

Moacyr de Souza Bezerra

**GEOLOGIA DA BACIA DO RECÔNCAVO – TUCANO – JATOBÁ E APLICAÇÃO DO MÉTODO
ELETROMAGNÉTICO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Programa de Pós-graduação
em Geologia, Instituto de Geociências, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
UFRJ, como requisito necessário à
obtenção do grau de Especialista em
Geofísica do Petróleo.

Orientadores:

Leonardo Borghi – UFRJ

Álvaro Lucio de Oliveira Gomes – Petrobras

Aprovada em: 26 de Abril de 2007

Por:

Leonardo Borghi

Álvaro Lúcio de Oliveira Gomes

UFRJ
Rio de Janeiro
2007

Dedico este trabalho a todos os meus
familiares, em especial minha esposa
Luciana e minha filha Lara

Agradecimentos

O autor gostaria de agradecer à Petrobras pelo suporte durante toda a execução do trabalho, em especial ao corpo técnico da UP e a todos os professores que tivemos a oportunidade encontrar. Agradeço também UFRJ pela orientação na elaboração do texto. Gostaria de agradecer a todos os companheiros de curso pelo auxílio.

"O tempo é imaginário"
Anônimo

Resumo

Bezerra, Moacyr S.. **Título: GEOLOGIA DA BACIA DO RECÔNCAVO – TUCANO – JATOBÁ E APLICAÇÃO DO MÉTODO ELETROMAGNÉTICO.** 2007. XI, 59p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

O presente trabalho visa apresentar as principais características geológicas da bacia do Recôncavo – Tucano – Jatobá tendo em vista principalmente os reservatórios de óleo e gás. É objetivo também apresentar uma breve fundamentação teórica do método eletromagnético, com seus principais aspectos teóricos e práticos, e, além disso, fazer um estudo de caso sobre a aplicação do método eletromagnético no cenário da geofísica atual, em particular na bacia supracitada.

Palavras-chave: Recôncavo; Petróleo; Eletromagnético.

Abstract

Bezerra, Moacyr S. **Título: Título: GEOLOGIA DA BACIA DO RECÔNCAVO – TUCANO – JATOBÁ E APLICAÇÃO DO MÉTODO ELETROMAGNÉTICO** [*Geology of the Recôncavo – Tucano – Jatobá basin and the application of the electromagnetic method*]. 2007. XI, 59p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The present work aims to present the main geologic characteristics of the basin of the Recôncavo - Tucano - Jatobá in view of the main reservoirs of oil and gas. It is objective also to present one brief view of the theoretical fundamentals of the electromagnetic method, with its key practical and theoretical aspects and, moreover, to make a case study on the application of the electromagnetic method in the scene of the current geophysics, in particular in the above-mentioned basin.

Key-Words: Recôncavo; Petroleum; Electromagnetic

Lista de Figuras

- Figura 1 Localização geográfica das bacias do Recôncavo – Tucano – Jatobá (Figuredo et alii, 1994)* _____ 2
- Figura 2: Coluna estratigráfica da bacia do Recôncavo (fonte: site da ANP, 2007)* _____ 7
- Figura 3: Modelo de Rifteamento para Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá..(A) Fase inicial no início do Berriasiano. (B) Fase sin-rifte com o espalhamento do oceano Atlântico (fonte: MAGNAVITA et al.)* _____ 8
- Figura 4: – Arcabouço estrutural ao nível da seqüência Pré-Rifte da bacia do Recôncavo. As principais falhas são: (1) de Altamira, (2) de Pedras, (3) de Fazenda Alvorada, (4) de Baixa Grande, (5) de Fazenda Cajueiro, (6) de Palmeiras, (7) de Inhambupe, (8) de Patioba, (9) de Tombador, (10) de Araçás-Boa Esperança, (11) de Progresso, (12) de Pedra do Salgado, (13) de Biriba, (14) de Capimirim, (15) de Nova América, (16) de Candeias, (17) de Lamarão, (18) da Barra, (19) de Orobó, (20) de Paranaguá, (21) de Cassarongongo, (22) de Sauípe, e (23) Mata-Catu (ARAGÃO, 1993).* _____ 10
- Figura 5: Paleo-reconstrução da configuração continental no Neoptiano. O destaque mostra o campo de esforços distensionais na bacia do Recôncavo deduzido da análise estrutural do rifte e coincidente com o movimento interpretado para a Microplaca do Leste Brasileiro (MILANI et al., 1987).* _____ 15
- Figura 6: Arcabouço estrutural da bacia do Recôncavo (SANTOS et al., 1990)* _____ 19
- Figura 7: Secção geológica esquemática representando os plays exploratórios da bacia do Recôncavo (SANTOS et al., 1990)* _____ 21
- Figura 8: Modelo esquemático da migração e acumulação de hidrocarbonetos na bacia do Recôncavo (Figueiredo et alii, 1994)* _____ 22
- Figura 9: Sistema para calculo do ângulo de mergulho (Telford, 1990)* _____ 31
- Figura 10: Sistema para calculo do ângulo de mergulho (Telford, 1990)* _____ 32
- Figura 11: Sistema AFMAG a) Arranjos fonte-receptor, (i) e (ii) representando posições intercaladas do receptor e transmissor para medidas sucessivas na mesma estação. (b)*

<i>Operação em terreno acidentado.c) Curvas típicas com espaçamento fonte-receptor variando entre 50 a 60m (Telford, 1990)</i>	33
<i>Figura 12: Disposição do equipamento Turam em campo. (Telford, 1990)</i>	34
<i>Figura 13: Sistema com loop horizontal (Telford, 1990)</i>	35
<i>Figura 14: Sistema UTEM (domínio do tempo). a) Diagrama esquemático. b) Padrões de onda do transmissor e receptor. (Telford, 1990)</i>	37
<i>Figura 15</i>	39
<i>Figura 15 e 16: Impedância Mútua em função de B para várias configurações de fonte – receptor.(Telford, 1990)</i>	40
<i>Figura 17: Disposição do equipamento TFEM. (Zhanxiang,2005)</i>	44
<i>Figura 18: Anomalia de Fase de IP, anomalia de resistividade e seção em tempo da linha 57. (Zhanxiang,2005)</i>	47
<i>Figura 19: – Mapa das anomalias e áreas favoráveis. (Zhanxiang,2005)</i>	48
<i>Figura 20: Linhas de levantamento e estações receptoras no bloco em estudo(Dias et al 2005).</i>	51
<i>Figura 21: Resistividade e parâmetro de polarização ao longo da linha 100. Posições do transmissor diretas. (Dias et al 2005).</i>	53
<i>Figura 22: Resistividade e parâmetro de polarização ao longo da linha 400. Posições do transmissor reversas (Dias et al 2005).</i>	54

Sumário

Agradecimentos	v
Resumo	vii
<i>Abstract</i>	viii
Lista de figuras	ix
 CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	 1
1.1. Apresentação	1
1.2. Localização, Extensão Areal e Limites Geológicos	1
1.3. Classificação e Prospectividade para hidrocarbonetos	3
1.4. Objetivos	3
CAPÍTULO 2 – CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA	4
2.1. Estratigrafia	4
2.2. Arcabouço Estrutural	8
2.3. Evolução Tectônica	13
2.4. Geologia do Petróleo	17
CAPÍTULO 3 – O MÉTODO ELETROMAGNÉTICO	24
3.1. Introdução.....	24
3.2. Teoria do Método Eletromagnético.....	25
3.2.1. Equações de Maxwell no domínio do Tempo.....	26
3.2.2. Relações constitutivas no domínio da frequência	27
3.2.3. Equações de Maxwell no domínio da frequência	28
3.3. Equipamentos de Medidas EM	30
3.3.1. Sistemas para medida do ângulo de mergulho	30
3.3.2. Sistemas para medida de fase no domínio da frequência	33
3.3.3. Sistemas no domínio do tempo	36
3.4. Interpretação de dados Eletromagnéticos.....	38
3.5. Estudos de Caso	41
3.5.1. Primeiro estudo de caso	41
3.5.2. Segundo estudo de caso	49
CAPÍTULO IV – CONCLUSÕES	56
 Referências bibliográficas	 57

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação

A bacia do Recôncavo consiste na primeira província petrolífera brasileira. Durante muitos anos foi e ainda continua sendo laboratório para a pesquisa e aplicações de métodos geofísicos direcionados a descoberta e otimização da produção de hidrocarbonetos.

Nesse contexto, o método gravimétrico sempre teve destaque, proporcionando bons resultados para indústria do petróleo, particularmente para a bacia do Recôncavo.

O presente trabalho aborda sobre o contexto geológico desta bacia e a aplicação do método gravimétrico, com explanação da instrumentação e correções utilizadas na aquisição e as técnicas de interpretação. Ao final apresenta-se um estudo de caso.

1.2. Localização, Extensão Areal e Limites Geológicos

A bacia do Recôncavo localiza-se na região Nordeste do Brasil, ocupando uma área de aproximadamente 11.500 km² (Figura 1). Esta bacia corresponde à porção sul de um aulacógeno intracontinental que se estende para o norte, englobando também as bacias de Tucano e Jatobá. Seus limites são a falha de Salvador a leste; a falha de Maragogipe a oeste; o alto de Aporá ao norte, fronteira com a bacia do Tucano Sul; e o alto de Itacaré ao sul. Contudo, alguns autores descrevem a falha da Barra como sendo o limite sul da bacia.

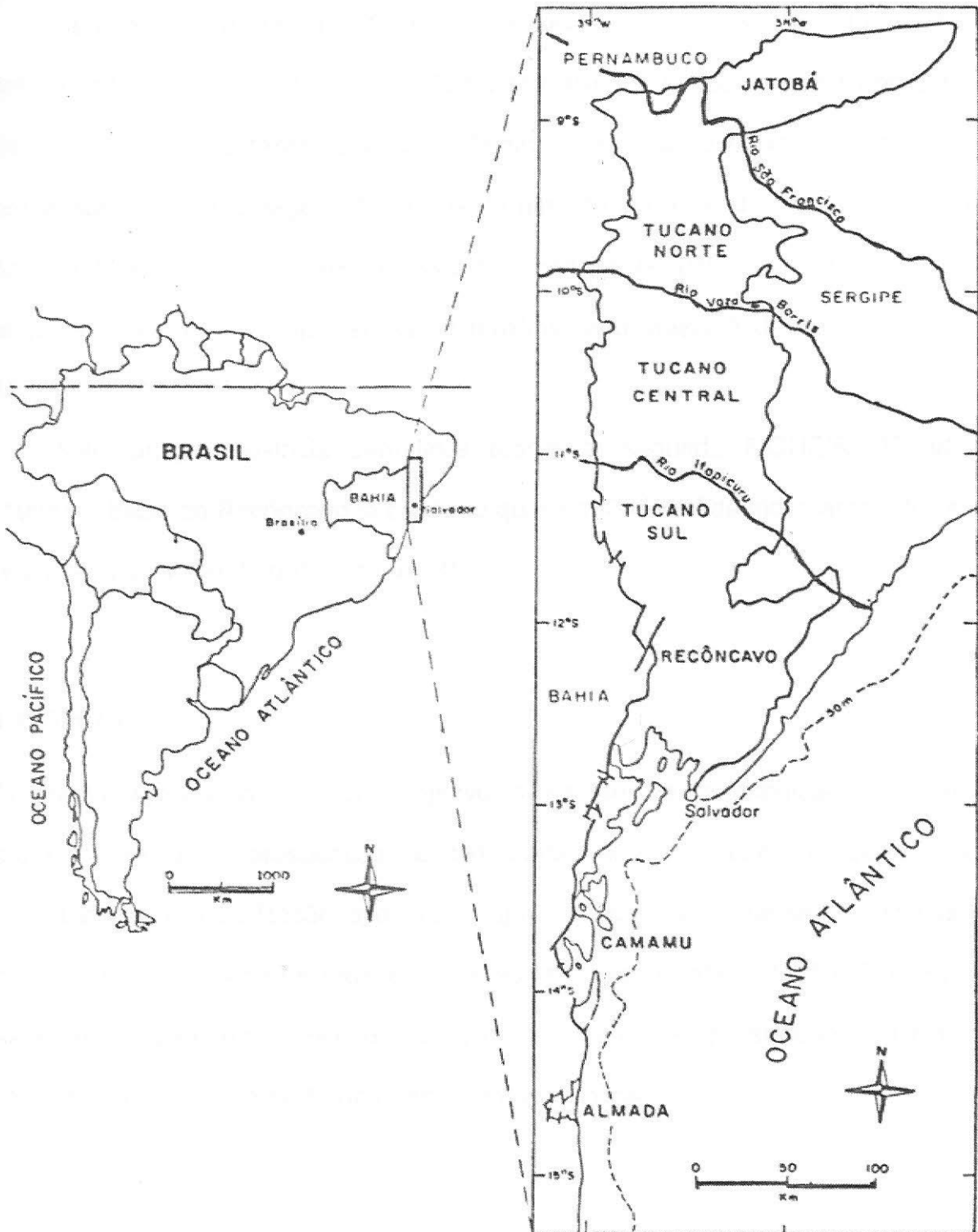


Figura 1 Localização geográfica das bacias do Recôncavo – Tucano – Jatobá

(Figuredo et alii, 1994)

1.3. Classificação e Prospectividade para Hidrocarbonetos

De acordo com MAGNAVITA (1992), a bacia do Recôncavo constitui um meio-gráben inclinado para leste contra a Falha de Salvador, sendo caracterizado por um sistema de falhas extensionais que definem plataformas e baixos estruturais. Os processos de sedimentação são típicos de um rifte abortado durante a abertura do oceano Atlântico entre o Neojurássico e o Eocretáceo (ROSTIOLLA, 2003), com seqüência sedimentar cuja espessura máxima aproximada é de 6900 m (BEISL, 1996).

Mais antiga província petrolífera brasileira, segundo FIGUEIREDO *et al.* (1994), a bacia do Recôncavo já produziu quase 180 MMm³ de hidrocarbonetos e as reservas atuais são da ordem de 07 MMm³.

1.4. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo o estudo da contribuição do método eletromagnético na prospecção de hidrocarbonetos num contexto geral, e em particular na baía do Recôncavo. Serão apresentados os fundamentos teóricos do método, seus métodos de prospecção e as técnicas de interpretação. Em seguida será apresentado um estudo de caso, demonstrando a aplicabilidade do método eletromagnético no contexto da exploração de hidrocarbonetos.

CAPÍTULO II – CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA

2.1. Estratigrafia

A definição fornecida pelo *International Stratigraphic Guide* (1976), apresenta a estratigrafia como uma ciência que estuda a sucessão e a idade das rochas estratigráficas, assim como sua forma, distribuição, composição litológica, conteúdo paleontológico, propriedades geofísicas e geoquímicas, ou seja, seus atributos, propriedades e caracteres, procurando inferir sobre seus ambientes de origem e história geológica.

Segundo Santos & Braga (1990), a coluna sedimentar da costa brasileira, com origem no Cenozóico intermediário, apresenta quatro grandes seqüências estratigráficas: do Continente, do Lago, do Golfo e do Mar. Os mesmos autores afirmam, ainda, que a bacia do Recôncavo apresenta somente as Seqüências do Continente e do Lago. Apontam para essa situação, justificando-se pelo fato dessa bacia ter tido uma interrupção no processo formador do rifte, que ocorreu provavelmente no final Andar Alagoas.

Dessa forma, a revisão estratigráfica da bacia do Recôncavo, inicialmente proposta por VIANA *et al.* (1971) e atualizada por OLIVEIRA (1985), aponta para as correspondências entre as fases de sedimentação, dando origem às respectivas formações e as grandes Seqüências do Continente e do Lago.

No caso da Seqüência do Continente, os sedimentos se depositaram durante a Fase Pré-Rifte e envolvem às seguintes formações: Aliança, Sergi, Itaparica e Água Grande. Para a Seqüência do lago, os sedimentos foram depositados durante a Fase Rifte e envolvem as seguintes formações: Candeias, Marfim, Pojuca, Taquipe, São Sebastião e Salvador.

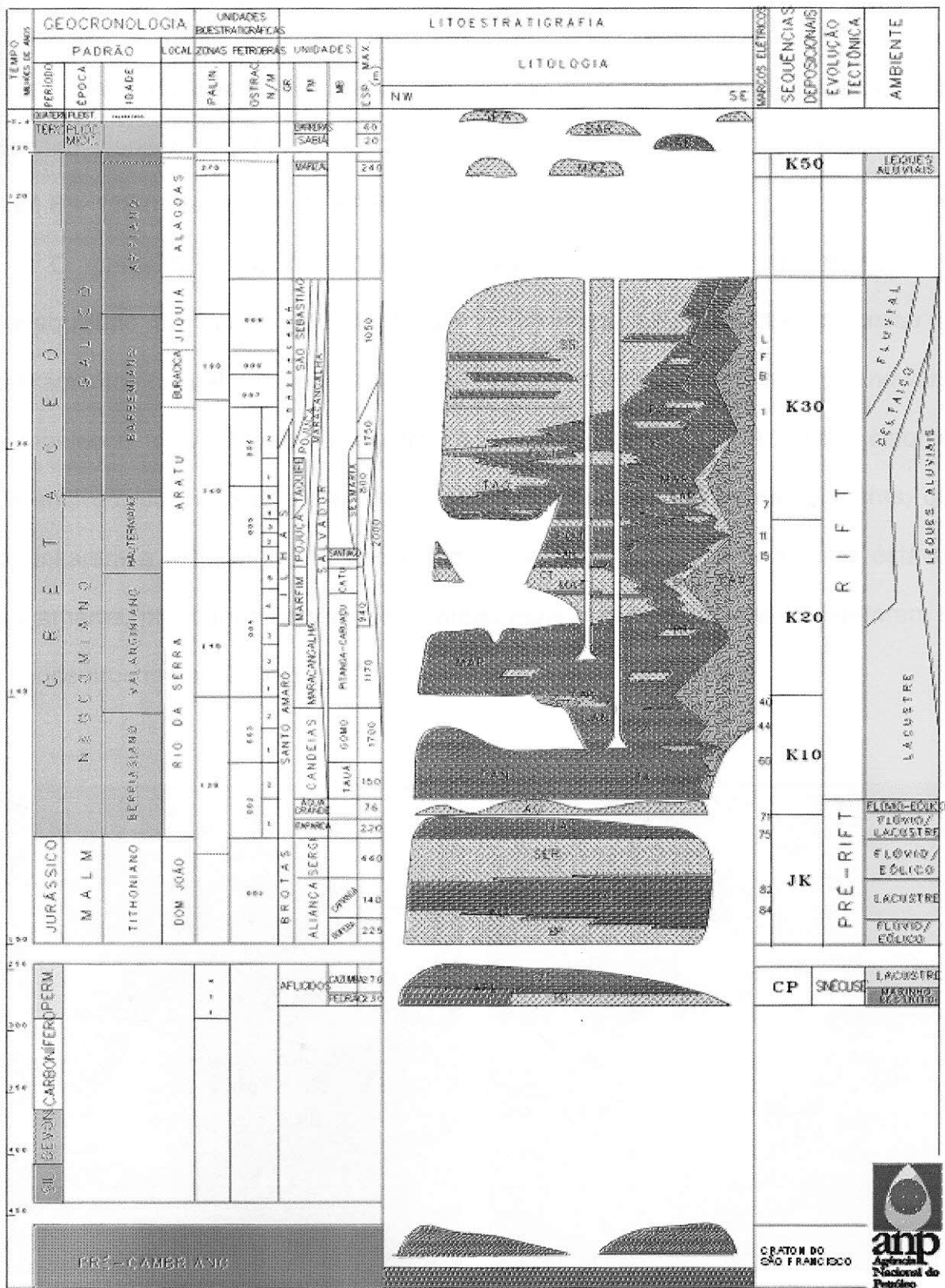
O conteúdo fóssilífero das rochas permite datá-las e correlacioná-las com as de outras localidades. A Bioestratigrafia faz uso desse conteúdo fóssilífero. No caso da indústria do petróleo, usam-se principalmente microfósseis, por razões práticas. Fósseis de grandes dimensões não conseguem ser recuperados pelas sondas utilizadas nas perfurações petrolíferas; entretanto, os microfósseis são facilmente encontrados em amostras retiradas durante a perfuração.

Entre os microfósseis mais utilizados em Bioestratigrafia estão os foraminíferos, os radiolários, as diatomáceas, os palinormorfos e os ostracodes. Segundo Santos & Braga (1990), a bioestratigrafia da bacia do Recôncavo, relacionada aos sedimentos depositados entre os Períodos Jurássico e Cretáceo, está baseada em ostracodes não marinhos.

Tal divisão bioestratigráfica baseia-se no conceito de zona de intervalo. Na Bacia do Recôncavo são reconhecidas, atualmente, nove zonas e vinte seis subzonas, apresentando uma distribuição regional relativamente grande SANTOS & BRAGA (1990).

A Litoestratigrafia consiste no estudo estratigráfico que visa a determinação do empilhamento ou sucessão estratigráfica vertical de unidades litológicas (rochosas) e de lacunas neste empilhamento e a continuidade lateral dessas unidades cujos limites podem ser diacrônicos.

A Cronoestratigrafia se preocupa com as idades de rochas e de camadas geológicas, culminando com a determinação e apresentação de um quadro estratigráfico com definição de idades, absolutas ou relativas, de unidades estratigráficas e de processos geológicos registrados nas rochas. Verifica-se a inexistência de registros geológicos por falta de deposição ou por erosão em algumas regiões da Bacia na fase rifte e determinados momentos do Período Cretácio. Contudo, há ocorrência de grande deposição de sedimentos (arenitos) de origem fluvio-deltáico chegando a 1000 m de deposição na Idade Barremiano (Figura 2).



J.M.CAIXETA, 1993

Figura 2: Coluna estratigráfica da bacia do Recôncavo (fonte: site da ANP,

2007)

2.2. Arcabouço Estrutural

A bacia do Recôncavo apresenta três ciclos tectônicos em sua estruturação: dois no Neocomiano (141,0 – 137,5 Ma) e um no Barremiano Superior/Aptiano (121,8 – 118,0 Ma), segundo HARLAND *et al.* (1982).

O primeiro ciclo, resultante do ajuste compensatório em resposta ao desequilíbrio da distribuição de forças na litosfera, causado pelo processo de estiramento crustal responsável pela ruptura do paleocontinente Gondwana, estabeleceu o arcabouço estrutural da bacia (Aragão, 1994). Tais esforços distensivos, do início do Berriasiano, geraram falhamentos normais planares, que delimitaram a arquitetura da bacia, individualizando áreas relativamente estáveis (patamares, plataformas e rampas) e áreas mais subsidentes, que configuraram os depocentros regionais (Figura 3).

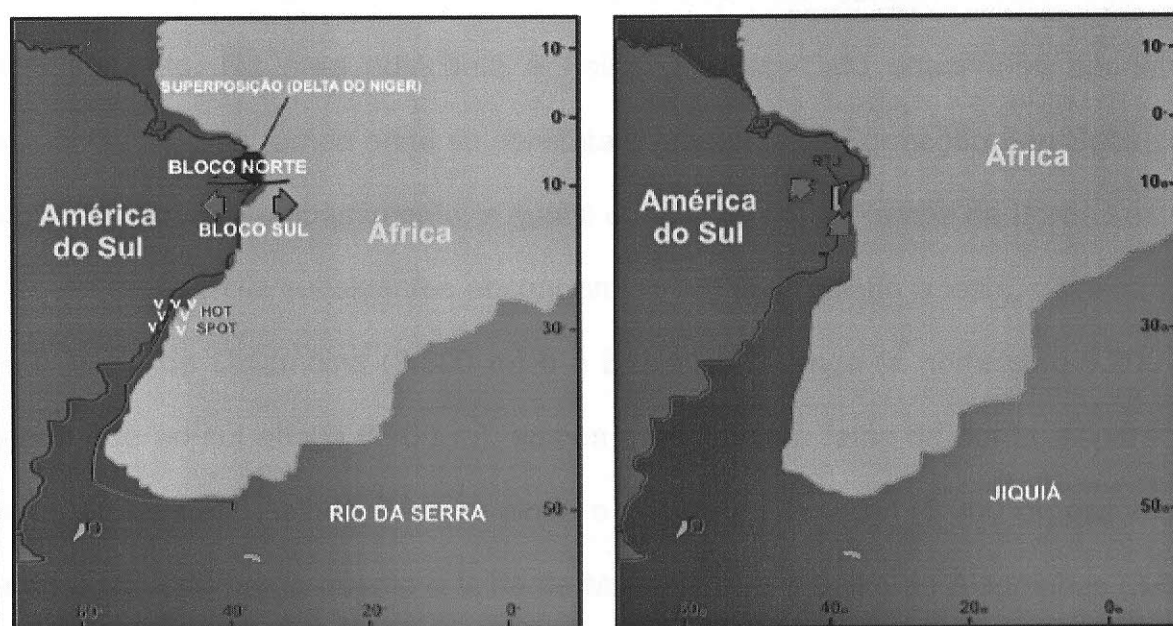


Figura 3: Modelo de Rifteamento para Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá..(A) Fase inicial no início do Berriasiano. (B) Fase sin-rifte com o espalhamento do oceano Atlântico (fonte: MAGNAVITA *et al.*)

A unidade tectônica fundamental é um meio-gráben, estando a borda falhada a leste, definida pelo Sistema de Falhas de Salvador. Os falhamentos NE-SW com rejeito variando de 500 a 1000 m são predominantemente sintéticos na porção nordeste do rifte, destacando-se a falha de Pedras, a qual caracteriza-se por apresentar uma geometria lítrica com 13° de inclinação em sua porção mais basal. No restante da bacia, esses falhamentos são predominantemente antitéticos (ARAGÃO, 1994).

As falhas de direção NW-SE têm como principal representante a Falha de Mata-Catu que, além de possuir a maior variação de rejeito vertical da bacia (100 a 4000 m), mostrou-se ativa durante toda a história geológica do rifte (Figura 4).

Os Sistema de Falhas de Salvador, de direção NW-SE, revelou-se associado com rampas ou patamares ao longo de todo o rifte, com geometria *limited back-faulting* como proposto por MAGNAVITA (1992) para a evolução da borda deste rifte. Em ambas áreas é comum a presença de conglomerados sobre o embasamento. Na área adjacente à Falha de Mata-Catu observa-se apenas a existência de uma rampa onde se constata a presença da Formação São Sebastião em *on lap* sobre o embasamento, a qual é conhecida como Rampa da Borda Leste.

As áreas mais subsidentes encontram-se em sua maioria a leste, destacando-se o Baixo de Quiambina (3.800 m) e o Baixo de Miranga (a norte com 5.200 m, sendo que ao sul atinge 6.900 m), ambos associados à falha de borda, separados pelo Alto de Sete Galhos. Têm-se ainda o Baixo de Camaçari (6.900 m) associado tanto à falha de borda quanto a falha de Mata-Catu, e o Baixo de Alagoinhas (3.800 m), único relacionado com a borda ocidental. Entre o Baixo de Miranga e o Baixo de Alagoinhas situa-se a Plataforma de Quiricó, caracterizada por manter-se estável durante o Berriasiano e o Valanginiano (todo o tempo Rio da Serra).

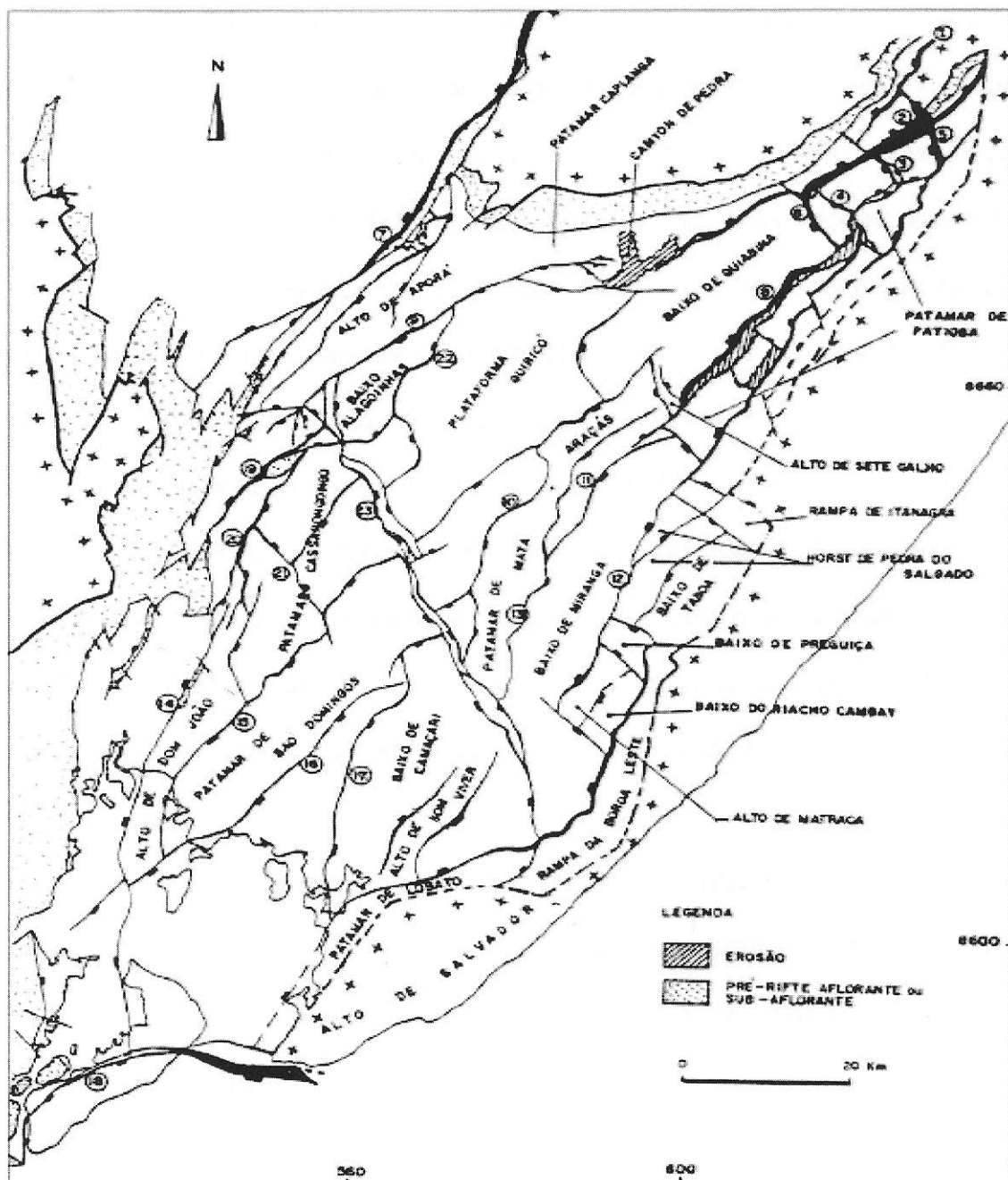


Figura 4: – Arcabouço estrutural ao nível da seqüência Pré-Rifte da bacia do Recôncavo. As principais falhas são: (1) de Altamira,(2) de Pedras,(3) de Fazenda Alvorada, (4) de Baixa Grande, (5) de Fazenda Cajueiro, (6) de Palmeiras, (7) de Inhambupe, (8) de Patioba, (9) de Tombador, (10) de Araçás-Boa Esperança, (11) de Progresso, (12) de Pedra do Salgado, (13) de Biriba, (14) de Capimirim, (15) de Nova América, (16) de Candeias, (17) de Lamarão, (18) da Barra, (19) de Orobó,(20) de Paranaquá,(21) de Cassarongongo,(22) de Sauípe, e (23) Mata-Catu (ARAGÃO, 1993).

A passagem do Baixo de Miranga para o Baixo de Camaçari ocorre através da Falha de Mata-Catu, que nessa região perde sua expressão, com rejeito da ordem de 100m, devido ao Anticlinal de Jacuípe. Como consequência desse pequeno rejeito, a gravimetria não mostra contraste entre essas duas feições, aparecendo como um único baixo. Apesar dessa região ter sido a mais subsidente da bacia, acomoda a feição denominada Alto de Bom Viver, de direção NE/SW, que corresponde a uma anomalia positiva no mapa gravimétrico residual.

O Anticlinal de Jacuípe, situado na extremidade sudeste da Falha de Mata-Catu, é provavelmente resultante de esforços transpressivos ao longo desse trecho da falha. Tais esforços seriam também responsáveis pela presença de repetição de camadas no Campo de Remanso e pela ocorrência de blocos localmente rotacionados, que causam inversão do rejeito (de normal para reverso) próximo a esse anticlinal.

A Falha de Cassarongongo, sobre o patamar homônimo, paralela à falha de Mata-Catu, também sugere a atuação de esforços transpressivos. No bloco alto da Falha de Cassarongongo, suspeita-se da ocorrência de repetição de camadas (Arenito Água Grande).

MORLEY *et al.* (1990) definiram zonas de transferência em riftes como sistemas coordenados de feições deformacionais, que conservam o *strain* causado pela distensão regional. Observaram que essas zonas de transferências variam desde discretas zonas de falhas a amplas zonas de arqueamento, propondo uma classificação baseada na interação dos falhamentos normais entre si.

Essa classificação permitiu classificar a Falha de Mata-Catu como uma zona de transferência conjugada divergente colinear, caracterizada pela mudança de sentido do mergulho do plano de falha ao longo da sua direção. Por sua vez a rampa de

Itanagra, área compreendida entre a Falha de Pedra do Salgado e a falha de borda, foi classificada como uma zona de transferência sintética com superposição, caracterizada pela formação de uma *strike ramp* ou uma *relay ramp* (LARSEN, 1988).

A zona de transferência seria, portanto, responsável pelo deslocamento observado em mapa do Sistema de Falhas de Salvador. Com o auxílio do mapa gravimétrico residual, foram individualizados nessa feição o *Horst* de Pedra do Salgado, o Baixo de Taboa, o Baixo de Preguiça, o Alto de Matraca e o Baixo do Riacho Cambay. Eventos erosivos de Idade Berriasiano que afetam o topo do Grupo Brotas, são identificados, principalmente ao longo da borda do Patamar de Patioba (adjacente à falha de borda), ao longo da falha de Mata-Catu e sobre o Patamar de Capianga, originando a feição denominada de *Canyon* de Pedras.

O segundo ciclo tectônico afetou basicamente a seqüência neocomiana (sedimentos lacustres), sendo caracterizada por falhas de crescimento, as quais controlam localmente a ocorrência de turbiditos dentro da Formação Candeias, originando atrativos prospectos (Aragão, 1994).

O terceiro e último ciclo tectônico, caracterizado por falhamentos lítricos, afetou apenas a seqüência rifte superior, constituída por sedimentos deltáicos e fluviais (ARAGÃO, 1994).

O diapirismo de folhelho é reportado desde o meso/neoBerriasiano, estando ativo até o neobarremiano/Aptiano. Advoga-se que tanto a estruturação decorrente do primeiro ciclo, o basculamento da bacia, quanto à sobrecarga sedimentar foram responsáveis pelo desenvolvimento do diapirismo na bacia.

Após a última fase diastrófica, ocorreu um período erosivo. Sobre essa superfície arrasada, foram depositados em extensas áreas sedimentos de idade Alagoas, que se encontram sub-horizontais, evidenciando o abortamento do rifte.

2.3. Evolução Tectonônica

A história tectônica e sedimentar do rifte do Recôncavo – Tucano – Jatobá revela íntima relação com o campo de esforços distensionais do Jurássico – Cretáceo que resultaram na ruptura do Gondwana e individualização das placas Sulamericana e Africana, com conseqüente abertura do Atlântico Sul. Sob este campo de esforços, uma pequena microplaca conhecida como Microplaca do Leste Brasileiro (SZATMARI *et al.*, 1985, *apud* SANTOS *et al.*, 1990, p. 235) se distinguiu. Seu movimento dextrógiro, em relação ao continente Sulamericano, permitiu o desenvolvimento de um rifte intracontinental naquela área, conforme pode ser visualizado na Figura 5.

No Aptiano, os esforços distensionais concentraram-se na margem das placas recém-formadas, conduzindo à sua separação definitiva e interrompendo o processo de rifteamento do Recôncavo, o que impediu a deposição de sedimentos marinhos em sua calha.

Os *red beds* das formações Aliança e Sergi e os sedimentos das formações Itaparica e Água Grande constituem os depósitos do estágio Pré-Rifte que, durante o Tithoniano e início do Berriasiano Inferior, preencheram uma ampla calha formada

durante a fase de subsidência que antecedeu a ruptura da crosta. Esta deposição ocorreu sobreposta aos remanescentes de uma sedimentação paleozóica (base do Membro Afligidos).

O intervalo compreende sedimentos fluviais, lacustres e eólicos que podem atingir uma espessura demais de 1000 m. Na cronoestratigrafia local os sedimentos do Pré-Rifte equivalem aos depósitos do andar São João e base do andar Rio da Serra, repousando sobre os sedimentos da Formação Afligidos, identificados como permianos por AGUIAR & MATO (1990).

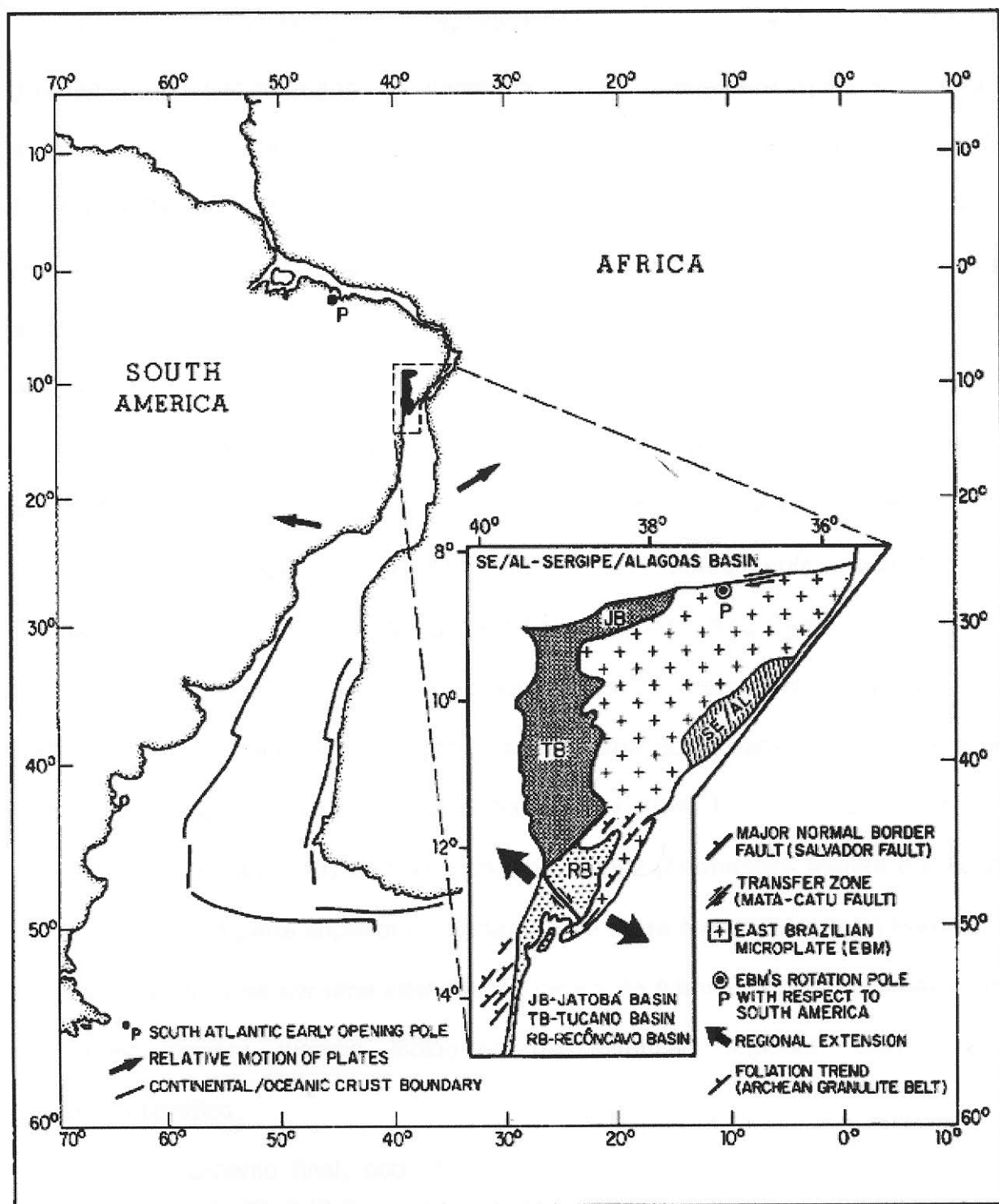


Figura 5: Paleo-reconstrução da configuração continental no Neoproterozoico. O destaque mostra o campo de esforços distensionais na bacia do Recôncavo deduzido da análise estrutural do rifte e coincidente com o movimento interpretado para a Microplaca do Leste Brasileiro (MILANI et al., 1987).

A passagem do estágio pré-rifte para o sinrifte ocorreu a cerca de 144 Ma (Berriasiano), sendo marcado pela paraconformidade que separa os arenitos fluviais e eólicos da Formação Água Grande dos folhelhos lacustres do Membro Tauá da Formação Candeias (MAGNAVITA, 1992). O paroxismo do processo de ruptura da crosta deu origem a fossas tectônicas onde se implantaram lagos profundos e estreitos, à semelhança do que se observa atualmente no sistema de riftes do leste Africano.

Durante a evolução do rifteamento, ao longo do Berriasiano e o Valanginiano, essas fossas foram palco de uma sedimentação predominantemente pelítica, intercalada com depósitos arenosos turbidíticos, formalmente abrigados na Formação Candeias Formação Maracangalha, do Andar Rio da Serra.

À medida em que o tectonismo e a subsidência tornaram-se menos acentuados ao final do Valanginiano, a diminuição da taxa de criação do espaço de acomodação permitiu o início da colmatação das bacias lacustres. Isto ocorreu através da progradação dos depósitos deltaicos do Grupo Ilhas (Formações Marfim e Pojuca, compreendendo a parte superior do Andar Rio da Serra e Andar Aratu). A Formação Pojuca caracteriza-se por uma intercalação cíclica de arenitos, folhelhos e calcários, os quais formam marcos litológicos de extensão regional, com caráter cronoestratigráfico.

O assoreamento final, ocorrido aos tempos dos andares Buracica e Jiquiá (Eobarremiano), deu-se pelo avanço do sistema fluviodeltaico da Formação São Sebastião, axialmente posicionado em relação ao rifte Recôncavo – Tucano. Também esta unidade é caracterizada por uma notável ciclicidade deposicional, revelada pela alternância entre camadas de folhelhos e arenitos. As camadas de

folhelhos mais expressivas e de maior extensão lateral, a exemplo da Formação Pojuca, formam marcos litológicos com forte caráter cronoestratigráfico.

2.4. Geologia do Petróleo

O poço Lobato 3 (1-L-3-BA), primeiro poço produtor de óleo do país, foi perfurado em 1939, localizado na bacia do Recôncavo. Seu sucesso desencadeou um programa exploratório petrolífero de 15 anos, cujo objetivo era fazer o mapeamento geológico de superfície da bacia. Durante o programa foram perfurados 36 poços exploratórios e 27 estratigráficos que resultaram nas descobertas de 09 (nove) campos petrolíferos, dentre eles os de Candeias (em 1941), Dom João (em 1947) e Água Grande (em 1951), hoje responsáveis por 42% do volume de óleo provado da bacia.

A partir da década de 1950, com a fundação da Petrobras, iniciou-se um programa sistemático de exploração da bacia, empregando técnicas mais apuradas do que as do primeiro programa exploratório, como sísmica de reflexão e refração e métodos potenciais, aliadas à fotointerpretação e estudos estruturais através dos dados de poço.

Oriundo desse programa de investigação da bacia surgiu um novo programa de perfuração que durou até 1967. Neste novo programa, maior que o primeiro, foram perfurados 439 poços exploratórios e 128 pioneiros, tendo como resultado o descobrimento de 35 novos campos, os quais acrescentaram mais 47% do total da reserva de óleo da bacia (13,7 BBm³). Destas novas descobertas, 84% estavam restritos a apenas quatro campos de grande importância, Taquipe (em 1958), Buracica (em 1959), Araçás e Miranga (em 1965).

Entre o final do programa exploratório anterior (final da década de 1960) e o início da década de 1980, viveu-se uma fase de extrema redução de descobertas na bacia, consequência do sucesso exploratório anterior, que focalizou todos os novos estudos somente nos altos estruturais mapeados pela sísmica. Nesta fase, foram descobertos menos de 3% do total de óleo provado na bacia.

Durante a década de 1980 a exploração começou a focalizar áreas localizadas na borda da bacia, anteriormente tidas como pouco prolíficas. A mudança, provocada em parte pela melhora na resolução dos métodos sísmicos de reflexão, deu origem a mais 80 poços pioneiros que incorporaram às reservas mais de 2,42 BBm³, correspondendo a 8% do volume de óleo provado atual da bacia.

Como resultado dessas três fases de intensa exploração da bacia do Recôncavo, que totalizam mais de 60 anos de exploração, foram adquiridos um total de 22.000 km de linhas sísmicas e perfurados 5.050 poços, dos quais 978 exploratórios e 4.082 de produção. A reserva total de hidrocarbonetos da bacia é próxima de 30,1 BBm³ de óleo e de 82 BBm³ de gás natural, distribuídos em cerca de 80 campos de petróleo (Figura 6).

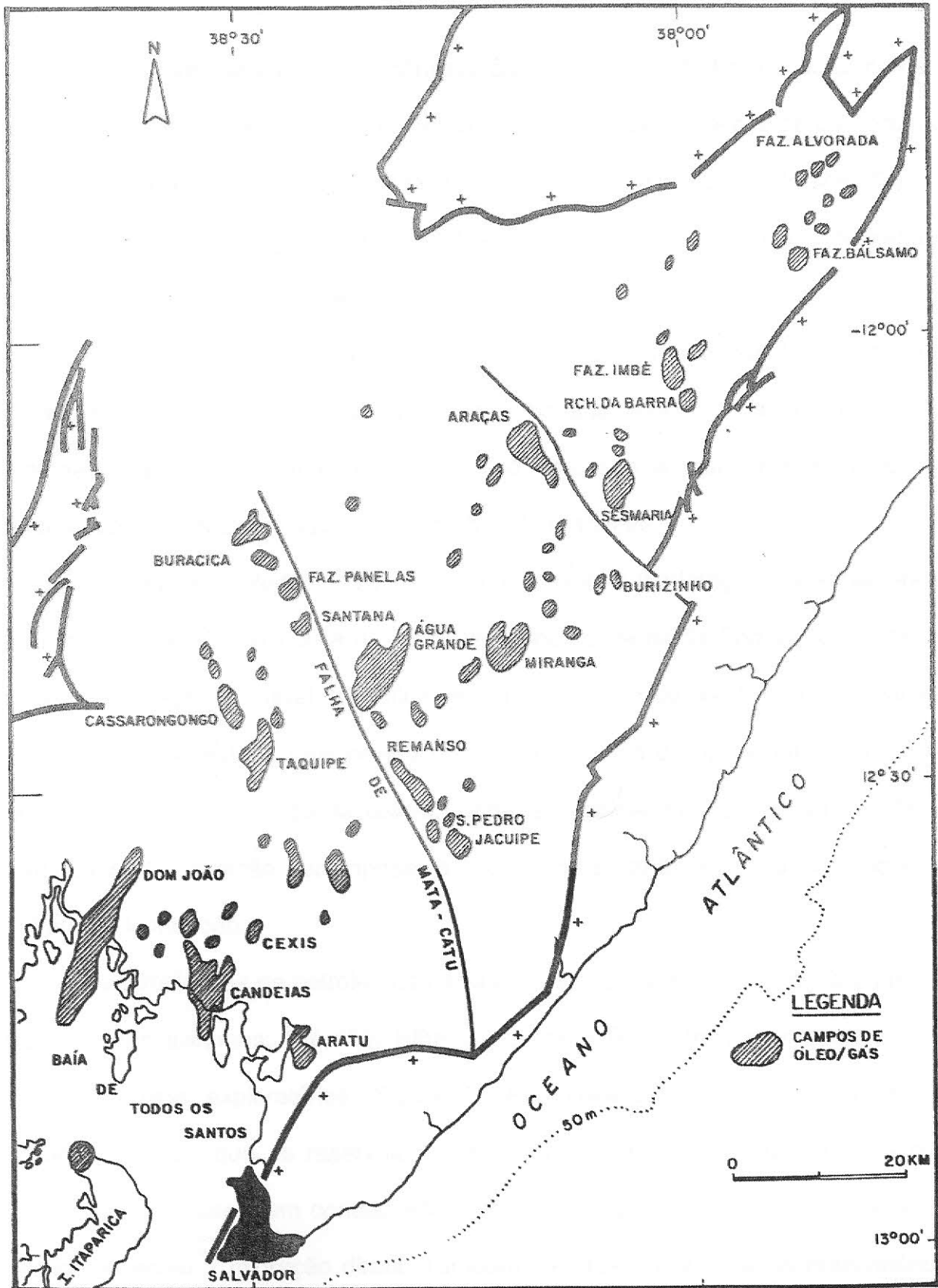


Figura 6: Arcabouço estrutural da bacia do Recôncavo (SANTOS et al., 1990)

Os geradores da bacia do Recôncavo são os folhelhos da Formação Candeias, em especial os Membros Tauá e Gomo. O valor médio para o teor de carbono orgânico residual total (COT), obtido de sedimentos argilosos de Membro Gomo, oscilam em torno de 01% e seu potencial de geração chega a uma média de 5 kg de hidrocarboneto por tonelada de rocha.

O baixo conteúdo de matéria orgânica e a relativa pobreza dos valores de potencial de geração, são explicados por uma alta taxa de conversibilidade de matéria orgânica em hidrocarbonetos. Esse processo é resultante do nível de maturação térmica alcançado pelos folhelhos da formação.

Com base em estudos de reflectância de vitrinita e modelagens de subsidência termal, pode-se afirmar que a geração de hidrocarbonetos da Formação Candeias iniciou-se no Aptiano inicial. Identifica-se um querogênio do tipo I para a formação. Este querogênio estaria relacionado à matéria orgânica do tipo algal, comumente encontrada em ambientes lacustres, onde a matéria vegetal é consumida e transformada pela ação decompositora microbiana durante períodos de exposição subárea e inundação.

As acumulações de petróleo da bacia do Recôncavo podem ser agrupadas em três grandes sistemas: Pré-rifte, Rifte Candeias e Rifte Ilhas, representando 15 diferentes *plays* exploratórios (Figura 7). A modelagem da bacia em *horsts* e grábens fez com que os reservatórios do primeiro sistema, quando situados nos blocos altos, ficassem em contato lateral com os folhelhos geradores. Nesse caso, verifica-se então a migração direta. Também na situação em que os reservatórios estão envolvidos pelos folhelhos do Membro Gomo, no sistema Rifte Candeias, a

migração ocorre diretamente do gerador para os reservatórios. Nos outros casos, as falhas atuam como os condutores de hidrocarbonetos (Figura 8).

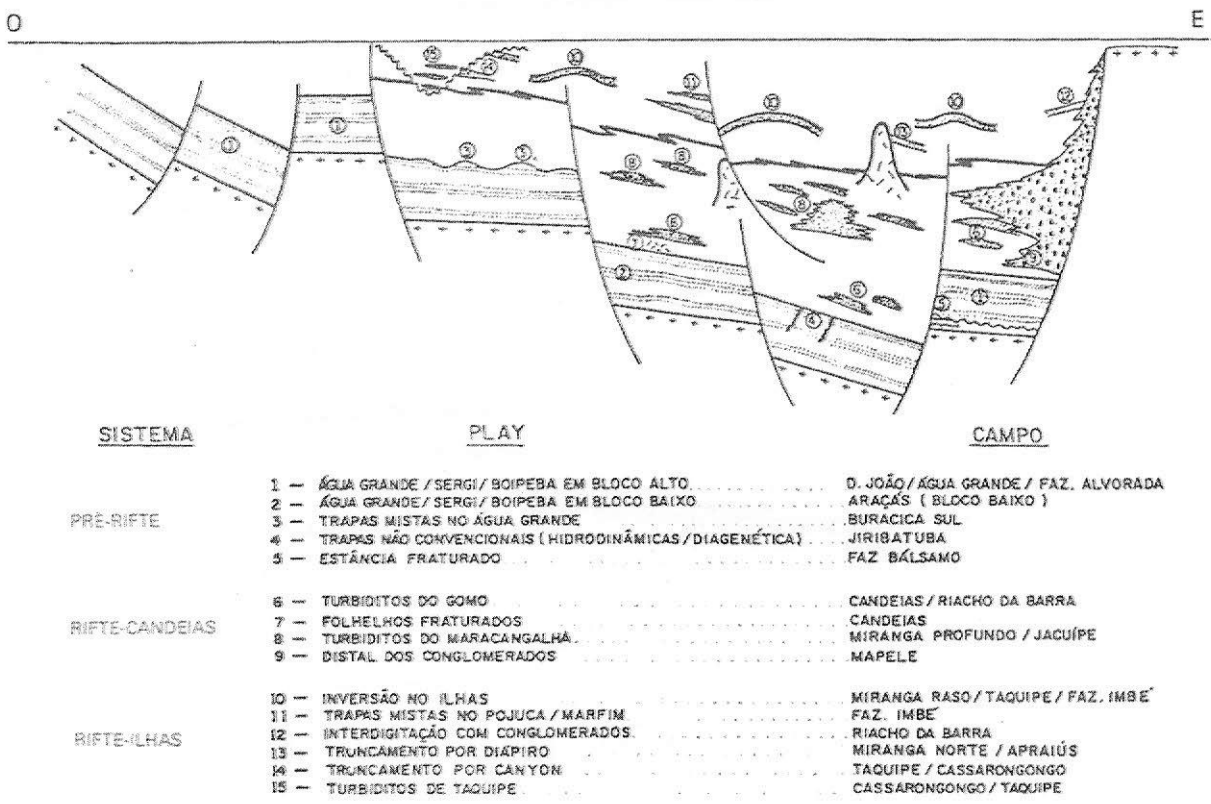


Figura 7: Secção geológica esquemática representando os plays exploratórios da bacia do Recôncavo (SANTOS et al., 1990)

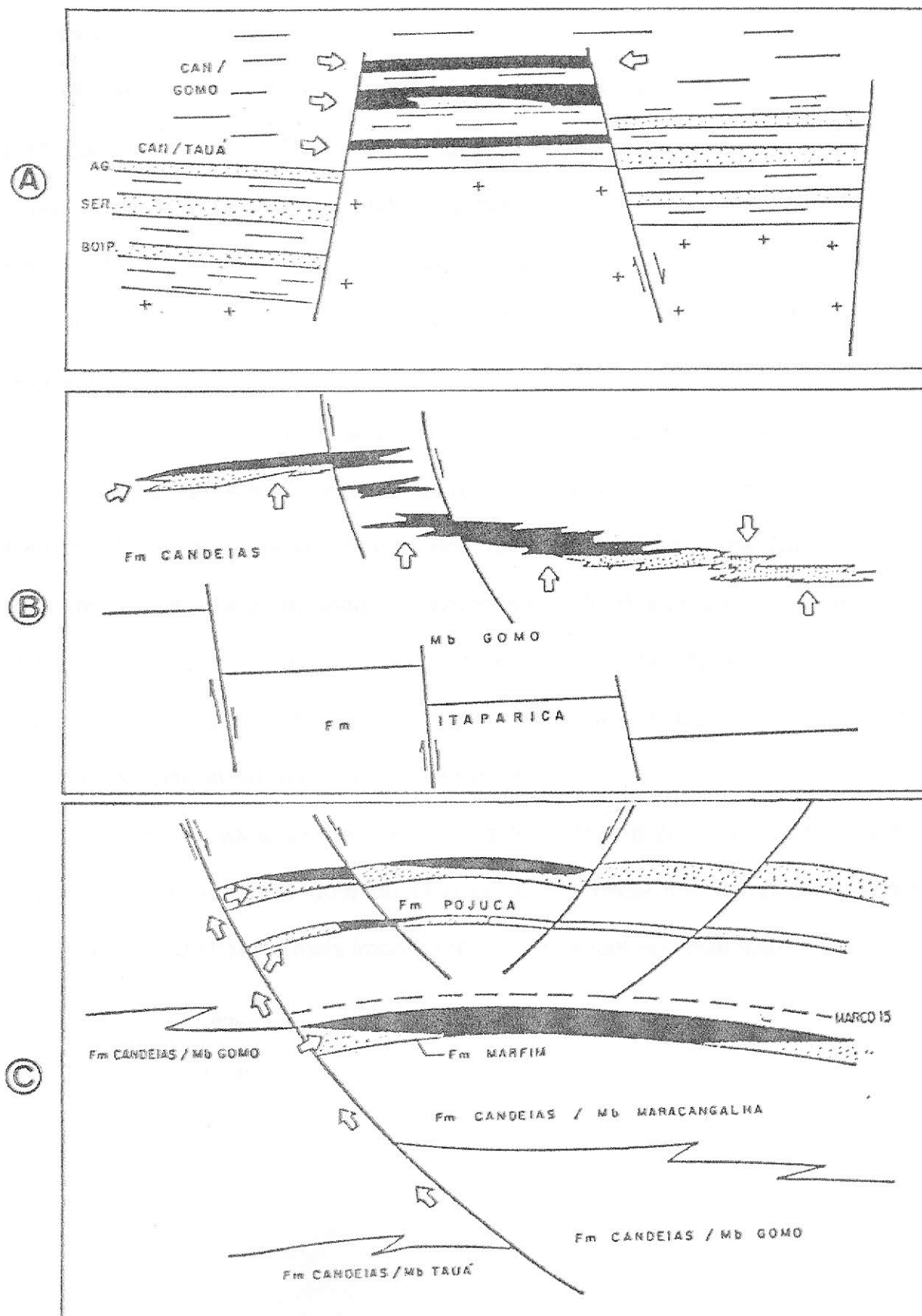


Figura 8: Modelo esquemático da migração e acumulação de hidrocarbonetos na bacia do Recôncavo (Figueiredo et alii, 1994)

O sistema Pré-Rifte é o responsável por quase 60% do volume provado de óleo na bacia, sendo Dom João, Água Grande e Buracica os campos mais importantes. O *play* Água Grande – Sergi – Boipeba em bloco alto é o mais importante, sendo que a formação Sergi é responsável por mais de 280 MMm³ e o Membro Água Grande, da Formação Itaparica, por mais de 89 MMm³ de óleo provado.

O sistema rifte-Candeias é responsável por mais de cem milhões de m³ do óleo provado, equivalente a 15% do total da bacia, dos quais 50% estão concentrados no Campo de Candeias e o restante nos campos de Riacho da Barra, Fazenda Bálsamo, Rio do Bu e em pequenos campos espalhados pela bacia. Dentro desse sistema concentram-se as maiores acumulações de gás não-associado da bacia, cujo volume provado é da ordem de 30 bilhões de m³. Os campos de Miranga Profundo e Jacuípe são os melhores exemplos.

O volume provado de óleo no sistema Rifte Ilhas é superior a 200 milhões de m³, representando quase 30% do óleo *in situ* da bacia. Os campos de Miranga, Araçás e Taquipe são os mais importantes representantes desse sistema.

CAPITULO 3 – O MÉTODO ELETROMAGNÉTICO

3.1 - Introdução

Com a exceção do magnetismo, a prospecção eletromagnética (EM) é mais comumente usada na exploração mineral. Na sua forma mais comum o equipamento não é adequado para procura de óleo, porque ele responde melhor à corpos condutores rasos. Contudo, recentes desenvolvimentos no método e modernização dos equipamentos têm permitido um avanço no sentido de aplicar o método eletromagnético à exploração de petróleo (podemos citar o *Sea Bed Log*, por exemplo), tornando o método atraente para esse fim, dado o seu baixo custo.

Como o nome implica, o método envolve a propagação de campos eletromagnéticos dentro e sobre a terra. O método como a energia é transmitida para a terra pode variar, podendo o transmissor estar em contato direto com o solo ou por indução. O receptor necessariamente recebe o sinal por indução. Existem diversos tipos de configuração fonte-receptor, cada uma delas mais adequada para um determinado tipo de medida que se deseja fazer (componente vertical ou horizontal do campo elétrico e ou magnético), bem como considerações sobre a geologia local (uma configuração horizontal coplanar não é indicada para corpos do tipo prisma vertical por exemplo).

O método eletromagnético em terra foi desenvolvido durante a década de 1920 na Escandinávia, Estados Unidos e Canadá, regiões onde a detecção de depósitos

minerais condutivos foi facilitada por seu grande contraste com a rocha encaixante resistiva e um uma fina camada de soterramento.

Até o início da década de 1960, praticamente todo equipamento EM transmitia e recebia sinais em apenas uma frequência por vez. Tal sistema é dito operar no domínio da frequência (FDEM). Apesar de várias tentativas realizadas ainda na década de 30, transmitir pulsos transientes e detectar a resposta do solo nesse intervalo, resultados bem sucedidos dessa técnica não apareceram até 1962. Desde o início da década de 70 tem havido um grande aumento no desenvolvimento desses sistemas no domínio do tempo (TDEM).

Praticamente todos equipamentos EM incluem uma fonte de energia portátil. Contudo, já utilizou, de maneira limitada, transmissões de estações em intervalos de frequência de 100kHz a 10MHz e particularmente na faixa de frequências muito baixas (VLF), 15 a 25kHz.

Uma grande vantagem do acoplamento indutivo é que ele permite levantamentos EM aéreos. Esses levantamentos, geralmente acompanhados de outros métodos aéreos, têm sido amplamente aplicados na exploração mineral de reconhecimento e levantamentos detalhados.

3.2 - TEORIA DO MÉTODO ELETROMAGNÉTICO

Compreender as bases e as técnicas de interpretação da prospecção eletromagnética requer um conhecimento prévio das ferramentas da teoria EM. A capacidade de resolver problemas de valores de contorno torna-se então fundamental. Todos os fenômenos EM são governados pelas equações de Maxwell, e nós devemos partir delas. Trata-se de um conjunto de equações de lineares de

primeira ordem não acopladas, que podem ser resolvidas através da utilização de relações constitutivas e funções matemáticas especiais chamadas *potenciais*.

3.2.1 – Equações de Maxwell no domínio do tempo

Um campo eletromagnético pode ser definido por quatro funções vetoriais:

e, b, d, h, sendo:

e – intensidade do campo elétrico em V/m;

b – indução magnética em Wb/m² ou Tesla;

d – deslocamento dielétrico em C/m²

h – intensidade do campo magnético em A/m.

As equações de Maxwell são escritas então em termos dessas grandezas na forma:

$$\nabla \times e + \frac{\partial b}{\partial t} = 0, \quad (3.2.1)$$

$$\nabla \cdot b = 0, \quad (3.2.2)$$

$$\nabla \times h - \frac{\partial d}{\partial t} = j, \quad (3.2.3)$$

$$\nabla \cdot d = \rho, \quad (3.2.4)$$

onde **j** é a densidade de corrente elétrica em A/m² e **ρ** é a densidade de carga elétrica em c/m³. Para meios homogêneos de condutividade 10⁻⁴ S/m ou maior, as

cargas livres se dissipam em menos de 10^{-6} s. Logo, para prospecção geofísica, nas quais frequências menores que 10^5 Hz são empregadas, podemos combinar as equações (3.2.3) e (3.2.4) e obter:

$$\nabla \cdot j = 0. \quad (3.2.5)$$

Essa equação não se aplica a meios não homogêneos.

3.2.2 – Relações constitutivas no domínio da frequência

Para tornar as equações de Maxwell passíveis de solução, introduzimos as seguintes relações constitutivas:

$$D = \varepsilon(\omega, E, r, t, T, P...) \cdot E, \quad (3.2.6)$$

$$B = \mu(\omega, H, r, t, T, P...) \cdot H, \quad (3.2.7)$$

$$J = \sigma(\omega, E, r, t, T, P...) \cdot E, \quad (3.2.8)$$

nas quais os tensores ε , μ e σ descrevem, respectivamente, a permissividade dielétrica, susceptibilidade magnética e condutividade elétrica como funções da frequência angular ω , intensidade do campo elétrico E ou indução magnética H , posição r , tempo t , temperatura T e pressão P . Cada um desses tensores pode ser complexo no caso mais geral, permitindo que as fases de D e E , H e B e J e E

sejam diferentes. Nos problemas mais elementares, são feitas as seguintes considerações:

- i) Todos os meios são lineares, homogêneos e isotrópicos, e possuem propriedades elétricas que são independentes do tempo, temperatura, pressão e
- ii) A permeabilidade magnética é assumida como sendo constante, seu valor sendo aquela do vácuo.

Em alguns estudos geofísicos essas considerações não são abandonadas, a fim de obtermos resultados mais próximos da realidade. Para efeitos de discussão, as seguintes relações constitutivas serão suficientes:

$$D = [\varepsilon'(\omega) + i\varepsilon''(\omega)]E, \quad (3.2.9)$$

$$J = [\sigma'(\omega) + i\sigma''(\omega)]E, \quad (3.2.10)$$

$$B = \mu H, \quad (3.2.11)$$

sendo a permissividade elétrica e a condutividade elétrica funções complexas da frequência angular, enquanto a permeabilidade magnética é assumida como sendo constante e real.

3.2.3 – Equações de Maxwell no domínio da frequência

Aplicando uma transformada de Fourier 1-D nas equações de Maxwell, obtemos o correspondente a elas no domínio da frequência:

$$\nabla \times E + i\mu\omega H = 0, \quad (3.2.12)$$

$$\nabla \times H - (\sigma + i\mu\omega)E = 0. \quad (3.2.13)$$

Com o uso de algumas identidades vetoriais e as relações constitutivas, chegamos à equação da onda no domínio da frequência:

$$\nabla^2 E + (\mu\epsilon\omega^2 - i\mu\sigma\omega)E = 0, \quad (3.2.14)$$

$$\nabla^2 H + (\mu\epsilon\omega^2 - i\mu\sigma\omega)H = 0, \quad (3.2.15)$$

ou

$$\nabla^2 E + k^2 E = 0, \quad (3.2.16)$$

$$\nabla^2 H + k^2 H = 0, \quad (3.2.17)$$

sendo que $k = (\mu\epsilon\omega^2 - i\mu\sigma\omega)$.

A solução dessas equações em diferentes meios resulta nos campos E e H utilizados na interpretação dos dados EM obtidos em cada levantamento. As equações obtidas acima são apropriadas para meios onde a influencia da fonte é desprezível, o que nem sempre é possível de se fazer. Na maior parte das vezes, o que se pode fazer é considerar o efeito da fonte tal qual a um dipolo elétrico ou magnético, e reescrever as equações de maneira a dar conta desses efeitos. A utilização de todas as componentes do campo eletromagnético na interpretação dos dados é possível, mas para isso é necessário que o instrumento de registro seja posicionado de tal forma a detectar todas as componentes (x, y e z). Sua utilização ajuda a reduzir a ambigüidade inerente aos modelos de interpretação dos dados eletromagnéticos.

3.3 - Equipamentos de medida EM

3.3.1 – Sistemas para medida do ângulo de mergulho

Existem vários sistemas que medem na verdade a direção da combinação dos campos primário e secundário na estação receptora. Quer empreguem fontes naturais ou artificiais no transmissor e seja essa fonte móvel ou fixa, todas giram em torno da medida de ângulos de mergulho, já que a deflexão da bobina receptora em torno de um eixo horizontal é o dado medido pela estação. Além disso, todos os sistemas empregam um campo primário que é aproximadamente horizontal.

O ângulo de mergulho ainda é a técnica mais usada em levantamentos EM, apesar de suas limitações, principalmente porque o equipamento não é caro e simples de operar, além de ser rápida. Citaremos aqui alguns exemplos de tais equipamentos:

a – Bobina Vertical Fixa

Este é o mais antigo dos métodos, desenvolvido na década de 1920 e ainda bastante utilizado. A bobina transmissora, que pode ser quadrada, triangular ou circular tem algumas centenas de voltas de enrolamento com uma área efetiva da ordem de 2m^2 . A bobina permanece vertical e é livre para girar em torno do azimute. A fonte de energia geralmente fornece centenas de watts.

A bobina receptora, consistente de várias voltas de um fio fino, enrolado ao redor de um núcleo de ferrita por exemplo, é conectado a um conjunto de amplificadores de alto ganho e a um tipo de fone, que registre o sinal. É medido então o ângulo de mergulho da bobina em relação à horizontal. A figura (9) ilustra o equipamento.

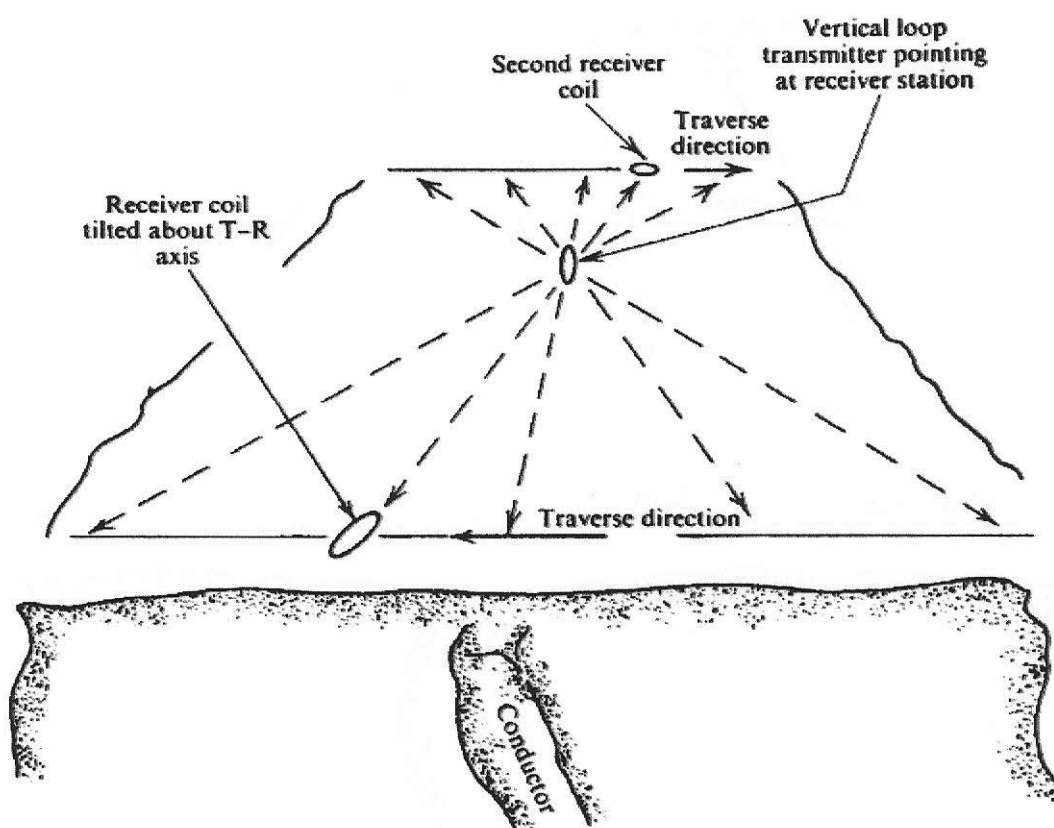


Figura 9: Sistema para calculo do ângulo de mergulho (Telford,1990)

b – Bobinas Paralelas Móveis

O transmissor é portátil e é movido simultaneamente com o receptor, os dois seguindo em linhas paralelas. Leituras são feitas em intervalos de 15 a 60 m, com a

bobina transmissora apontando para o receptor a cada leitura. A bobina receptora, normalmente horizontal, é rotacionada em torno do eixo transmissor-receptor para obter o zero da medida. A linha entre eles é mantida aproximadamente paralela ao *strike* da feição geológica em questão o mais longo possível, com a separação entre fonte e receptor variando entre 100 a 200 m. A figura (10) ilustra o equipamento.

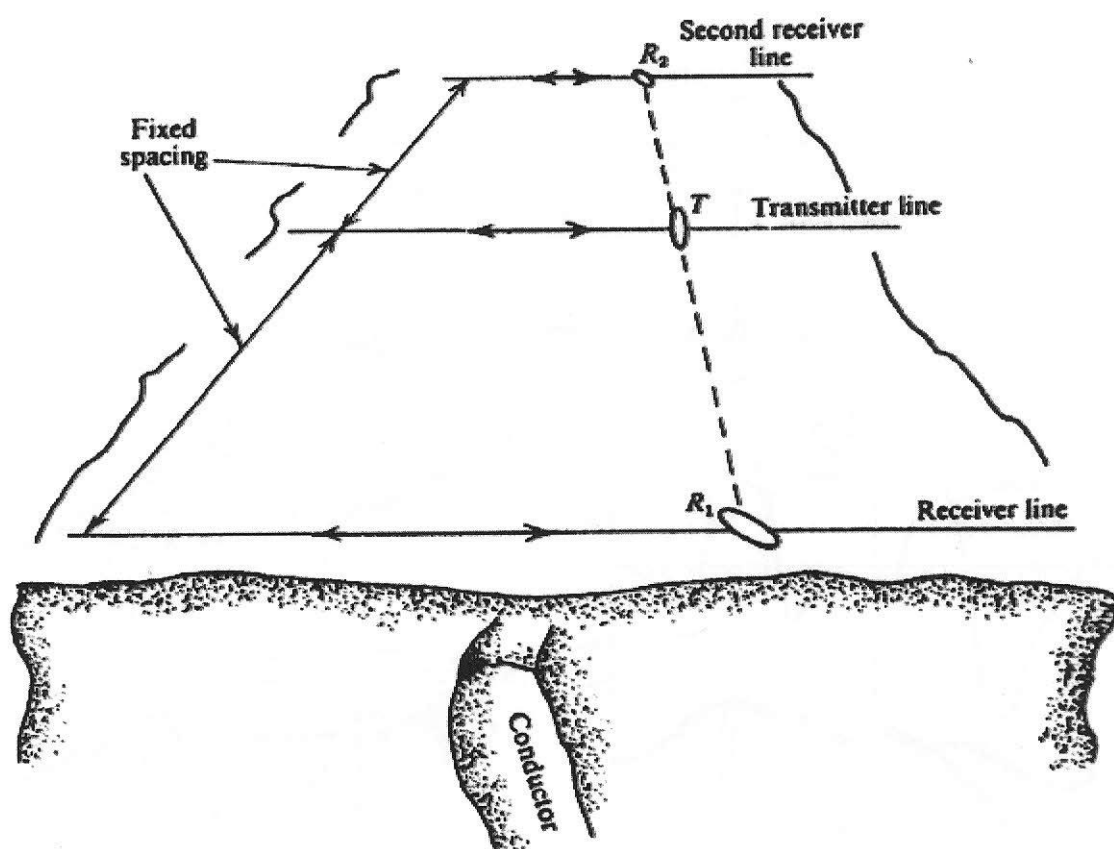


Figura 10: Sistema para calculo do ângulo de mergulho (Telford, 1990)

c – AFMAG

As iniciais indicam *Audio Frequency Magnetic Fields*. Esse é um método que emprega fontes naturais e também mede ângulo de mergulho, tendo sido

introduzido por Ward. A origem principal do campo primário são as descargas elétricas associadas às tempestades que ocorrem pelo mundo, mas existem outras fontes de menor relevância. Essa energia se propaga entre a superfície da terra e a ionosfera como num guia de onda. As frequências associadas ao AFMAG estão na faixa de 1 a 1000Hz, com a melhor recepção estando aparentemente entre 100 e 500 Hz. A figura (11) ilustra o sistema.

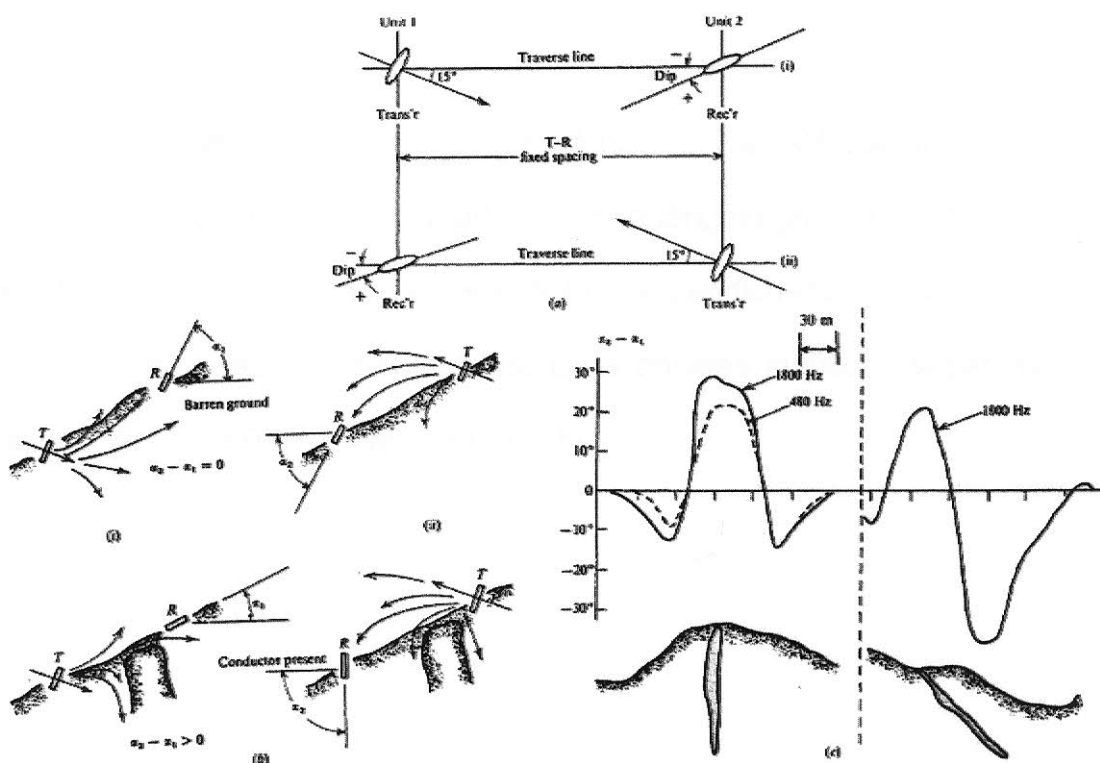


Figura 11: Sistema AFMAG a) Arranjos fonte-receptor, (i) e (ii) representando posições intercaladas do receptor e transmissor para medidas sucessivas na mesma estação. (b) Operação em terreno acidentado. c) Curvas típicas com espaçamento fonte-receptor variando entre 50 a 60m (Telford, 1990)

3.3.2 – Sistemas para medida da fase no domínio da frequência

Os sistemas de medida discutidos até agora registram apenas parte da informação existente. Para registrar dados adicionais, é necessário não apenas cancelar boa parte do efeito do campo primário mas também medir a amplitude e a fase do campo secundário. Isso pode ser feito com alguns dos sistemas listados a seguir

a – Método *Turam*

O sistema transmissor consiste de uma fonte de 1 a 2kV operando de 220 a 660Hz alimentando um fio longo aterrado ou um retângulo grande, como mostrado na figura (12). As linhas transversais são feitas perpendiculares ao lado maior do retângulo com um receptor consistindo de duas bobinas idênticas separadas por uma distancia de 15 a 60m, unidas por um cabo.

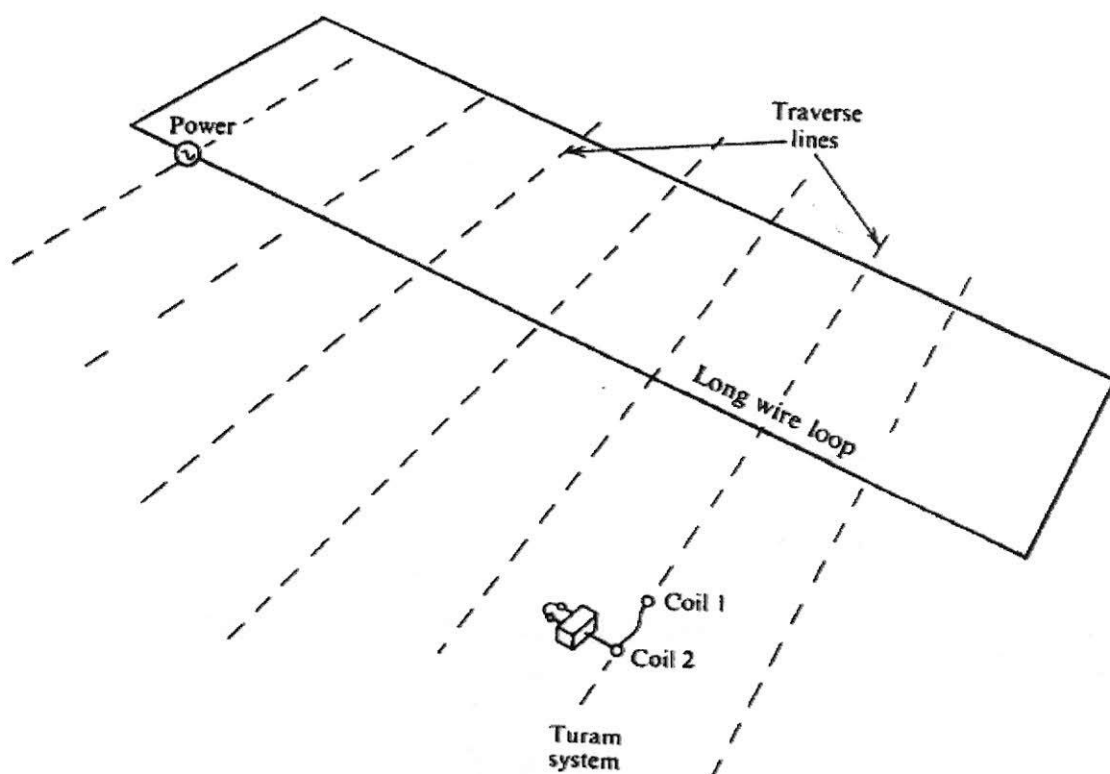


Figura 12: Disposição do equipamento Turam em campo. (Telford, 1990)

b – Fonte Móvel (bobina horizontal)

Desenvolvido na Suécia, se tornou popular nos EUA desde cerca de 1958. O sistema é ilustrado na figura (13). Ambos transmissor e receptor são movidos, a uma distância fixa de 30 a 360m um do outro mantida por um cabo. O transmissor é de baixa potencia (de 1 a 10 W) e a sua bobina é aproximadamente do mesmo tamanho da do receptor. As bobinas são coplanares e quase sempre orientadas para detectar a componente vertical, apesar disso não ser um requisito necessário. Em alguns modelos, a conexão via cabo é substituída por uma via rádio, mas os cabos têm outra função fundamental que é, em terrenos regulares, manter o espaçamento correto entre fonte e receptor.

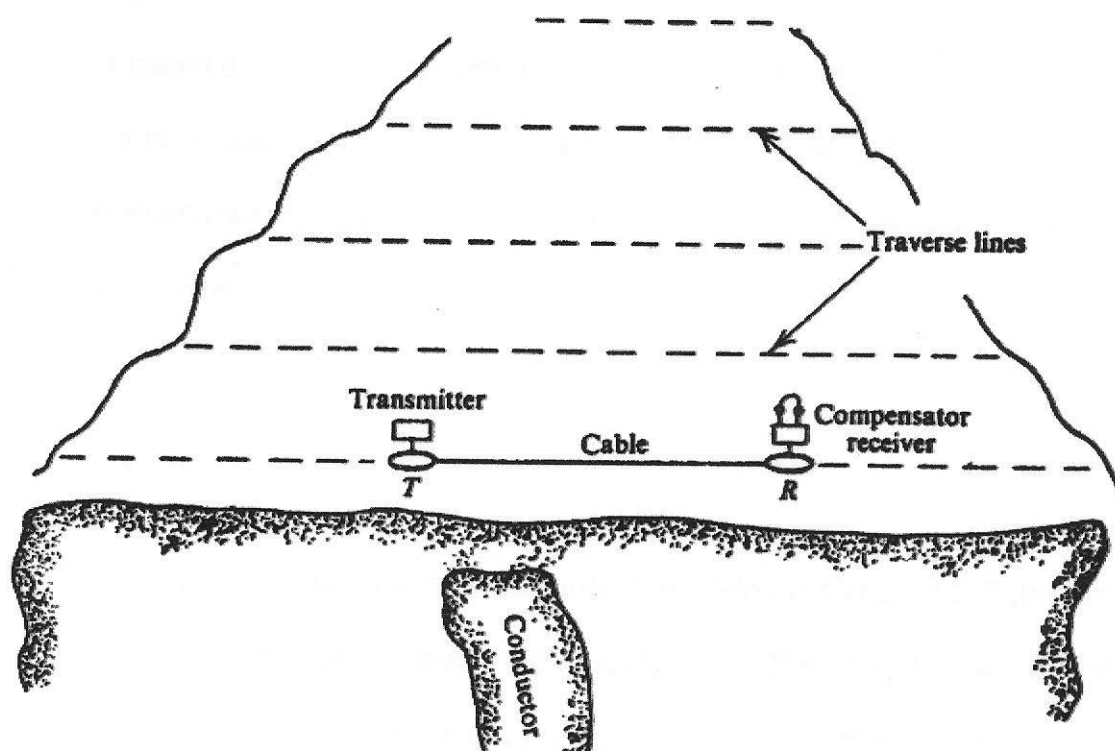


Figura 13: Sistema com loop horizontal (Telford, 1990)

3.3.3 – Sistemas no Domínio do Tempo

A União Soviética, muito ativa em levantamentos elétricos desde os primeiros contatos com os Schlumbergers, foi pioneira no método EM transiente para o solo e trabalhos em poços desde o início de 1960. Desenvolvimento e uso do sistema TDEM só aumentou no mundo ocidental depois de 1973. Sua popularidade é baseada em várias vantagens sobre o FDEM. Aparentemente a profundidade de

penetração e a capacidade de detectar corpos abaixo de camadas condutoras são maiores no TDEM.

Todos os sistemas TDEM usam um transmissor que produz um campo primário bem determinado (pulso) e um receptor que amostra qualquer campo secundário transiente em intervalos de tempo regulares após o término do campo primário. A seguir, alguns exemplos de sistemas TDEM.

a – SIROTEM

Esse equipamento foi desenvolvido durante o período de 1972 a 1977 por uma equipe na Austrália. A decisão de mudar do FDEM para o TDEM foi tomada apesar das dificuldades na inversão dos dados encontradas nesse sistema e por causa das vantagens reais obtidas da eliminação de campos primários durante a medida, melhor aproveitamento de sinais fracos comparados ao ruído e menor sensibilidade à topografia.

b – UTEM

Lamontagne e West desenvolveram esse sistema na universidade de Toronto no período de 1972 a 1980. Ele usa um esquema semelhante ao *Turam* em campo com uma bobina transmissora de 1 x 2km em terrenos resistivos, 300 x 300m em terrenos condutores, com respectivas distancias ao receptor de cerca de 2 vezes o tamanho de um lado do transmissor. São feitas medidas de H_z , algumas vezes de H_{hor} e E_{hor} também, esse último através eletrodos aterrados separados de cerca de 25m. O sistema é mostrado na figura (14).

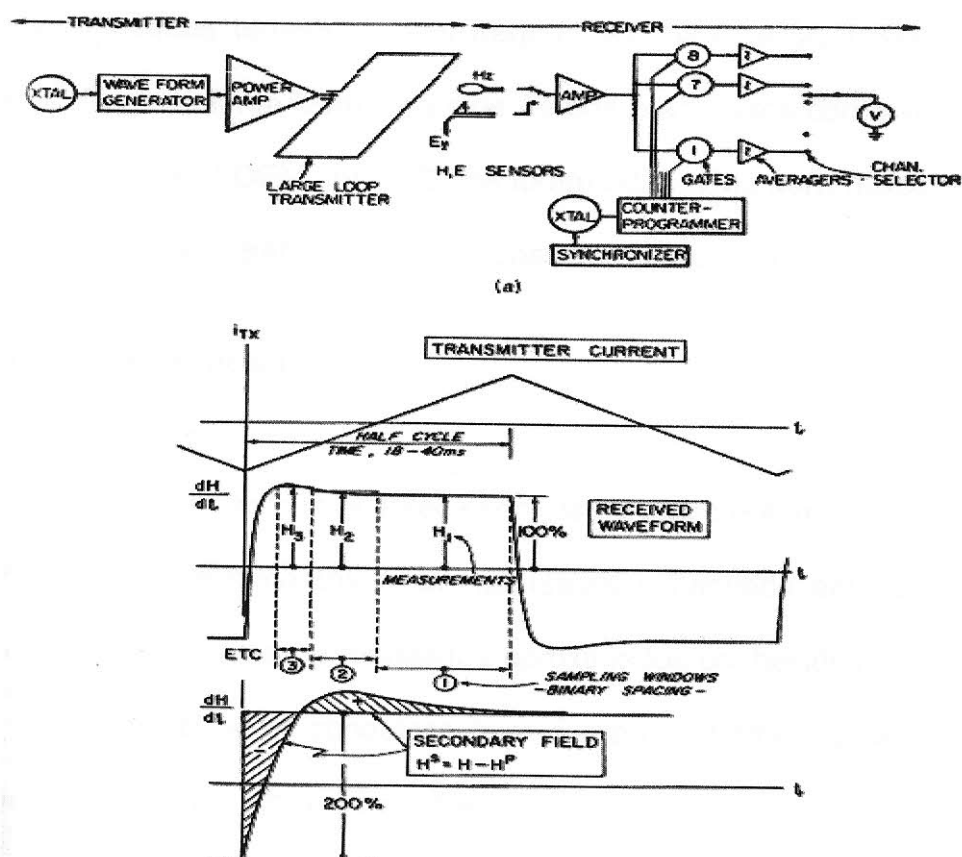


Figura 14: Sistema UTEM (domínio do tempo). a) Diagrama esquemático. b)

Padrões de onda do transmissor e receptor. (Telford, 1990)

Todos os métodos apresentados aqui correspondem a levantamentos terrestres; é também praticado pela comunidade em geral levantamentos eletromagnéticos aéreos. Esses têm como principal objetivo o reconhecimento, ou seja, delineamento de grandes feições geológicas de interesse numa certa área. Uma grande variedade de sistemas EM aéreos foram desenvolvidos, porém não serão discutidos aqui.

As frequências empregadas nos sistemas FDEM são basicamente as mesmas dos levantamentos terrestres, com frequências mais baixas usadas para maiores altitudes. Originalmente levantamentos aéreos eram feitos com aviões de pequeno porte. Agora tanto FDEM como TDEM foram adaptados para helicópteros, o qual é mais adequado para trabalhos detalhados sobre terrenos mais acidentados.

3.4 – Interpretação de Dados EM

Analogamente ao que acontece com os métodos potenciais, a interpretação de resultados de levantamentos eletromagnéticos é baseada em comparações feitas com modelos/estruturas de resultados aproximados conhecidos, como por exemplo uma esfera (ou cilindro) condutora num campo uniforme dipolar ou semi-espaco condutor num campo dipolar uniforme.

As curvas teóricas que servem como referencia para os dados obtidos no levantamento são construídas resolvendo-se as equações de Maxwell com as devidas condições de contorno. Essas curvas podem estar no domínio do tempo ou da frequência, contendo cada uma delas características específicas para cada domínio.

A depender do interesse em cada levantamento, diferentes parâmetros podem ser utilizados na construção das curvas, como por exemplo o ângulo de mergulho ou a impedância mutua. As figuras (15) e (16) ilustram alguns exemplos de curvas utilizadas na interpretação.

O processo de interpretação passa também por um processo de inversão, ou seja, uma vez conhecidos um conjunto de parâmetros qual a resposta do meio. Para efetuar a inversão de dados eletromagnéticos pode-se usar diversas formas: modelagem por elementos finitos ou diferenças finitas, procurar uma solução

analítica (pouco realizada na prática, pois a modelagem de meios heterogêneos torna impraticável a solução das equações de Maxwell).

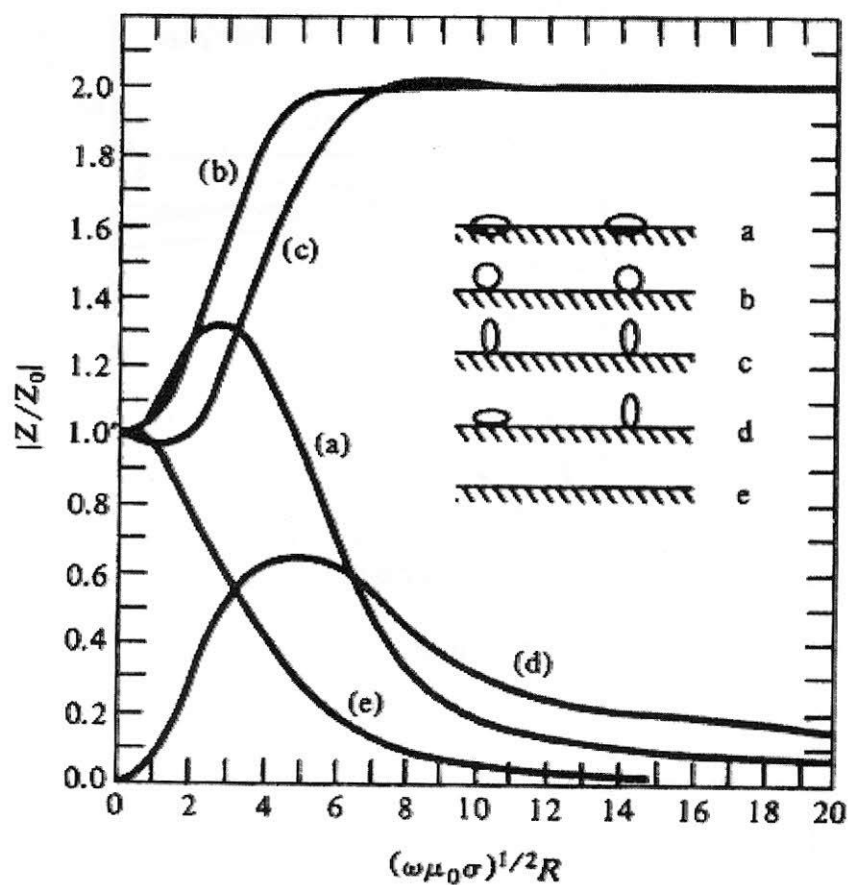


Figura 15

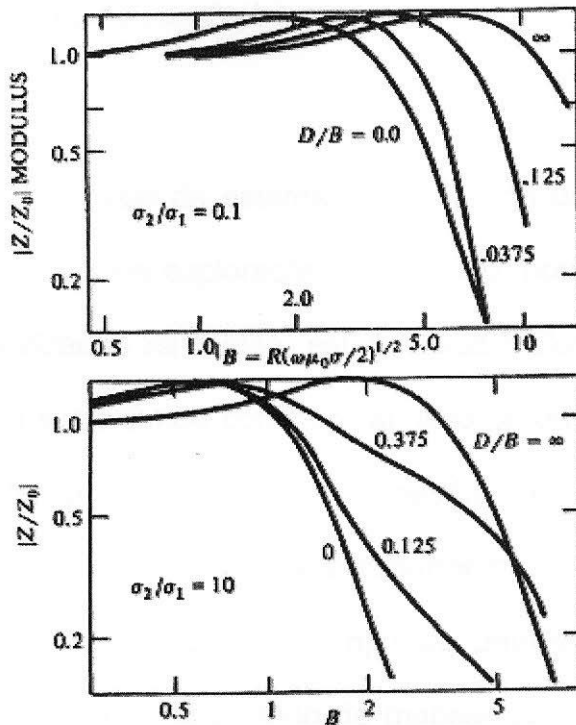


Figura 15 e 16: Impedância Mútua em função de B para várias configurações de fonte – receptor. (Telford, 1990)

Além disso, existem alguns softwares especializados na interpretação de dados eletromagnéticos, porém seu estágio de desenvolvimento ainda é incipiente quando comparado a outros utilizados nos métodos sísmicos por exemplo.

Uma discussão mais detalhada da interpretação será dada mais adiante, em vista do estudo de caso específico.

3.5 – Estudo de Caso

Apesar de estarmos tratando de uma bacia sedimentar que possui um longo histórico de exploração de petróleo, poucos levantamentos eletromagnéticos foram realizados na região, estando sua maioria em posse de empresas privadas e sua natureza sendo confidencial. Isso porque o método eletromagnético ainda é pouco difundido na exploração de petróleo, e só recentemente tem ganhado força com as técnicas mencionadas anteriormente. Por essa razão, escolheu-se um estudo de caso realizado num campo de petróleo no oeste da China, que ilustra bem a capacidade do método de mapear os limites de um reservatório de petróleo, bem como um estudo de caso realizado na Bahia utilizando um método eletromagnético à multi - frequência. Esses dois estudos ilustram bem o estágio atual do método eletromagnético na exploração de hidrocarbonetos, e servem como direcionamento para aprimoramentos nos procedimentos atuais, tendo em vista que a tecnologia empregada no método é cada vez mais sofisticada.

3.5.1 Primeiro estudo de caso

Resumo

O estudo mostra a aplicação de método eletromagnético no domínio do tempo e da frequência, e ele é aplicado de tal forma que o campo primário induzido é de alta potência e o campo secundário é registrado em seguida. Foram estudadas as propriedades da camada onde está o alvo de interesse bem como delineados os limites do reservatório e suas adjacências usando contraste de resistividade e

ângulo de polarização. Os resultados fornecem interpretação confiável para assegurar melhores resultados durante a fase de exploração.

Introdução

Fontes artificiais são amplamente utilizadas na exploração de alvos subterrâneos, como campos de óleo, gás, carvão etc. Uma dessas aplicações é o CSAMT (Controlled Source Audio Magneto Telluric), o qual estuda as estruturas em subsuperfície observando o campo eletromagnético ortogonal gerado por uma fonte e analisando o espectro de frequências com valores entre 8192 Hz até 0.01 Hz. Outra aplicação é o LOTEM (Long Offset Magneto Telluric) no qual uma onda quadrada é transmitida e apenas o campo magnético vertical precisa ser computado. A estrutura em subsuperfície pode ser obtida investigando a curva de atenuação do campo magnético. Esses dois métodos são os mais utilizados em termos de fontes artificiais. Teoricamente, o domínio do tempo e o domínio da frequência são equivalentes, já que se pode transformar um sinal de um domínio para o outro usando a transformada de Fourier, mas na prática isso não é muito realizado devido às características distintas das duas curvas, graças à sinais incompletos e eventuais erros de medida.

Existe ainda outro método para detecção de óleo e gás, o SIP (Spectral Induced Polarization) no qual vários parâmetros relacionados ao hidrocarboneto são

estudados e o método é aplicado para quantificar essas propriedades. Nos últimos anos a validade do método tem sido demonstrada, porém sua profundidade de exploração ainda é muito limitada.

O método apresentado nesse estudo é uma fusão dos métodos anteriores, no sentido de que pode adquirir dados sobre resistividade e IP (Induced Polarization) no domínio do tempo e da frequência ao mesmo tempo.

Procedimentos de Campo

A figura 17 mostra o dispositivo para aquisição do método TFEM(Time Frequency Electromagnetic Method). O dipolo AB, cujo comprimento varia 1 km a 10 km, é alimentado por uma fonte de alta potência. Receptores de 5 componentes são colocados à dezenas de quilômetros do dipolo. Na estação receptora, são registradas as componentes E_x (paralela ao dipolo), H_y (ortogonal ao dipolo) e H_z que é a componente vertical. O intervalo entre as estações elétricas é de aproximadamente 100m e entre as estações magnéticas é de 200m.

Nesse caso a anomalia de fase do IP pode ser extraída da fase de frequência dual. Normalmente, o parâmetro de frequência dual relacionado ao IP pode ser definido da seguinte forma:

$$\Delta\varphi = \frac{\omega_2\varphi(\omega_1) - \omega_1\varphi(\omega_2)}{\omega_1 - \omega_2}. \quad (3.5.2)$$

Sendo: $\varphi(\omega_1)$ e $\varphi(\omega_2)$ os desvios de fase absoluta dos campos elétricos relativos às frequências ω_1 e ω_2 respectivamente. Para mais frequências, mais fases de IP podem ser calculadas, possibilitando assim o estudo das estruturas que contenham hidrocarbonetos.

Estudo da Área

O estudo foi focado num campo de óleo no leste da China, por onde passam estradas e ferrovias, vilarejos e linhas de força são densamente distribuídos e uma forte cultura local dificulta os levantamentos.

Nessa área, não apenas indícios de óleo e gás foram encontrados, e uma área de prospecção foi delimitada usando sísmica, mas também os poços perfurados indicam a presença de outras estruturas litológicas que podem servir de reservatório. Portanto, o método TFEM vai ser usado para estudar as propriedades

elétricas das estruturas que servem de armadilha para o hidrocarboneto que sejam economicamente viáveis.

A corrente induzida é aplicada na área norte do levantamento. AB mede 10 3km, o *offset* mínimo é de 9.6 km, o *offset* máximo é de 13.3 km, a distância entre as estações é de 50m e a corrente induzida é de 100 A.

Já que há interferência impulsiva, tais como correntes telúricas de baixa frequência e ruído irregular nessa área, vários métodos de eliminação de ruídos foram empregados até que a razão sinal/ruído fosse bastante melhorada. As anomalias de resistividade e de IP para estruturas que armazenam o óleo/gás foram obtidas através de métodos de inversão, e os setores anômalos foram identificados através da remoção do efeito do meio (*background*).

Na figura 18, a seção superior e a intermediária representam anomalia de resistividade anomalia de IP respectivamente, enquanto a seção inferior apresenta uma seção em tempo do campo anômalo. Dados de poços adequados ao problema foram utilizados para construir uma curva no domínio do tempo (à esquerda na seção inferior), a qual foi usada para calibrar a seção em tempo do campo anômalo e finalmente o reservatório de óleo e sua estrutura elétrica foram determinados. Os deslocamentos de traços em fase no domínio do tempo são indicadores de falhas e estruturas massivas na região de estudo. Comparando as seções na figura III.3.2, fica claro que as anomalias de IP e resistividade são associadas à blocos falhados.

Figura 18: Anomalias

Analisando as anomalias de fase de frequência dual do IP mostram a anomalia mais evidente de IP aparece na região onde já se conhece o reservatório de óleo,

noroeste da área de levantamento. Essa anomalia é bem clara em duas linhas na figura 19, e sua amplitude atinge valores entre 0.8° a 1.0° , a qual é idêntica à media de amplitude encontrada na área onde o reservatório é conhecido. Além disso, os limites da anomalia descrevem o limite do reservatório estrutural. Até agora todos os poços foram alocados nessa área. Adicionalmente, há um objetivo secundário a leste da anomalia, no qual há um poço furado com indícios de hidrocarboneto. A figura III.3.3 a posição num plano das locações mais favoráveis (no noroeste) e a área secundária (no centro), descrita acima. A área mais favorável tem 15 km^2 e todos os poços furados produzem óleo. A área secundária tem 11 km^2 e um poço foi furado nessa área e obteve indicio de hidrocarboneto, o que indica que a identificação da anomalia é confiável.

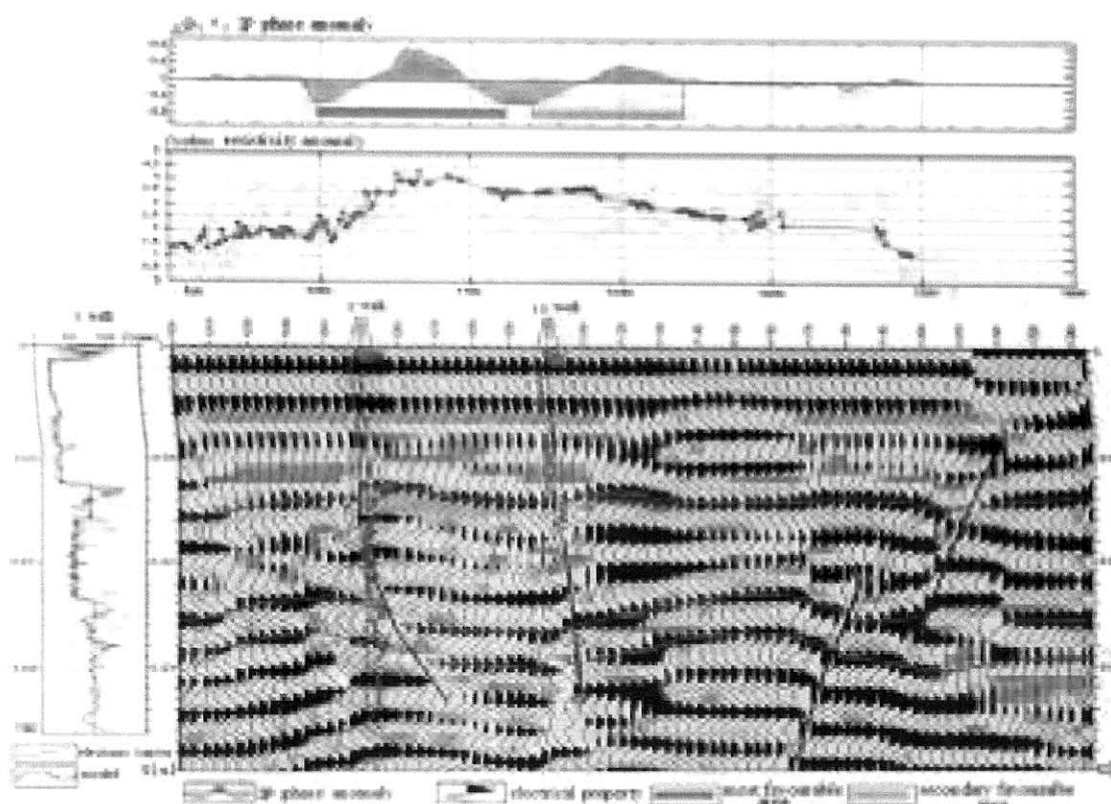


Figura 18: Anomalia de Fase de IP, anomalia de resistividade e seção em tempo da linha 57. (Zhanxiang, 2005)

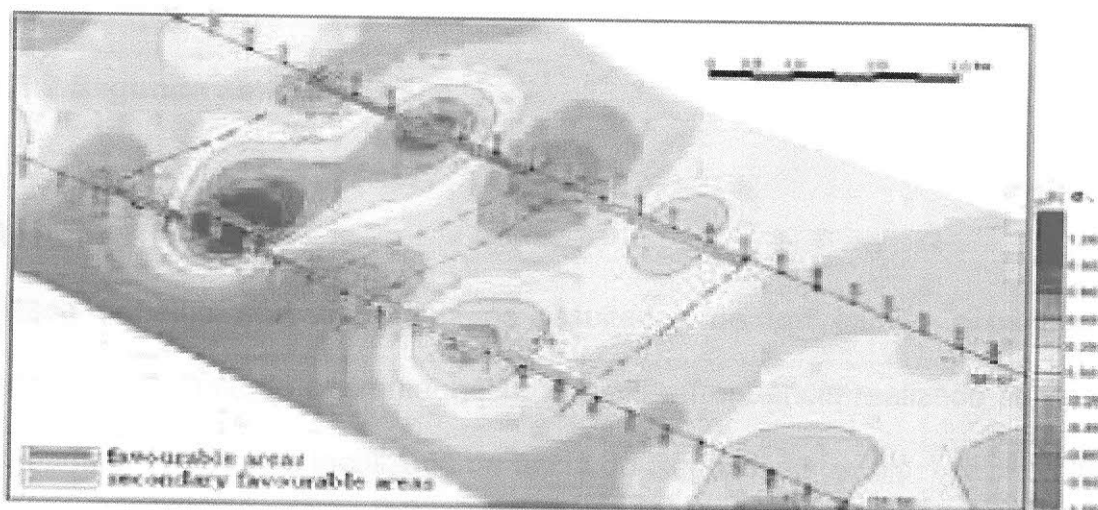


Figura 19: – Mapa das anomalias e áreas favoráveis. (Zhanxiang, 2005)

Comentários Finais

A técnica TFEM não só combina as vantagens dos métodos CSAMT, TDEM e SIP, como também possui uma vantagem superior, que é o estudo dos efeitos de IP e resistividade simultaneamente. A técnica foi aplicada em campos no leste da China com sucesso, provando que o método TFEM é eficaz na exploração de hidrocarbonetos.

3.5.2 Segundo estudo de caso

Resumo

Nesse trabalho nós discutimos os resultados de um estudo experimental realizado com um método eletromagnético à multi – frequência realizado sobre um campo maduro de petróleo localizado na bacia do Recôncavo, Bahia - Brasil. Cinco transversais de 1.8km separadas por 200m e se estendendo sobre um bloco com reservatório de óleo foi foram levantadas. Os dados EM processados são apresentados em seções de resistividade aparente e parâmetro de polarização induzida, usando um sistema de mapeamento robusto desenvolvido por Dias e Sato. Todas as seções, controladas por sísmica e dados de poços, apesar de mostrarem algumas distorções na configuração de resistividade e IP, permite reconhecer algumas feições geológicas : (i) os arenitos reservatórios de óleo e seus respectivos folhelhos trapeadores; (ii) a interface óleo – água e algumas zonas de intrusão de vapor; e (iii) contrastes elétricos laterais representando zonas falhadas. Esses resultados sugerem uma possibilidade real para o uso do método EM espectral na detecção de hidrocarbonetos, bem como no monitoramento da eficiência da injeção artificial de fluidos usada para recuperação secundária.

Introdução

O desenvolvimento tecnológico das ultimas décadas produziu notáveis progressos na performance dos métodos EM. Hoje nós temos à nossa disposição: (i) instrumentos bastante precisos e versáteis; (ii) computadores poderosos para registrar e processar grande quantidade de dados; e (iii) técnicas adequadas para

processamento e visualização, bem como modelos para inverter dados EM. A maioria das limitações normalmente atribuídas ao método EM podem ser sobrepujadas por uma aquisição densa de dados, um processamento adequado e uma integração efetiva dos dados geofísicos e geológicos disponíveis na região.

Graças a esses desenvolvimentos, nos últimos anos temos testemunhado um grande esforço para demonstrar a aplicabilidade dos métodos EM na exploração e desenvolvimento de óleo. Todas essas aplicações, no entanto, envolvem técnicas transientes usadas tanto em terra quanto em mar. O trabalho apresentado é uma primeira tentativa de testar o método EM espectral à multi – frequência tanto na detecção de hidrocarbonetos quanto no monitoramento dos efeitos da injeção de fluidos relacionadas à recuperação de óleo.

Procedimentos de Campo e Aquisição

A área selecionada para o experimento é parte de um campo de óleo bem estudado do ponto de vista geológico e geofísico, tendo levantamentos sísmicos 2D e 3D de boa qualidade, amostras de dados de centenas de poços e uma caracterização geológica detalhada do seu principal reservatório. Essa área compreende uma seqüência sedimentar tendo 1000 m de espessura máxima, composta principalmente de arenitos e folhelhos intercalados sobre um embasamento cristalino. Os horizontes reservatórios de óleo estão localizados entre 300 m a 700 m abaixo da superfície topográfica, sendo selado acima por folhelhos espessos e pelos lados por zonas falhadas.

O experimento foi focado sobre um bloco estrutural tendo as seguintes dimensões : largura de 800 m, comprimento de 1800 m e profundidade de 1000 m (figura 20). Cinco linhas com espaçamento de 200m entre elas foram feitas ao longo da direção *dip* das camadas sedimentares. Em cada extremo da linha usamos dois

transmissores fixos posicionados 500 m um do outro, dispostos simetricamente. As estações receptoras foram espaçadas regularmente de 100m, a aquisição começando a 600m da posição do transmissor mais próximo. Para a transmissão idutiva, duas bobinas quadradas de 1 enrolamento foram usadas. Uma tendo 200m de lado para estações que estivessem a distancias entre 800 m a 1700 m do transmissor, e outro de 400 m de lado, para distancias fonte receptor entre 1800 m e 2700 m.

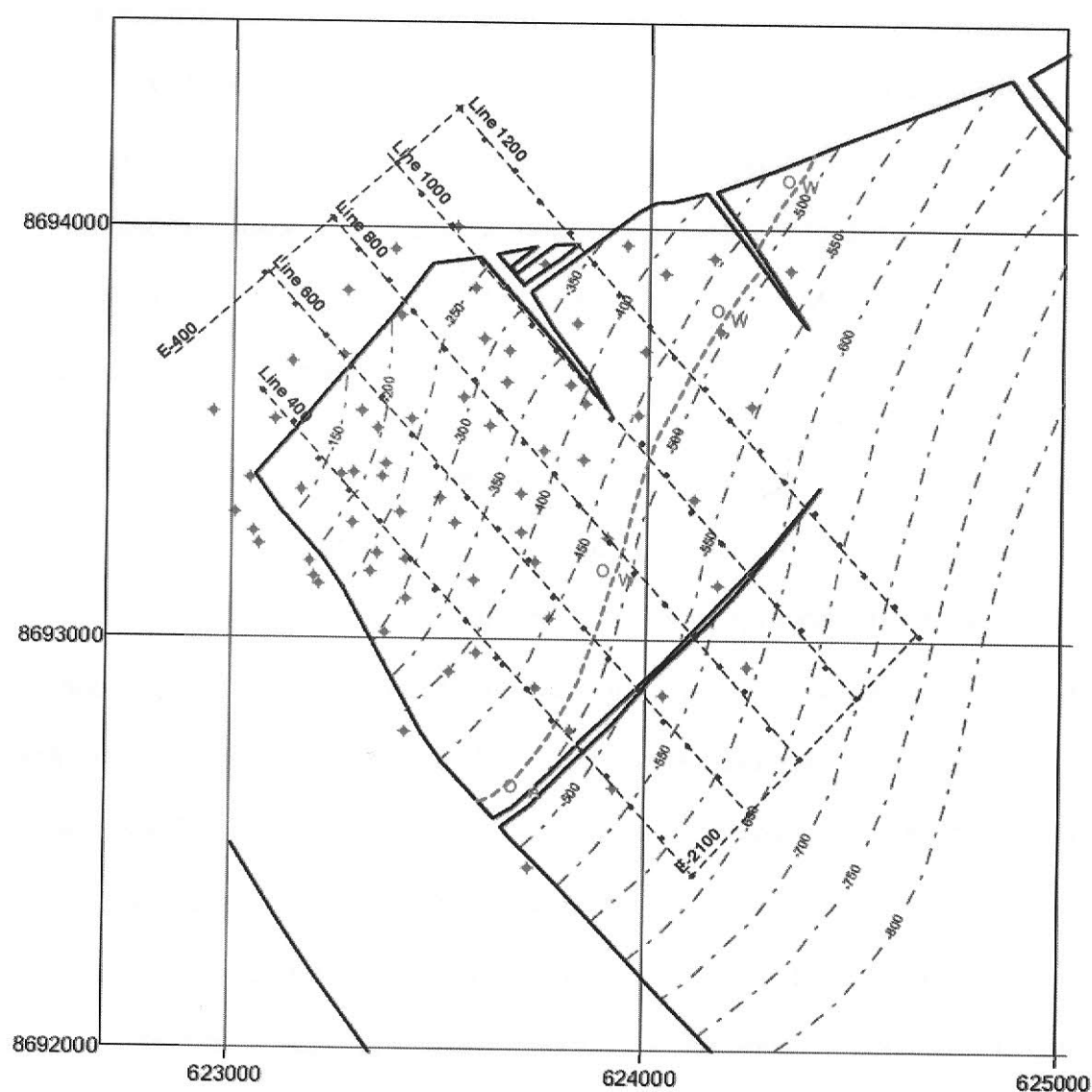


Figura 20: Linhas de levantamento e estações receptoras no bloco em estudo(Dias et al. 2005).

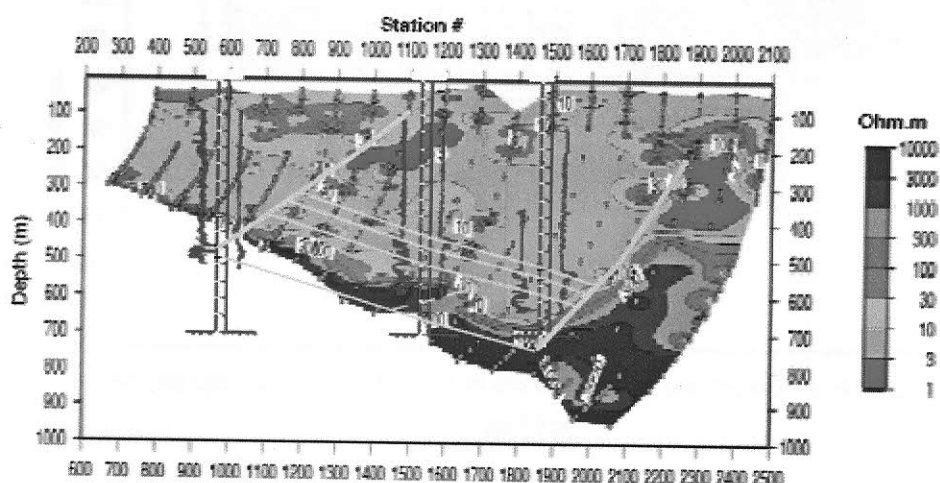
Processamento dos dados e Visualização

Parte do processamento dos dados é feita durante a aquisição no campo por um tratamento estatístico dos dados feitos dentro do software de aquisição. Normalmente o equipamento é programado para repetir cada medida uma certa quantidade de vezes, e depois empilhados. A seguir, das partes real e imaginária da impedância mútua medida entre as bobinas transmissora e receptora é computada a resistividade aparente e o parâmetro de IP (ρ_a , $\sigma_r/|\sigma|$) seguindo modelos teóricos desenvolvidos por Dias. Esses valores são atribuídos a pontos em sub – superfície entre o transmissor e o receptor de acordo com um procedimento desenvolvido por Sato. As seções finais são então construídas usando o pacote GMT.

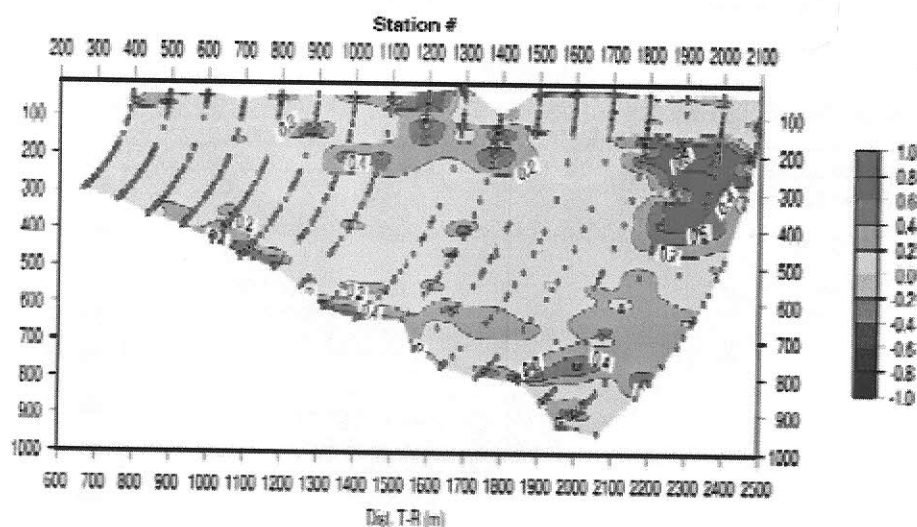
Resultados e Conclusões

Duas seções de resistividade aparente e duas de polarização induzida são apresentadas para demonstrar os resultados do experimento (Figura 21 a e b; Figura 22 a e b). Em cada seção de resistividade nós superpomos alguns dados de poços e delineamos os principais contatos geológicos para checar a coerência da interpretação dos dados EM. As falhas foram definidas pela inspeção das seções elétricas. Nós verificamos os seguintes resultados principais: (i) as interfaces litológicas definidas dos dados de poços bem como as falhas em sub – superfície são facilmente correlacionadas com os contornos coloridos nas seções; (ii) o arenito saturado de óleo é descrito como uma zona de alta resistividade/baixo IP em todas as seções; (iii) o contato óleo – água também é eletricamente distinguível em todas as seções. Além dessas características, nós enfatizamos também as seguintes inferências dos resultados EM: (a) a interface óleo – água parece estar

ligeiramente deslocada para cima de sua posição original; (b) em algumas seções é observada uma anomalia de resistividade dentro dos folhelhos trapecoidais, que têm baixa resistividade, que são interpretadas como sendo resultado da injeção de vapor realizadas em poços próximos.



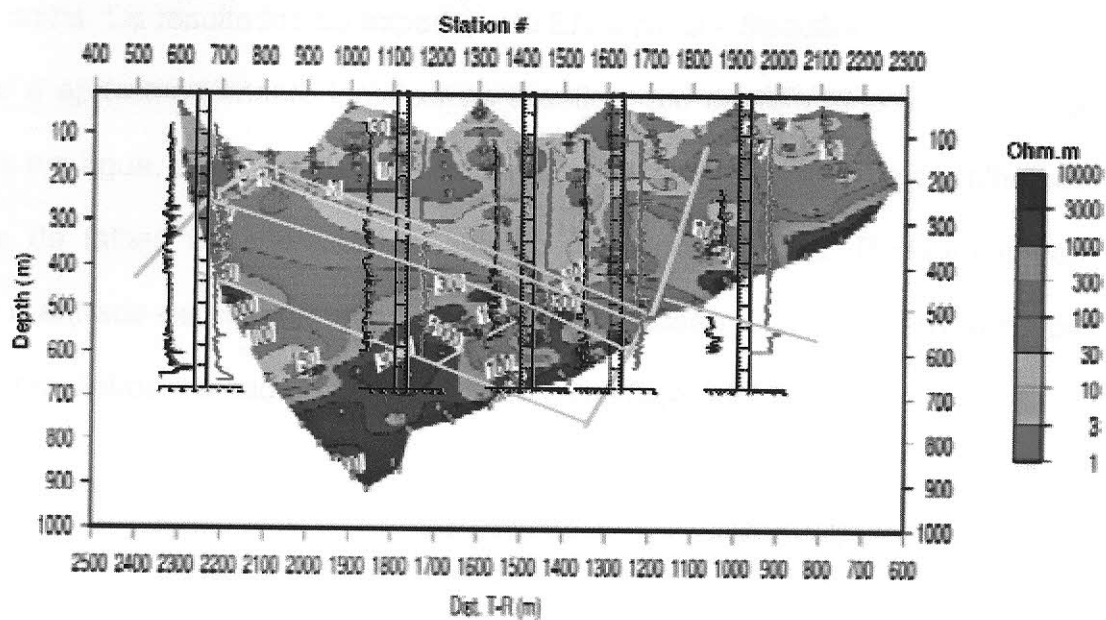
a) Seção de Resistividade



b) Seção do parâmetro de polarização.

Figura 21: Resistividade e parâmetro de polarização ao longo da linha 100.

Posições do transmissor diretas. (Dias et al. 2005).



a) Seção de resistividade

b) Seção do parâmetro de polarização

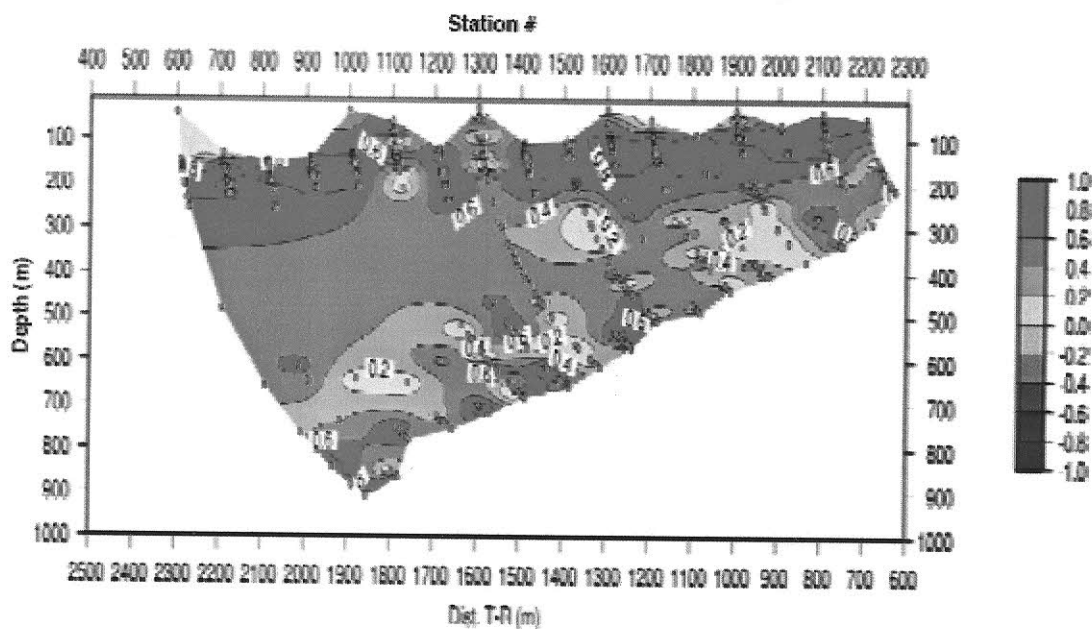


Figura 22: Resistividade e parâmetro de polarização ao longo da linha 400.

Posições do transmissor reversas (Dias et al. 2005).

Em suma. Os resultados do experimento EM a multi – frequência nos permitem identificar e aproximadamente localizar os arenitos que contém óleo e suas zonas saturadas em água, o embasamento cristalino, as camadas superiores de folhelhos, as zonas de falhas e os efeitos da injeção de vapor e água. Portanto é bem plausível a entrada de alguma tecnologia baseada nesse método, desenvolvida por cientistas brasileiros, na cadeia de exploração e produção de óleo.

CAPITULO 4 – CONCLUSÕES

O trabalho apresentado encontra-se no contexto do Curso de Formação de Geofísicos da Petrobras, e teve por objetivo uma maior familiarização com os aspectos geológicos e geofísicos no cenário atual da exploração de hidrocarbonetos. Em particular, coube ao autor e a outros companheiros tratar da Bacia do Recôncavo – Tucano – Jatobá, e dela extrair todas as informações relevantes, tanto quanto à sua estrutura física quanto aos levantamentos geofísicos realizados na área. O que se observa, de uma maneira geral, é que os dados encontrados sobre a bacia são antigos, ou seja, desatualizados. Como toda informação na indústria do petróleo é valiosa, então levantamentos recentes, sejam eles sísmicos, gravimétricos ou eletromagnéticos, são de caráter sigiloso, e sua disponibilidade à comunidade científica em geral é muito restrita. Tendo em vista os estudos de caso apresentados, fica claro a aplicabilidade do método EM na indústria do petróleo, porém nunca como método principal de exploração, mas sim como ferramenta auxiliar já que o método não é indicado para identificar geologia, mas sim localizar ou ao menos indicar a presença de anomalias.

Em resumo, o método eletromagnético está passando por um estágio de evolução e claramente caminha em direção de se tornar uma ferramenta auxiliar de grande importância na exploração de hidrocarbonetos, sem mencionar suas aplicações mais tradicionais, voltadas para a exploração mineral. Existem ainda muitos outros aspectos da teoria do método que não foram discutidos. O autor recomenda, para maior clareza de idéias, a consulta das referencias citadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, G. A.; MATO, L. F. (1990); Definição e relações estratigráficas da Formação Afligidos nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia, Brasil. In: Anais do XXXVI Congresso Brasileiro de Geologia 1, pp. 157-170. Sociedade Brasileira de Geologia, Natal, Brasil, 1990.

ANP, 2007: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round2/Pdocs/Pbacias/Pbacia5/PB5strat.htm>. Site oficial.

ARAGÃO, M.A.N.F. (1993); Arquitetura da Bacia do Recôncavo. Anais do III Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, p. 142-145.

ARAGÃO, M.A.N.F. (1994); Arquitetura, estilos estruturais e evolução da Bacia do Recôncavo; Boletim do III Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, Rio Claro: 165-167.

CASTRO, ÁLVARO HENRIQUE AROUCA DE; Geologia e sistemas petrolíferos das bacias sedimentares brasileiras, Trabalho Técnico Petrobras, 2004.

DIAS, C.A.; SATO, H.K.; LIMA, O.L., 2005 : Multi – Frequency EM Method for hydrocarbon detection and for monitoring fluid invasion during enhanced oil recovery; SEG technical program expanded abstracts pp 602 – 604.

ESTRELLA, G. O. (1972); O estágio “rift” nas bacias marginais o leste brasileiro. In: Anais do XXVI Congresso Brasileiro de Geologia 3, pp. 29-34. Sociedade Brasileira de Geologia, Belém, Brasil, 1972

FIGUEIREDO, A.M.F, BRAGA, J.A.E, ZABALAGA, J.C., OLIVEIRA, J.J,AGUIAR, G.A.,SILVA, O.B., MATO, L.F.,DANIEL, L.M.F., MAGNAVITA, L.P., BRUHN,C.H.L, 1994 – Recôncavo Basin, Brazil: A prolific intracontinental Rift basin; American association of Petroleum Geologists Memoir nº59.

GUERRA, GABRIEL SOARES. Fácies sedimentares dos membros Caruaçu e Pitanga, Formação Maracangalha (Cretáceo, bacia do Recôncavo). 2002. 72p. Monografia – Curso de Graduação em Geologia, Instituto de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

HARLAND, W.B., COX, A.V., LLEWELLYN, P.G. *et al.* (1982); *A geologic time scale. Cambridge. University Press, 131 p*

MAGNAVITA, L. P. (1992). Geometry and kinematics of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, NE Brazil: University of Oxford, unp. PhD thesis, Oxford, UK.

MAGNAVITA, L. P.; da SILVA, ROBERTO R., SANCHES, C. P. (2005); Roteiros Geológicos: Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil; Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 301-334, maio/nov, 2005.

NABIGHIAN, M.N (Ed). Eletromagnetic Methods in Applied Geophysics, vol.I, Theory. Tulsa:SEG 1988.

MILANI, Edison José (1990); Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. Rio de Janeiro: Editora Gávea; Editoração Petrobras, p. 235-266, 1990.

ROSTIROLLA, S. P.; MATTANA A. C.; BARTOSZECK M. K. Bayesian assessment of favorability for oil and gas prospects over the Recôncavo basin, Brazil. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 87, n. 4, p. 647-666, 2003

SANTOS, CLOVIS FRANCISCO & BRAGA, JOSÉ AYRTON ESTRELA (1990 - A); O "Estado da Arte" da Bacia do Recôncavo. Boletim de Geociências Petrobras, Boletim de Geociências da Petrobras, 4 (1), 35-43, janeiro/março 1990.

SANTOS, C.F.; CUPERTINO, J.A.; BRAGA, J.A.E: Síntese sobre a geologia das bacias do Recôncavo – Tucano – Jatobá - In: Raja Gabaglia, G.P.; Milani, E.J, 1990.: Origem e evolução das Bacias sedimentares. Rio de Janeiro, Petrobras

TELFORD, W.M.; GELDART, L.P.; SHERIFF, R.E. 1900: Appiled Geophysics (2nd edition). Cambridge. Cambridge University Press 1990.

VIANA, C. F.; GAMA Jr., E. G.; SIMÕES, I. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J. (1971); Revisão Estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. Boletim Técnico da Petrobras. 14(3/4): 157-192, 1971.

ZHANXIANG-HE, HUANG-ZHOU, XUEJUN-LIU: Mapping Reservoir Boundary using TFEM technique: one case study. SEG Houston Annual Meeting 2005.