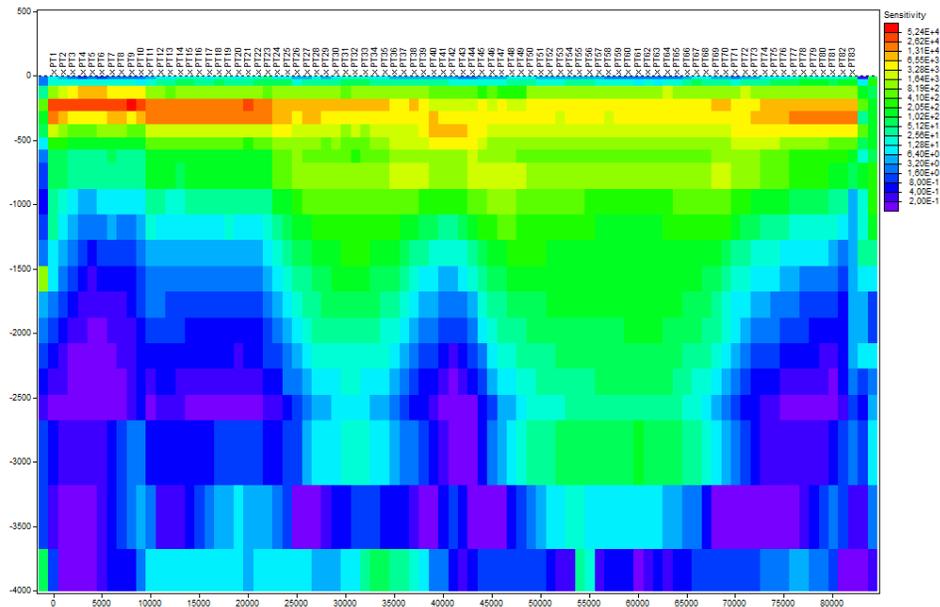


Figura 6.5: Matriz de sensibilidade para a inversão da figura 6.4 (modelo regional). Tons azuis representam menos sensibilidade.

6.2 Simulação 2: Sistema Pendência

A simulação dois tem o objetivo de verificar o comportamento do método magnetotelúrico em ambientes de acumulação de hidrocarbonetos. Para isso, foi utilizada uma seção esquemática do play de petróleo correspondente ao sistema petrolífero Pendência, onde a geradora e a reservatório localizam-se na formação de mesmo nome (Figura 6.6).

6.2.1 Modelagem Direta

As resistividades utilizadas para a criação do modelo *mesh* inicial são as mesmas da tabela 2, sendo acrescentados a esses, o valor de resistividade do reservatório. Esse valor também foi extraído dos perfis ILD dos poços disponíveis (Seção 5.1), portanto, assume-se que o reservatório da formação Pendência tem valor de resistividade igual a 100 ohm. m.

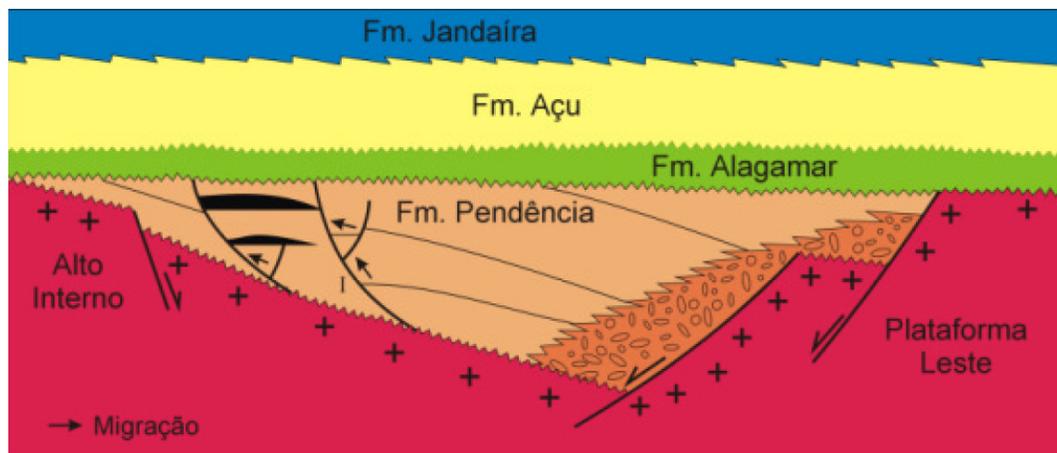


Figura 6.6: Sistema de acumulação na Formação Pendência utilizado como base na simulação 2.

A matriz de células foi modificada em relação à Simulação 1, já que o objetivo é imagear estruturas rasas e o perfil é mais restrito lateralmente. O modelo seguiu o mesmo princípio para escolha das dimensões das células, sendo que por precaução, essas células foram

restringidas às áreas pequenas, para que o método pudesse desenvolver todas as possibilidades para identificar as menores variações de resistividade.

Características do modelo mesh:

- Profundidade: 2 km
- Largura: 25 km
- Espaçamento entre estações: 0.6 km
- Número total de estações: 42
- Tamanho da célula: 0.6x 0.02 km (largura e espessura)
- Número de linhas: 114
- Número de colunas: 52

Novamente, é importante salientar que feições arredondadas são difíceis de serem representadas devido à própria geometria da matriz de células. Portanto, os reservatórios que se dão em lâminas arredondadas foram representados por feições retangulares, preservando a espessura e comprimento do modelo de acumulação da figura 6.6.

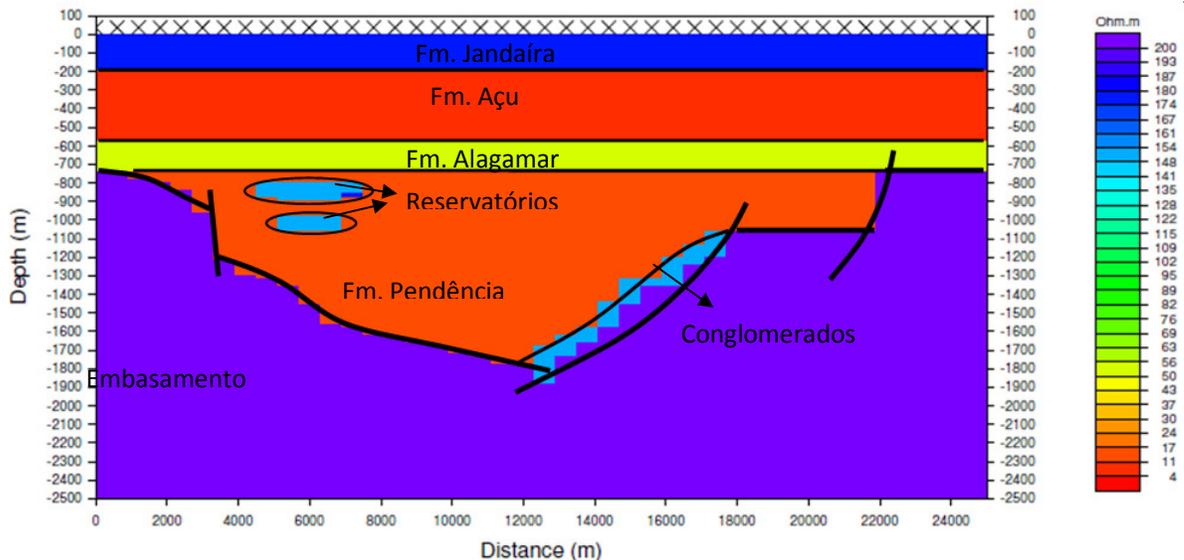


Figura 6.7: Modelo *mesh* inicial para o modelo de acumulação da figura 6.6.

6.2.2 Dados Sintéticos

Para gerar os dados sintéticos (Figura 6.8) correspondentes ao modelo da figura 6.5, foram utilizadas frequências dentro do intervalo de 0.1 Hz até 100 kHz, esse intervalo foi calculado através da fórmula de Skin Depth utilizando a média ponderada das resistividades.

Para cada estação, as curvas de resistividade e fase são semelhantes, apresentando pequenas variações laterais devido às estruturas de falhas ou a presença do reservatório de hidrocarboneto. Até a profundidade do embasamento, as curvas apresentam comportamento unidimensional, isto é, os modos TE e TM apresentam os mesmos valores. Quando o sinal atinge o embasamento o comportamento passa a ser bi-dimensional devido às variações laterais de resistividade. Na presença de reservatório de óleo, o comportamento 2-D das curvas de resistividade se inicia em profundidades menores que o embasamento.

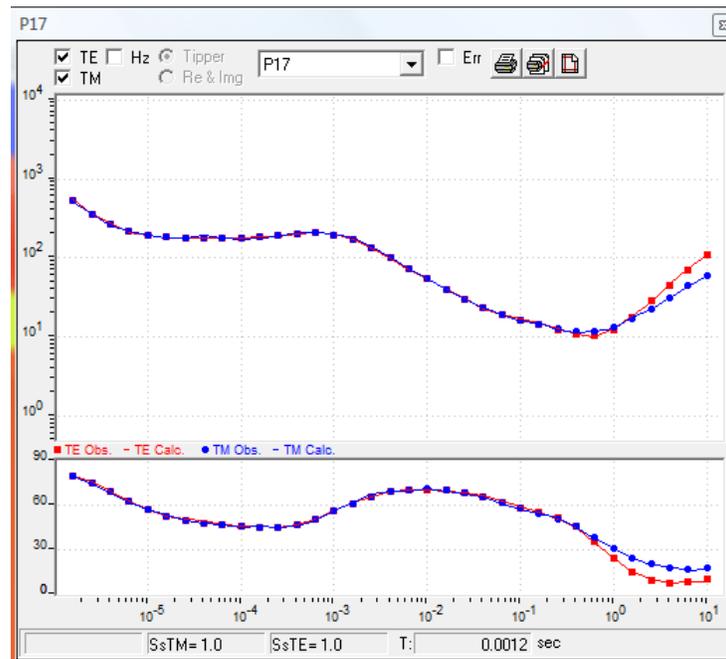


Figura 6.8: Dados sintéticos da simulação 2. O comportamento 2-D começa em 1 Hz.

6.2.3 Inversão 2-D

A inversão 2-D dos dados sintéticos foi realizada a fim de verificar se o método MT consegue imagear o reservatório de óleo ou alguma estrutura correlacionada a ele. Os parâmetros de inversão utilizados estão na tabela 4 e são semelhantes àqueles da tabela 3. No entanto, algumas modificações foram feitas para realizar uma inversão com uma menor suavização, que permita discriminar melhor as estruturas envolvidas.

O modelo *mesh* inicial de meio espaço recebeu valores de resistividade de 100 ohm.m por este ser um valor intermediário entre os valores das camadas litológicas, embasamento e reservatório, podendo assim se ajustar mais rapidamente aos dados sintéticos. O número de iteração foi maior que a simulação 1, já que se trata de um modelo mais detalhado. O erro RMS alcançado foi de 2.117

Parâmetros da Inversão 2-D	
Inversão modo TE	Sim
Inversão modo TM	Sim
Frequencia Mínima	0.01 Hz
Frequência Máxima	100 Hz
Utilização de curvas suavizadas	Não
Regularização Laplaciana	Operador de Grid Uniforme
Ordem de Regularização	Minimização pela integral de Lagrange
Tau	0.5
Erro de fundo	1 %
Número de Iterações	140

Tabela 4: Parâmetros de inversão para a simulação 2.

O resultado da inversão 2-D utilizando os parâmetros supracitados está apresentado na figura 6.9.

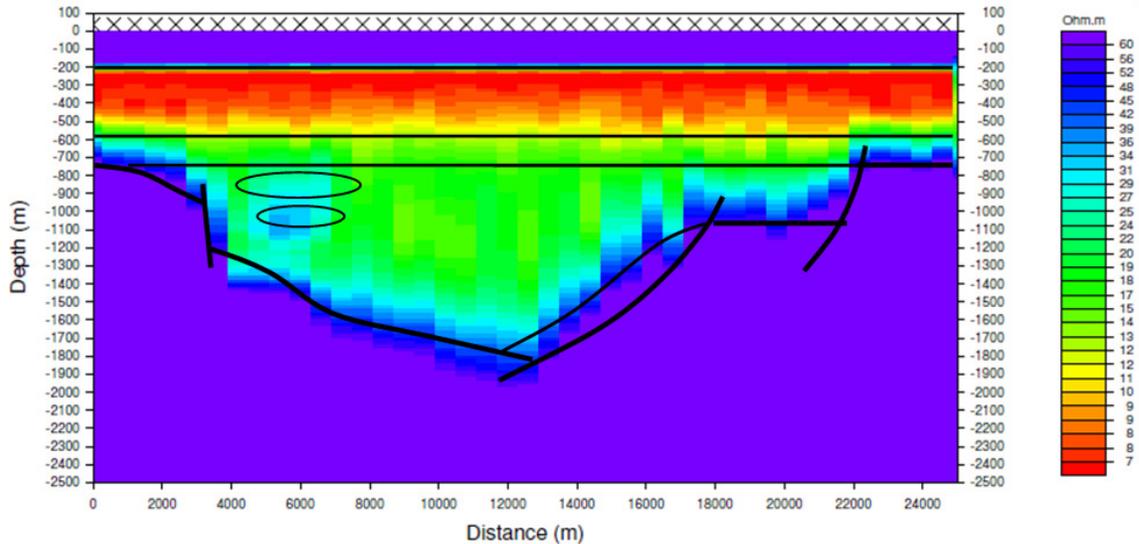


Figura 6.9: Resultado da inversão para o modelo da figura 6.6. Os contornos são retirados do modelo inicial.

A inversão 2-D dos dados sintéticos gerados a partir do modelo inicial baseado na geologia 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).

A Formação Açu 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 acumulo 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.

6.2.4 Modelo de Sensibilidade

A matriz de sensibilidade da inversão 2-D para o modelo do sistema petrolífero Pendência não acompanha o relevo do embasamento como na simulação um e apresenta profundidade de confiabilidade menor (Figura 6.10).

O modelo Pendência apresenta alta confiabilidade até a profundidade de 500 metros. A partir da profundidade de 800m, os valores de sensibilidade são baixos, indicativos que os parâmetros do modelo não influenciam no ajuste aos dados observados. Na prática isso indica que a profundidade encontrada para feições abaixo de 500 metros podem sofrer variações que o ajuste dos dados não mudará.

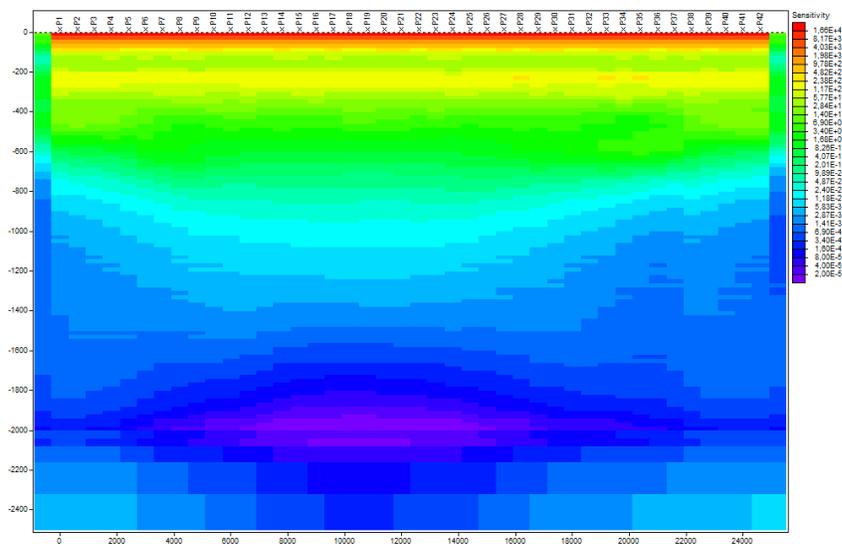


Figura 6.10: Matriz de sensibilidade da Inversão 2-D para o modelo Pendência.

6.3 Simulação 3: Modelo de Acumulação do campo Fazenda Belém

O campo de óleo Fazenda Belém é de extrema importância econômica na Bacia Potiguar. Está localizado sobre a Plataforma de Aracati, na porção nordeste da bacia. Nesta região as formações presentes são Jandaíra e Açú e, em menor escala, a formação Alagamar. Portanto, não há a presença significativa de rochas geradoras e o óleo ali encontrado é proveniente de migrações laterais por grandes distâncias.

O modelo geológico de acumulação de hidrocarboneto para o campo de Fazenda Belém (Figura 6.11) é simplificado e foi redimensionado de acordo com as distâncias obtidas do modelo geológico regional (Figura 6.1).

O objetivo da simulação 3 é, novamente, tentar identificar os reservatórios da Formação Açú e os contornos das camadas litológicas, assim como a profundidade do embasamento.

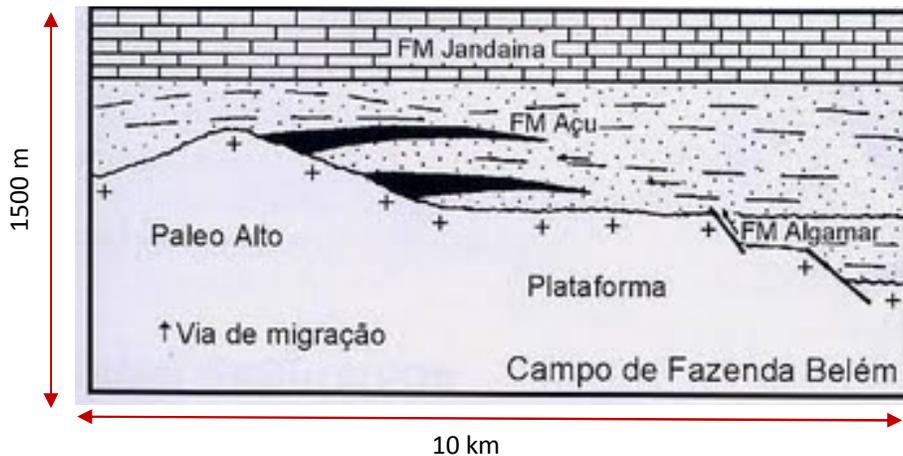


Figura 6.11: Modelo de acumulação de hidrocarboneto no campo Fazenda Belém. (Fonte:tecnologobg.blogspot.com)

6.3.1 Modelagem Direta

Para construir o modelo *mesh* com os valores de resistividade inicial foram utilizados os valores de resistividade estabelecidos na tabela 2 com a adição do valor de resistividade do reservatório, estimado através de poços perfurados na área de estudo. Esse valor ficou estabelecido como 150 ohm.m.

O modelo *mesh* inicial (Figura 6.12) tem comprimento de 10 km e profundidade de 1500 metros. As dimensões das células foram estabelecidas de acordo com as feições alvo da simulação, ou seja, de acordo com a espessura e comprimento dos reservatórios de óleo do modelo, de forma que houvesse três estações sobre os reservatórios e os mesmos fossem representados, em profundidade por, no mínimo, duas células. As características gerais do modelo encontram-se no quadro abaixo.

<p>Características do modelo mesh:</p> <p>Profundidade: 1.5 km Largura: 10 km Espaçamento entre estações: 0.5 km Número total de estações: 21 Tamanho da célula: 0.5x 0.02 km (largura e esp.) Número de linhas: 91 Número de colunas: 31</p>
--

Durante a construção do modelo inicial, tentou-se preservar ao máximo as características morfológicas das camadas litológicas.

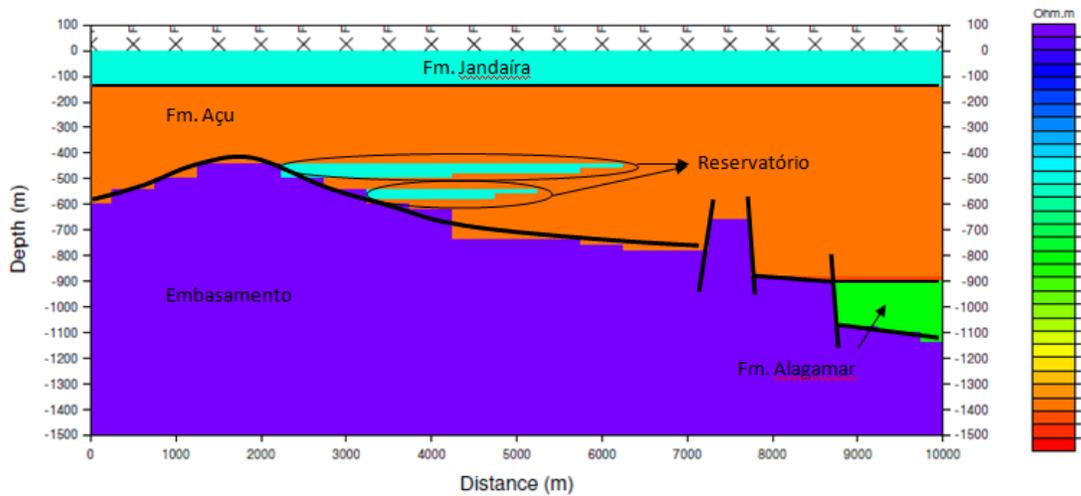


Figura 6.12: Modelo inicial para o campo de Fazenda Belém com os contornos das camadas.

6.3.2 Dados Sintéticos

Os dados sintéticos foram gerados de forma que fosse possível visualizar melhor menores profundidades em relação às outras simulações (Figura 6.13). Desta forma, a frequência mínima necessária foi calculada para imageamento de feições até 2 km de profundidade. Para que não haja risco de perda de dados, houve um limite de tolerância nesse valor de frequência, chegando a um intervalo de frequência de sinal de 100 Hz até 100 segundos.

Os dados sintéticos apresentam comportamento semelhante aos das simulações anteriores, já que estão sobre as mesmas estruturas. As estações em cima dos reservatórios apresentam o início do comportamento 2-D relativamente mais cedo do que as outras, isto é, em períodos menores.

O ruído gaussiano adicionado aos dados foi de 3.5 %, já que esse ruído é fundamental para que o algoritmo de inversão consiga ajustar um modelo coerente aos dados.

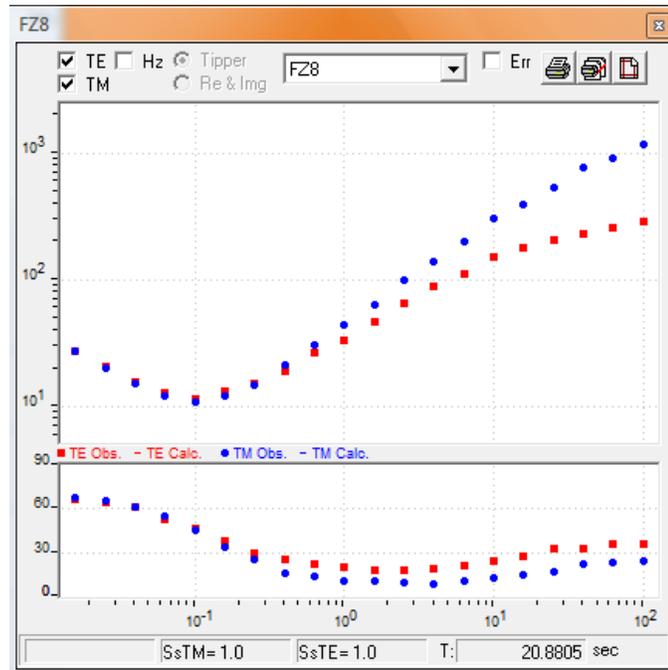


Figura 6.13: Dado sintético para estação localizada sobre o reservatório da figura 6.9

6.3.3 Inversão 2-D

Os parâmetros para a inversão 2-D foram selecionados para que o resultado possibilitasse o imageamento de estruturas estreitas, mas com grande contraste de resistividade, como os reservatórios. A tabela 4 especifica os parâmetros utilizados.

Novamente, foi utilizado um modelo *mesh* de partida com as mesmas dimensões que aquele utilizado para a elaboração do modelo direto inicial com o valor de resistividade de 100 ohm.m.

Parâmetros da Inversão 2-D	
Inversão modo TE	Sim
Inversão modo TM	Sim

Frequencia Mínima	0.01 Hz
Frequência Máxima	100 kHz
Utilização de curvas suavizadas	Sim
Regularização Laplaciana	Operador de Grid Uniforme
Ordem de Regularização	Minimização pela integral de Lagrange
Tau	1
Erro de fundo	1 %
Número de Iterações	180

Tabela 5: Parâmetros de inversão para a simulação 3.

O valor de erro RMS alcançado pela inversão foi de 1.6882, o que indica que o modelo está muito bem ajustado aos dados iniciais (sintéticos).

O resultado da inversão 2-D é mostrado na figura 6.14 juntamente com os contornos das camadas litológicas do modelo direto.

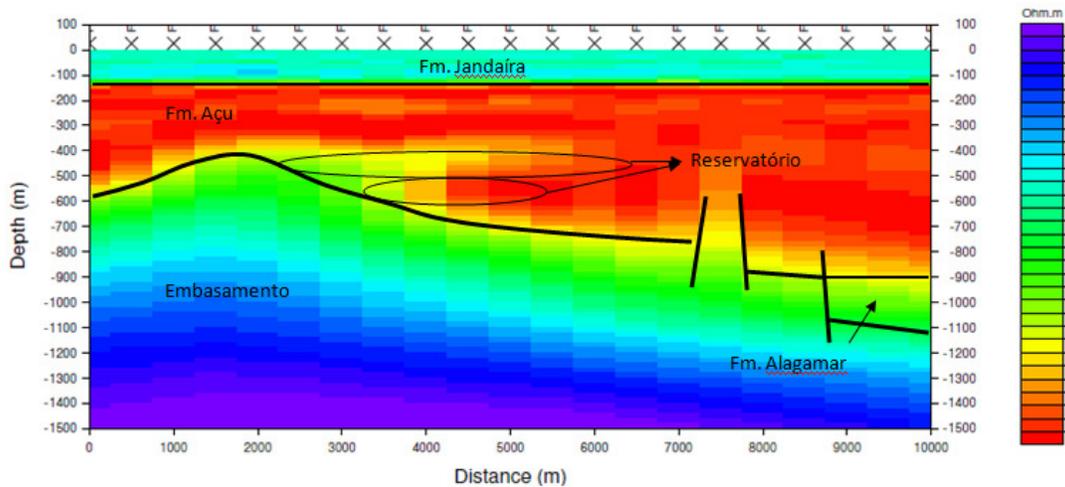


Figura 6.14: Resultado da inversão para o modelo da figura 6.12.

O resultado da inversão 2-D dos dados sintéticos mostra que, durante as iterações o algoritmo conseguiu recuperar bem as profundidades do embasamento, assim como sua descontinuidade lateral e os limites da Formação Jandaíra.

O embasamento, representado pelas cores azul e verde, foi definido em profundidade próxima daquelas que foram estabelecidas no modelo direto. Seu valor de resistividade está inferior ao original, pois, durante a inversão todas as camadas têm seus valores diminuídos em relação ao original, consequência da transformação de resistividade aparente em resistividade verdadeira. Os limites do embasamento no modelo invertido invadem a Formação Alagamar, devido tanto a profundidade e proximidade, quanto ao contraste de resistividade que não é tão significativo.

A Formação Açú está muito bem delimitada tanto na sua base quanto no seu topo, assim como a Formação Jandaíra que apresenta características idênticas as do modelo inicial.

O reservatório do modelo inicial não pode ser totalmente identificado no modelo invertido. Apenas é possível notar a presença de uma zona menos condutiva que as porções adjacentes entre as posições de 4000 e 6000 metros, acima do contorno do reservatório original.

6.3.4 Modelo de Sensibilidade

O modelo Fazenda Belém apresenta alta confiabilidade até a profundidade máxima de 1000 metros na parte leste do perfil (cores vermelhas e verdes), acompanhando em parte o relevo do embasamento gerado pela inversão. A partir desta profundidade, os valores de sensibilidade são menores, indicativos que os parâmetros do modelo não influenciam no ajuste aos dados observados. Na prática isso indica que a profundidade encontrada para feições abaixo de 1000 metros podem sofrer variações que o ajuste dos dados não mudará.

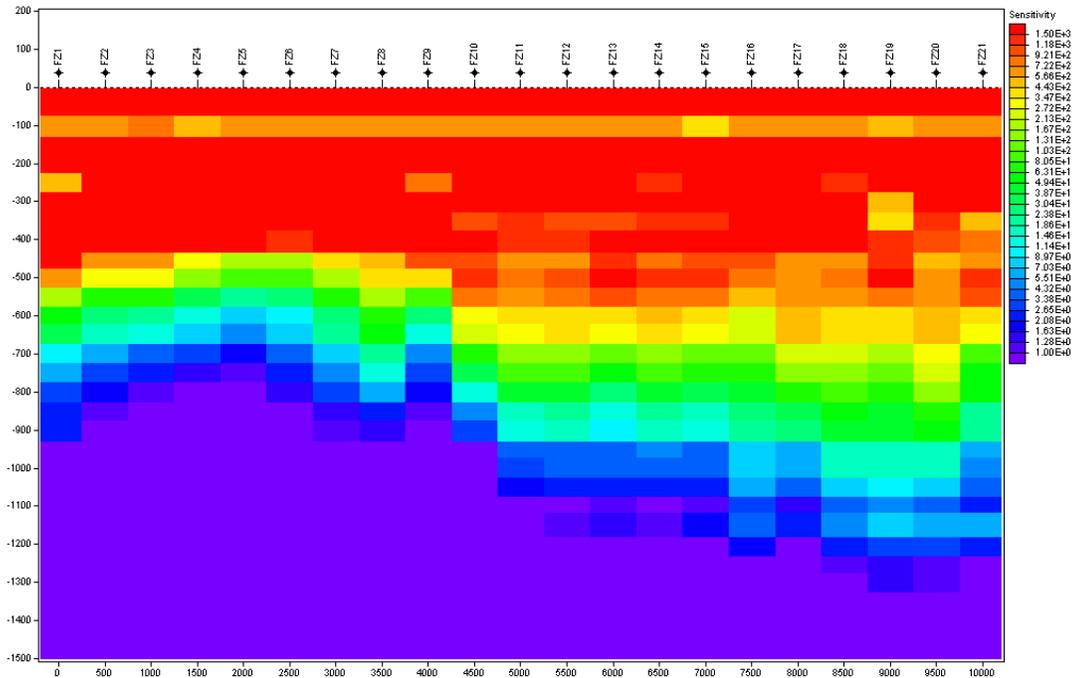


Figura 6.15: Modelo de sensibilidade do modelo Fazenda Belém (Simulação 3)

6.4 Simulação 4: Sistema Petrolífero Alagamar – Açú

A última simulação tem como finalidade analisar a resposta do método magnetotelúrico sobre os reservatórios e camadas litológicas do sistema petrolífero Alagamar- Açú. Nesse sistema a rocha geradora são os folhelhos da Formação Alagamar e as rochas reservatórios

são arenitos turbidíticos da Formação Açu. Deste modo, a simulação foi configurada para identificar tanto os reservatórios quanto possíveis estruturas a ele correlacionadas

O modelo geológico utilizado não possuía escala, portanto, a partir da profundidade e extensão do Alto de Quixaba no modelo regional (Figura 6.1) foi possível dimensioná-lo (Figura 6.16).

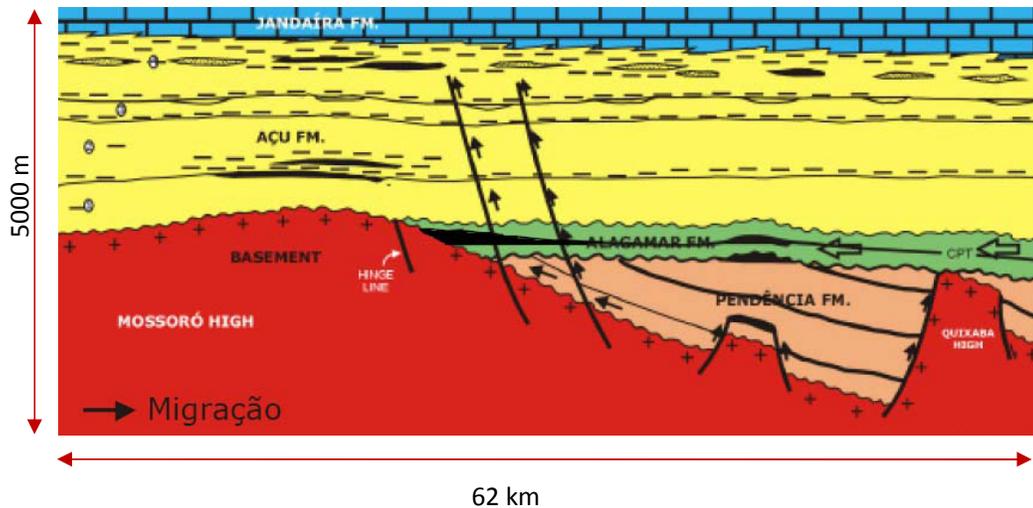


Figura 6.16: Modelo de acumulação para o sistema Alagamar-Açu utilizado para simulação MT.

6.4.1 Modelagem Direta

A elaboração do modelo direto para a seção geológica proposto seguiu os mesmo princípios que as simulações anteriores.

Apesar de ser um modelo mais extenso que os modelos das simulações 2 e 3 e possuir comprimento próximo à simulação 1, o espaçamento entre estações precisou ser fixado em 600 metros, para que houvesse amostragem suficiente acima das acumulações de óleo. Da mesma forma o modelo foi dividido em células de espessura de 25 metros já que as espessuras das camadas litológicas na seção geológica apresentam valores acima de 100 metros.

Características do modelo mesh:

Profundidade: 5 km
Comprimento: 62 km
Espaçamento entre estações: 0.6 km
Número total de estações: 104
Tamanho da célula: 0.6x 0.025 km (largura e esp.)
Número de linhas: 145
Número de colunas: 108

O resultado final do modelo direto para a simulação 4 é mostrado na figura 6.17 com o contorno das camadas litológicas e os limites aproximados dos reservatórios.

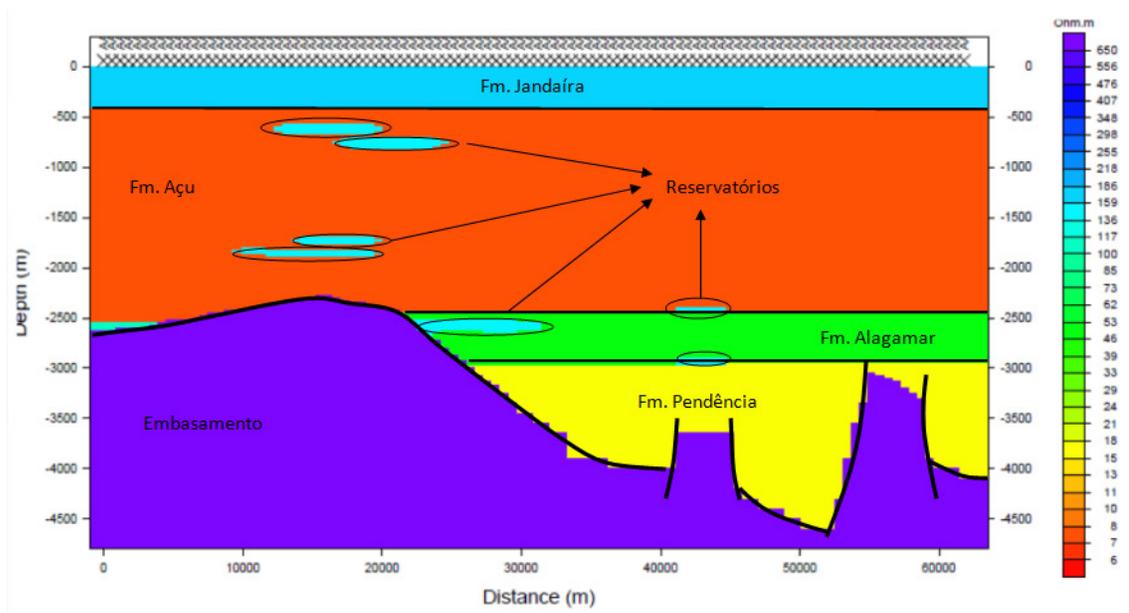


Figura 6.17: Modelo direto de resistividade para a simulação do sistema petrolífero Alagamar-Açu.

6.4.2 Dados Sintéticos

Os dados gerados a partir do modelo direto apresentam comportamento semelhante aos das simulações anteriores, com um grande intervalo de período em situação

unidimensional e, em frequências menores, o início do comportamento 2-D correspondente a regiões com variações laterais de resistividade (Figura 6.18).

Como o modelo aqui simulado apresenta profundidade de até 5000 metros, o intervalo de frequência dos dados foi estabelecido de forma que garantisse a cobertura total da espessura do pacote sedimentar e embasamento. Esse intervalo foi de 10^{-4} Hz até 1000 Hz. Esse intervalo foi o maior entre todas as simulações. As variações intensas de resistividade e a profundidade acentuada fizeram com que dados de períodos menores que 1000 segundos não conseguissem imagear adequadamente a morfologia do embasamento.

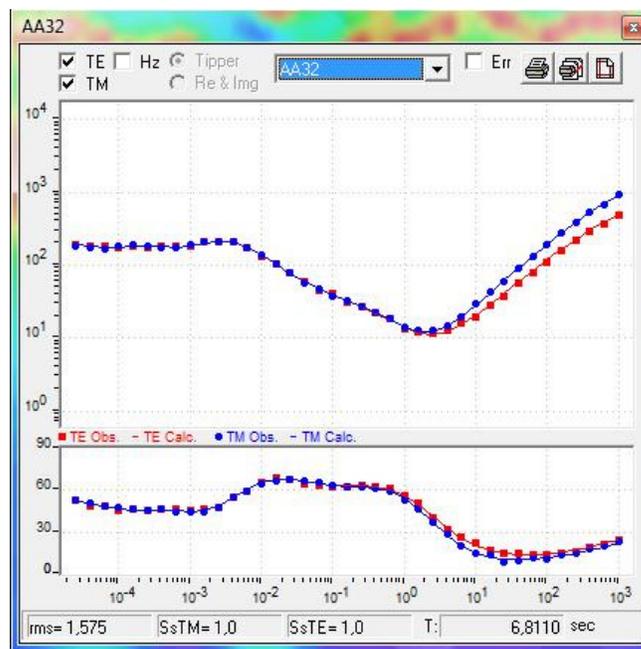


Figura 6.18: Exemplo de dado sintético gerado através do modelo direto. Em azul o modo TM e vermelho o modo TE.

6.4.3 Inversão 2-D

O objetivo da inversão 2-D dos dados sintéticos nessa simulação foi identificar os reservatórios de hidrocarbonetos. Portanto, o embasamento e as camadas litológicas foram negligenciados para que as regiões de alta resistividade dentro da Formação Açu recebessem destaque na escala de cores do modelo invertido (Figura 6.19).

Os parâmetros de inversão (tabela 6) foram basicamente os mesmos utilizados para as outras simulações, com mudanças relativas à suavização do modelo, ou seja, foi necessário diminuir a suavização do modelo para que qualquer mudança de resistividade fosse identificada. O erro RMS alcançado foi de 1.577, o que representa um bom ajuste entre dados e modelos.

Parâmetros da Inversão 2-D	
Inversão modo TE	Sim
Inversão modo TM	Sim
Frequencia Mínima	0.0001 Hz
Frequência Máxima	1 kHz
Utilização de curvas suavizadas	Não. (Utilizados dados das estações)
Regularização Laplaciana	Operador de Grid Standart
Ordem de Regularização	Minimização pela integral de Lagrange
Tau	0.1
Erro de fundo	1 %
Número de Iterações	220

Tabela 6: Parâmetros utilizados na inversão 2-D da simulação 4.

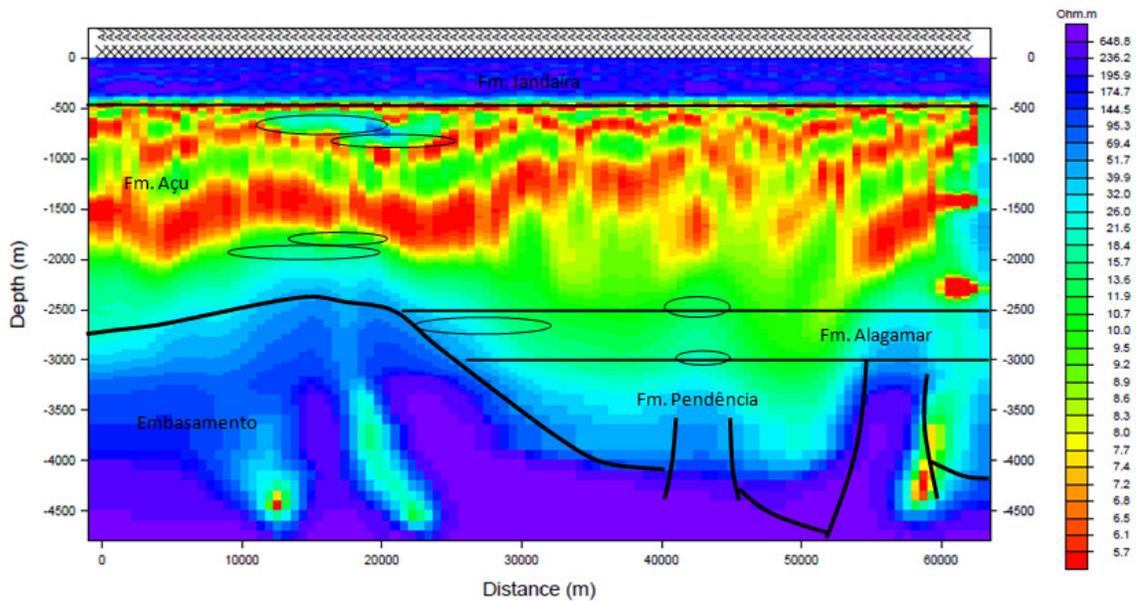


Figura 6.19: Resultado para inversão 2-D dos dados da simulação 4.

A inversão 2-D para o modelo geológico proposto na figura 6.16 apresentou bom resultado no mapeamento dos reservatórios e no delineamento do embasamento.

Os limites do embasamento foram respeitados assim como suas nuances laterais causadas por falhas que produziram rejeitos de até 1 quilômetro (entre as distâncias de 50000 e 60000 metros). Em algumas áreas o contorno do embasamento supera as linhas de contorno inspiradas no modelo direto, no entanto, essas variações podem ser consideradas pequenas dentro da escala do estudo.

Novamente, as formações Pendência e Alagamar não puderam ser diferenciadas, apresentando-se com a mesma resistividade. A Formação Açú está bem marcada em seu topo, porém apresenta variações de resistividade laterais devido aos parâmetros de inversão impostos que impediram uma suavização da camada.

A Formação Jandaíra, assim como nas outras simulações, foi bem delimitada. Esse fato é explicado pelo intervalo de frequência utilizado que conta com sinais de curto período, capazes de imagear com alta resolução as porções mais rasas da bacia.

Os reservatórios existentes no modelo tiveram respostas diferentes conforma sua posição e profundidade. Os dois reservatórios localizados próximos a posição de 15 km e profundidade de aproximadamente 800 metros foram bem marcados pela inversão com tons de azul, representando valores de resistividade bem maiores que aquele da Formação Açú (7.5 ohm.m). Já os reservatórios próximos a embasamento na mesma posição que os anteriores tiveram seus limites confundidos com o embasamento. Enquanto que as acumulações de óleo na posição de 40 km podem ser levemente representadas por tons azulados, indicando resistividade mais alta que a Formação Pendência e Alagamar, onde estão localizados.

6.4.4 Modelo de Sensibilidade

O modelo Alagamar-Açú apresenta alta confiabilidade até a profundidade de 3600 metros. A partir desta profundidade, os valores de sensibilidade são menores que os anteriores, indicando que os parâmetros do modelo não influenciam no ajuste aos dados observados. Mesmo alterando-se os valores das células de resistividades abaixo deste patamar de profundidade o ajuste dos dados não mudará.

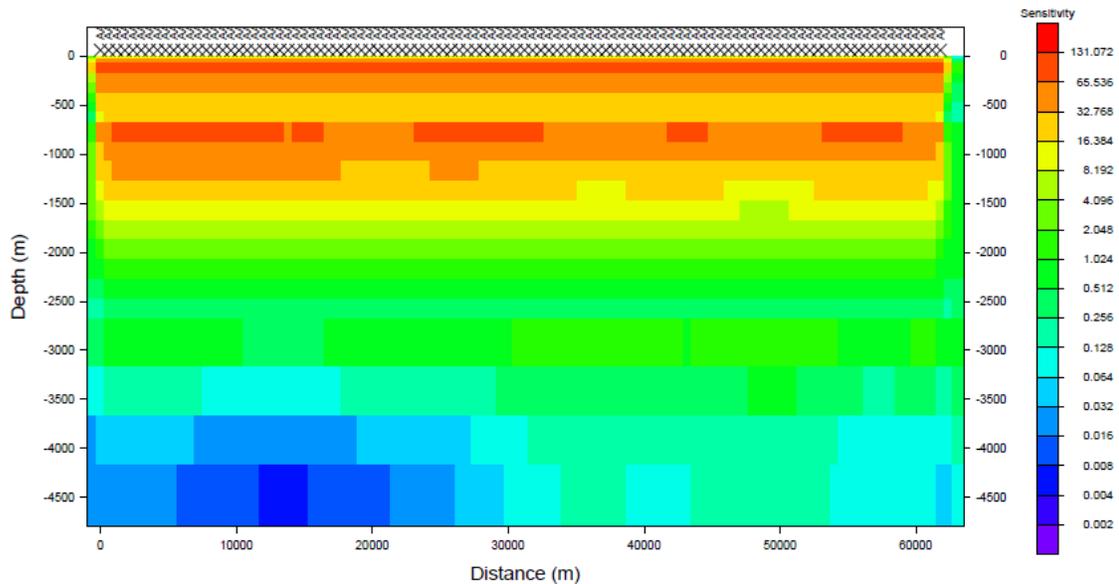


Figura 6.20: Modelo de sensibilidade para a simulação 4 (Sistema Alagamar-Açú)

7. CONCLUSÃO

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. Para este fim, seria preciso utilizar equipamentos de aquisição magnetotelúrica que operam em uma banda de frequência de 0.01 Hz a 100 Hz. Para um estudo mais detalhado de feições rasas, a frequência máxima pode ser aumentada, enquanto que a frequência mínima pode ser ainda menor se o objetivo é melhorar a resolução em profundidade do embasamento.

As simulações dos campos petrolíferos (2, 3 e 4) também apresentaram 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.

De uma forma generalizada, na Bacia Potiguar, o espaçamento de 500 metros e 600 metros possibilitam investigações de boa resolução. Outra característica importante do método é o fato de conseguir identificar tanto regiões de acúmulo de óleo quanto a profundidade do embasamento, já que o intervalo de frequência de operação assume comportamento de banda larga na maioria dos equipamentos atuais.

Apesar das vantagens apresentadas, diante de reservatórios pouco espessos e muito profundos, o método MT encontrou problemas de imageamento, já que as grandes profundidades são investigadas através de sinais naturais de longos períodos que se difundem sem perceber a presença de feições menores que seu comprimento de onda (reservatórios).

A Formação Jandaíra, alvo de preocupação quando o método sísmico é aplicado sobre a Bacia Potiguar, não representou problemas para as investigações MT em nenhuma das simulações executadas. Ao contrário, ela foi muito bem mapeada nos quatro modelos. A

informação referente à espessura dessa camada carbonática pode ser utilizada como informação prévia durante o processamento sísmico (utilizando transformações de petrofísica para análise de velocidade) ou durante a interpretação dos dados sísmicos processados.

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.

De forma geral, o método MT é considerado uma excelente ferramenta para mapear o topo do embasamento, independente do que há acima deste, nas bacias sedimentares. Em bacias rasas, assim como a Bacia Potiguar, este método geofísico também pode ser aplicado com a finalidade de identificar zonas de alta resistividade relacionadas a acumulações de hidrocarbonetos, no entanto, a resolução é mais baixa em comparando com o método sísmico. Enfim, aplicando as duas técnicas conjuntas, o resultado é uma potente arma para investigações em subsuperfícies com qualquer objetivo.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2001. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e gás natural Rio de Janeiro**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/anoario2008/ MAPA_CD.html.

ARARIPE, P.T. & FEIJÓ, F.J. 1994. Bacia Potiguar. *In*: Feijó, F.J. (ed), **Estratigrafia das Bacias Sedimentares do Brasil**. *Bol. Geoc. Petrobras*, Rio de Janeiro, 8(1): 1-249.

BARBOSA, V. C., 2007, **Notas de aulas - Curso de Inversão**. Observatório Nacional. Rio de Janeiro. Brasil.

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.

CHANG, H.K. & KOWSMANN, R.O. 1987. **Interpretação genética das sequências estratigráficas das bacias da margem continental brasileira**. *Rev. Bras. Geociências*, 17:74-80.

CREMONINI, O.A., GOULART, J.P.M. & SOARES, U.M. 1996. **O Rifte Potiguar: novos dados e implicações tectônicas**. *Simp. sobre o Cretáceo do Brasil*, 4. *Bol...* Rio Claro: UNESP, p. 89-93.

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.

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.

JONES, A. G., 2002. **Magnetotelluric Overview and Theory.** Geological Survey of Canada.

KEAREY, P. & VINE, F.J. **Global tectonics.** Blackwel. *London*, 333 pp:1996.

LA TERRA, E. F. 2007. **Apresentação para seminário semanal do Observatório Nacional,** curso de Pós-Graduação. Rio de Janeiro, 2007.

LIRA, ANNA ROSA DO AMARAL;. TRZASKOS, BARBARA; MARTINS, CRISTINA MARIA; KRAFT, RONALDO PAULO & RORIZ, SELMA APARECIDA 2006. **O “Estado da Arte” da Bacia Potiguar Emersa** [Rio de Janeiro, 2006]. XIV, 67 p. 29,7 cm (Faculdade de Geologia - UERJ, Esp., Curso de Especialização em Projeto de Análise de Bacias : Módulo Geologia do Petróleo).

MATOS, R.M.D. 1987. **Sistema de “rifts” cretáceos do nordeste brasileiro.** *In:* Seminário de Tectônica da Petrobras, 1, Rio de Janeiro, *Atas Petrobras/Depex*, p.126-159.

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

MATOS, R.M.D. 1998. **The Transversal Zone: a key feature between NE Brazil and W Africa.** *In:* M.R. Mello & P.O. Yilmaz (eds.), *Extended Abstract Volume*, AAPG International Conference and Exhibition. Rio de Janeiro. Brasil. p. 426-427.

MATOS, R.M.D. 2000. **Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic**. In: Mohriak, W.U.; Alwani, M., (ed). Atlantic Rifts and Continental Margins. p. 331-354. (Geophysical Monograph, 115)

MENKE, W., 1984, **Geophysical data analysis: discrete inverse theory**: Academic Press Inc.

NEVES, C.A.O. 1989. **Análise regional do trinômio geração-migraçãoacumulação de hidrocarbonetos na seqüência continental Eocretácica da Bacia Potiguar**. *Bol. Geoc. Petrobras*. Rio de Janeiro, 3(3): 131-145.

PESSOA NETO, O.C. 1999. **Análise estratigráfica integrada da plataforma mista (siliciclástica-carbonática) do Neogeno da Bacia Potiguar, Nordeste do Brasil**. Curso de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 220p. (Dissertação de Mestrado)

RODI, W. L., MACKIE, R. L., 2001, **Nonlinear Conjugate Gradients Algothm for 2-D Magnetotelluric Inversion**, *Geophysics*, 40, 1035-1045.

SOARES, U.M. & ROSSETI, E.L. 2005. **Tectonismo e sedimentação na porção SW do Rife Potiguar - Bacia Potiguar emersa**. *Bol. .Geoc. Petrobras*. Rio de Janeiro, 13(2): 149-166.

SOUZA, S.M. 1982. **Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar**. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 31, Salvador, *Anais*, 5: 2392-2406.

TELFORD, W. M., L.P. GELDART, R. E. SHERIFF – **Applied Geophysics** – 2nd ed. Cambridge University Press, Cambridge. pp. 283-292.

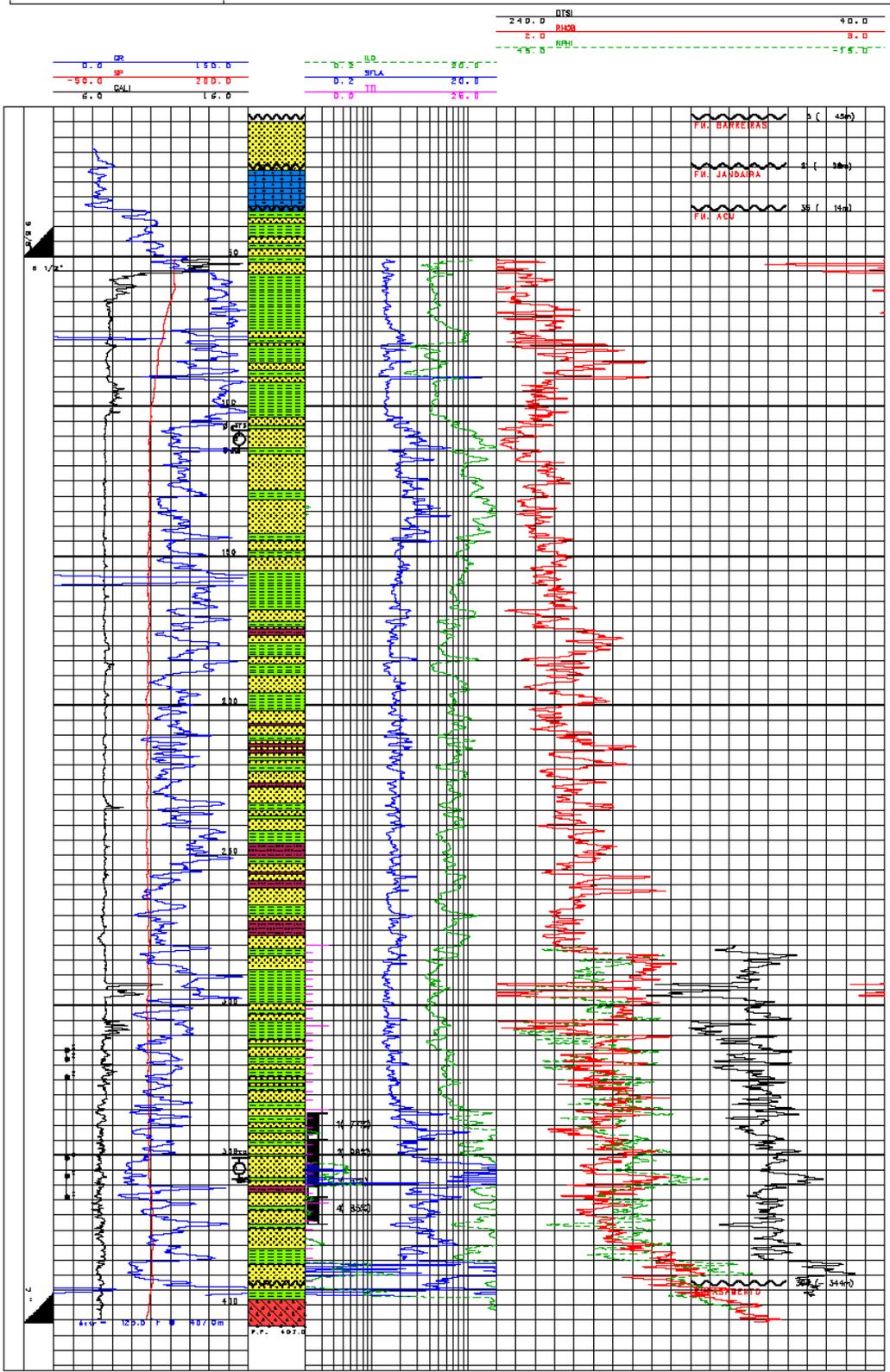
TIKHONOV, A., 1950, **Ob opredelní elektricheskikh glubokikh sloev zemnoi kory.** (about the computation of the electrical characteristic of the layers of the earth), Dokl. Akad. Nauk SSRR, 73:295-297.

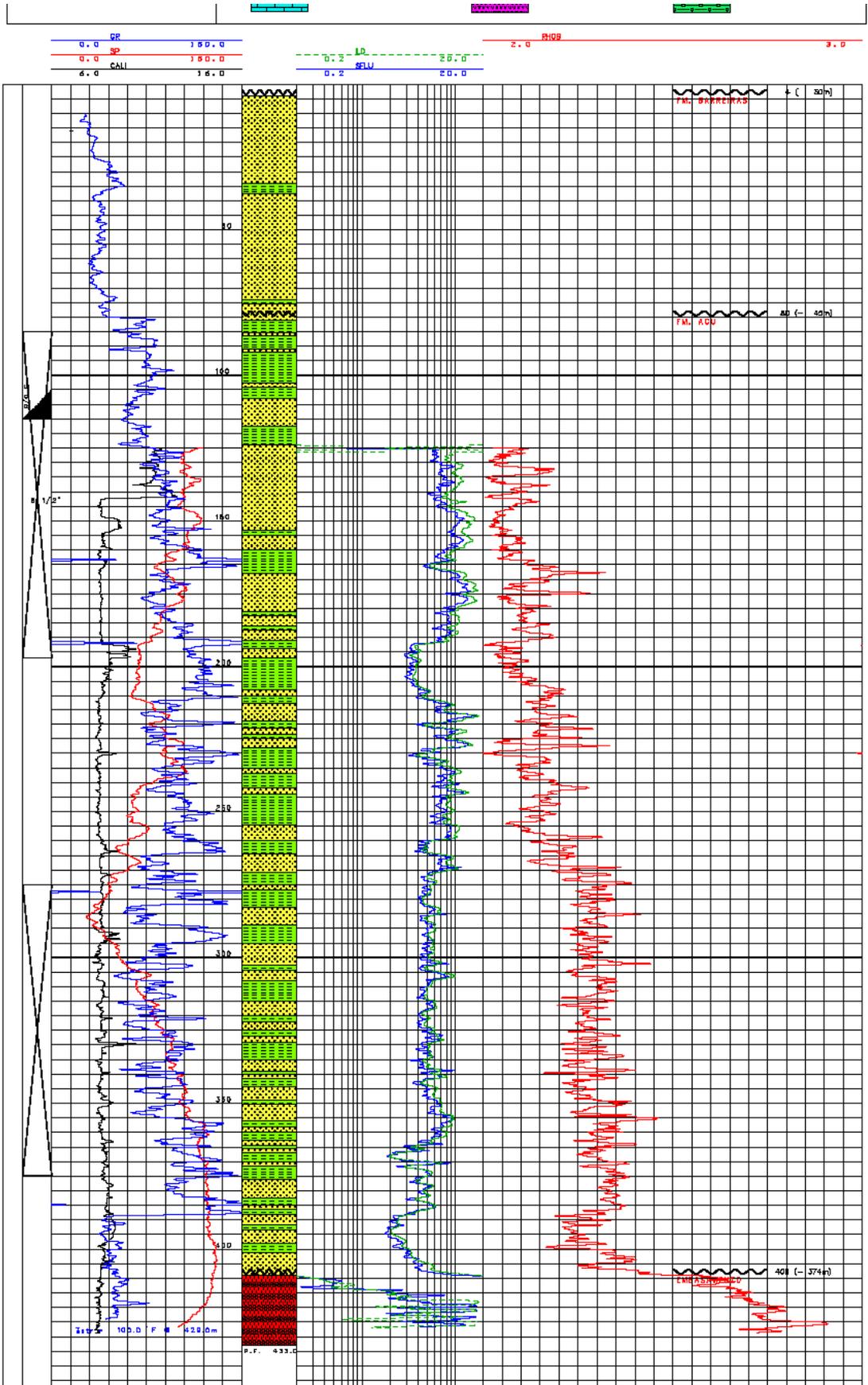
VASCONCELOS, E.P., LIMA NETO, F.F. & ROSS, S. 1990. **Unidades de correlação da Formação Açú.** In: Congr. Bras. Geol., 36, Natal, *Anais*, 1:227-240.

VOZOFF, K., 1991. **The Magnetotelluric Method.** In Nabighian, (E). *Eletromagnetic Methods in Applied Geophysics Exploration*, SEG, Tulsa pp-641-711.

ANEXO I

PERFIS COMPOSTOS DOS POÇOS UTILIZADOS







PERFIL COMPOSTO

4FZB 0346 CE

PREFIXO

FAZENDA BELEM-346

DESIGNAÇÃO

ELEVACOES

LOCALIZAÇÃO

QUADRANGULO: SB-24-E-IV -1-80

BAP= 37.0 M MR= 41.0 M

LINHA SIMICA:

AREA OU CAMPO: FAZ.BELEM/RN

PROFUNDIDADE

BACIA: POTIGUAR (T)

PERFURAÇÃO: 598.0 M PERFILAÇÃO: 598.0 M PONTO DE TIPO: (-587.0 M)

COORDENADAS DO ALVO (OBJETIVO PRINCIPAL)

FORMAÇÃO: **EMBASAMENTO**

COORDENADAS GEOGRAFICAS: LATITUDE: 4 38 39.70 S

INICIO PERFURAÇÃO	TERMINO PERFURAÇÃO
07/09/85	11/09/85

RECLASSIFICAÇÃO: **DESC. DE NOVA ACUMULAÇÃO COM OLEO. (41)**

LONGITUDE: 37 28 22.78 W

UTM: X= 9486492.1 M

EQUIPAMENTO

DATA: 08/11/85

Y= 687540.4 M MC= 39

SONDA N.: SC58 OPERADOR: PETROBRAS

COORDENADAS DA BOCA

UTM: X=

Y=

MC=

DATA DE ATUALIZAÇÃO

31/03/88

AUTOR

DATUM: ARATU

OCORRENCIAS DE PETRÓLEO		TESTES DE FORMAÇÃO		REVESTIMENTOS CANHONEIOS		TESTEMUNHOS		ZONAS PALEONTOLOGICAS		CONTATOS	
INDÍCIOS		FONDEZADA E FATURADA MEDIA		PERDAS DE CIRCULAÇÃO		CORRECCIONAIS		CORRECCIONAIS		CONTATOS	
AMOSTRA	TESTEMUNHO	OM	BM	PRE-TESTE	WBT/VAP	PERDA DE CIRCULAÇÃO	CONVENCIONAL	AMOSTRA	OR	NORMAL	
FALHA	AR LATERAL	TUBULAÇÃO	TP	CONCLUSIVO	CONCLUSIVO	PERDA DE CIRCULAÇÃO (TIPO)	OU CABO	AR LATERAL	GR	FN	
OLEO	GAS	TF	TFR	FALHO	FALHO	ABERTO	RECUPERADA			FN	
LANÇA DETECTOR	OHID					INSUFICIENTE	NÃO RECUPERADA			FALHA	
CROMATOGRAFIA	AGUA										
PERFIS CORRIDOS :	BHC	(110 - 583)	CNL	(110 - 582)	FDC	(110 - 597)					
	ISF	(110 - 584)	MSFL	(110 - 579)							

KOP REVEST. TAMPOES GANHO, DIAI, POCO REG. DIREC. AMB. DEPOS.	INDÍCIOS DE H C	TESTES DE FORMAÇÃO V S P	ESCALA 1/1000	TESTEMUNHOS PERDAS AM LATERAIS	ZONAMENTO PALEONTOLOGICO ORDESTRATIGRAFICO	DESCRICAÇÃO LITOLÓGICA SUGERIDA TOPO DE FORMAÇÕES
---	-----------------	--------------------------	---------------	--------------------------------	--	---

Litologia / Lithology

	conglomerado/conglomerate		calcirudite/calcirudite		dolomita/dolomite		basalto/basalt
	arenito/sandstone		calcarenite/calcarenite		sal/salt		tufo/tuff
	siltito/siltstone		coquina/coquina		halite/halite		rochas metamórficas metamorphic rocks
	argilito/mudstone		calciassilito/calciassilito		carnalita/carnallite		igneas/igneous rocks
	folheiro/shale		calcilito/calcilite		anidrita/anhydrite		brechas/breccia
			marga/marl		sylvita/sylvite		tilto/siltite
			calcáreo/limestone		diabásia/diabase		diamictito/diamictite

Fonte: PETROBRAS

0.0	GR	150.0
-1.00.0	SP	50.0
2.0	CALI	14.0

0.2	ILD	20.0
0.3	SFLA	20.0
0.0	TI	25.0

240.0	DT	40.0
2.0	RHOB	3.0
45.0	WFLD	-15.0

