



UFRJ

**Paulo Henrique Gulelmo de Souza**

**MÉTODO SÍSMICO NA BACIA DE CAMPOS:**

**Aplicação de Sísmica 4D**

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:

Prof. Dr. Carlos Jorge de Abreu e Prof. Dr. Webe Mansur (UFRJ)  
Álvaro Lúcio Gomes (PETROBRAS)

M  
GL  
5729MS

Rio de Janeiro  
Abril de 2007

UFRJ	
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza	
Biblioteca Central	
N.º REGISTRO	DATA
6890/12	03/01/2012
ORIGEM Doação / UFRJ -	
Dep. de Geologia	

Paulo Henrique, Guelmo de Souza

**Método Sísmico na Bacia de Campos: Aplicação de Sísmica 4D** / Paulo Henrique, Guelmo de Souza - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2007. 127 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia, 2007.

Orientadores: Carlos Jorge de Abreu, Webe Mansur, Álvaro Lúcio Gomes

1. Geofísica. 2. Geologia de Engenharia e Ambiental – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Carlos Jorge, Abreu. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia. III. Título.



Paulo Henrique Gulelmo de Souza

MÉTODO SÍSMICO NA BACIA DE CAMPOS:

Aplicação de Sísmica 4D

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:

Prof. Dr. Carlos Jorge de Abreu e Prof. Dr. Webe Mansur (UFRJ)  
Álvaro Lúcio Gomes (PETROBRAS)

Aprovada em: 27.03.2007

Por:

---

Prof. Dr. Carlos Jorge Abreu (UFRJ)

---

Prof. Dr. Webe Mansur (UFRJ)

---

Álvaro Lúcio Gomes (PETROBRAS)

UFRJ  
Rio de Janeiro  
2007

*Até aqui me ajudou o SENHOR. (1Samuel 7:12). E não me abandonará. Portanto, quer comais quer bebais, ou façais outra qualquer coisa, fazei tudo para glória de DEUS. (1Coríntios 10:31)*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a PETROBRAS pela oportunidade oferecida em aperfeiçoar-me na geofísica do petróleo através do curso de formação e da especialização em geofísica do petróleo. Agradeço aos docentes da UFRJ que estiveram envolvidos neste curso seja nos tramites didático ou na viabilização legal do curso de especialização.

Agradeço aos meus colegas de turma que humildemente e gentilmente sempre colaboraram nas tarde de estudos e na resolução dúvidas ao logo desta jornada sem negarem esforços. A todos muito obrigado!

Gostaria de deixar meu agradecimento ao coordenador didático do Curso de Formação de Geofísicos 2006 Geofísico Álvaro Lúcio Gomes pela condução das atividades e aos profissionais que gentilmente cederam seu tempo e conhecimento passando-nos a realidade da geofísica na indústria petrolífera aos recém egressos na Companhia.

Agradeço aos meus mestres de graduação na UNESP que propiciaram uma excelente formação no mundo da geologia e sobretudo ao mundo do petróleo durante cinco anos. Aos professores da UNICAMP na qual pude aprender mais um pouco da arte de explorar petróleo.

A minha mãe que mesmo distante fisicamente sempre se preocupou e se prontificou em me ajudar em todos os momentos. Aos meus irmãos Luis Gustavo e Rafael a qual passamos muitos momentos. A meus familiares que mesmo distantes em Marília ou Cuiabá sempre me incentivaram. Deixo meus gratos votos a meus familiares que foram presentes durante esta batalha numa cidade desconhecida.

A minha querida e amada futura esposa por todo o consolo e apoio nas decisões, sempre sendo esta rica benção em minha vida. Muito obrigado por você estar na minha vida.

Não poderia deixar de agradecer também a quem sempre me confortou nos momentos difíceis e propiciou muitos momentos alegres cumprindo SEU querer em minha vida. DEUS meu maior e sincero agradecimento por SUA soberania em minha vida. Amém.

*E ouça toda a criatura que está no céu, e na terra, e debaixo da terra, e que está no mar, e a todas as coisas que neles há: Ao que está assentado sobre o trono, e ao Cordeiro, sejam dadas ações de graças, e honra, e glória, e poder para todo o sempre. Amém (Apocalipse 5:13)*

<b>RESUMO</b>	<b>VIII</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>IX</b>
<b>SUMÁRIO</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>XII</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>XVII</b>
<b><u>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO</u></b>	<b><u>1</u></b>
<b><u>CAPÍTULO 2 – BACIA DE CAMPOS</u></b>	<b><u>4</u></b>
<b><u>CAPÍTULO 3 – SÍSMICA</u></b>	<b><u>42</u></b>
<b><u>CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO</u></b>	<b><u>98</u></b>
<b><u>CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES</u></b>	<b><u>122</u></b>
<b><u>6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</u></b>	<b><u>124</u></b>

## RESUMO

SOUZA, Paulo Henrique Gulelmo. **Método Sísmico na Bacia de Campos: Aplicação de Sísmica 4D**. 2007. 126p. 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.

No cenário petrolífero brasileiro encontra-se a Bacia de Campos, uma das mais prolíficas bacias petrolíferas do mundo com mais de 40 campos de petróleo já descobertos sendo alguns deles campos gigantes como o Campo de Marlim. Com uma produção aproximada de 1.600 MM de barris por dia a Bacia de Campos é o maior patrimônio petrolífero nacional sendo largamente estudada todos seus 100.000 km<sup>2</sup> de área *offshore* no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Esta é uma típica bacia tipo rifte relacionada ao rompimento do Gondwana e a abertura do Oceano Atlântico durante o Cretáceo Médio, assim como as demais bacias da Plataforma Continental Brasileira. Todo o conhecimento adquirido desta bacia só foi possível devido a grandes investimentos em levantamentos sísmicos. No processo exploratório de uma bacia a sísmica é uma das informações essenciais para avaliar o potencial petrolífero. A compreensão deste método indireto de avaliar as rochas e fluidos em subsuperfície torna-se essencial quando uma bacia é marítima onde a única forma de se investigar as condicionantes geológicas para a ocorrência de hidrocarbonetos são métodos indiretos. Isto faz do método sísmico a mais versátil ferramenta com resolução capaz de identificar corpos reservatórios a grandes profundidades. Outra característica que faz da sísmica uma importante ferramenta na indústria petrolífera é permitir o acompanhamento da produção e monitoramento de um reservatório ao longo do tempo usando a sísmica 4D, isto subsidia a tomada das melhores estratégias de exploração de campos maduros que necessitem de recuperação secundária e terciária como no caso do Campo de Marlim.

Palavras-chave: Bacia de Campos; Método Sísmico; Sísmica 4D.

## ABSTRACT

SOUZA, Paulo Henrique Gulelmo. **Método Sísmico na Bacia de Campos: Aplicação de Sísmica 4D.** [*Seismic Method in Campos Basin: Application 4D seismic*]. 2007. 126p. 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.

In the Brazilian territory we find the Campos Basin, an excellent basin in terms of petroleum explorations, there are more than 40 fields already discover and some oilfields are considerate giants fields as Marlim. Present production is 1.600 million b/d and represents the most production of oil in Brazil. This basin extends from 100.000 km<sup>2</sup> of southeastern coast between Rio de Janeiro and Espírito Santo states. Campos Basin is a typical rift basin relate to Gondwana rupture in Middle Cretaceous when the Atlantic Ocean began. Most of the knowledge about this basin was possible because of the giants investments of seismic explorations. The seismic is the beste method indirect of investigation the potential of hydrocarbon in a basin. The understand about this investigation technique of rocks and fluid is very important in offshore basin where we don't have outcrop. This method has enough capable resolution to identificate reservoir at ultra deep and is very changeable to explorations basin. Besides the seismic to permit the accompaniment of production and monitoring of the reservoir using the technology of 4D seismic, this new method is very important to reservoir management in mature oilfields which need secondary and tertiary recovery using injection.

Key-Words: Campos Basin; Seismic Method; 4D Seismic

## SUMÁRIO

<b>CAPITULO 1 - INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 – OBJETIVO .....	1
1.2 – MÉTODO.....	3
<b>CAPITULO 2 - BACIA DE CAMPOS.....</b>	<b>4</b>
2.1 – ASPECTOS GERAIS.....	4
2.2 – HISTÓRICO EXPLORATÓRIO .....	6
2.3 – ASPECTOS ECONÔMICO .....	8
<i>Produção e Reservas</i> .....	8
2.4 – ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO:.....	11
2.5 – ARCABOUÇO ESTRUTURAL.....	16
2.6 – SISTEMAS PETROLÍFEROS .....	21
<i>Principais Reservatórios</i> .....	25
2.7 – EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR.....	31
<i>Seqüência Continental (fase rifte)</i> .....	36
<i>Seqüência Transicional</i> .....	37
<i>Megaseqüência Marinha</i> .....	37
<i>Seqüência Carbonática Nerítica Rasa</i> .....	38
<i>Seqüência Oceânica Hemipelágica</i> .....	39
<i>Seqüência Oceânica Progradante (pós Paleoceno)</i> .....	40
<b>CAPITULO 3 - SISMICA .....</b>	<b>42</b>
3.1 – INTRODUÇÃO.....	42
3.2 – HISTÓRICO DO MÉTODO SÍSMICO .....	48
3.3 – GEOFÍSICA DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	54
3.4 – TEORIA DO MÉTODO SÍSMICO: CONCEITOS BÁSICOS.....	60
3.5 – AQUISIÇÃO SÍSMICA .....	69
3.6 – PROCESSAMENTO SÍSMICO .....	72
<i>Pré-processamento</i> .....	73
<i>Demultiplexação</i> .....	73
<i>Edição dos dados</i> .....	74
<i>Pré-filtragem da frequência</i> .....	75
<i>Geometria</i> .....	76
<i>Silenciamento</i> .....	77
<i>Recuperação de Ganho</i> .....	78
<i>Análise de velocidade e Correção NMO</i> .....	79
<i>Deconvolução</i> .....	82
<i>Correção de DMO</i> .....	84



<i>Empilhamento</i> .....	85
<i>Migração</i> .....	87
3.7 – INTERPRETAÇÃO.....	90
<b>CAPITULO 4 – ESTUDO DE CASO: EXPERIENCIA DA APLICACAO DE SISMICA 4D PARA MONITORAMENTO DE RESERVATORIOS NA BACIA DE CAMPOS.....</b>	<b>98</b>
4.1 INTRODUÇÃO.....	98
4.2 PROJETO DE SÍSMICA 4D EM ÁGUAS PROFUNDAS DO COMPLEXO MARLIM.....	102
<i>Contexto Geológico</i> .....	102
<i>Fase de Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica</i> .....	104
<i>Integração de sísmica 4D, Modelagem Geológica e de Fluxo</i> .....	105
<i>Avaliação Sísmica e Projeto – Fase de Planejamento</i> .....	108
<i>Fase de Aquisição 4D – Novembro 2004 a Maio de 2005</i> .....	112
<i>Plano Operacional de Aquisição</i> .....	113
<i>Registro da Aquisição</i> .....	114
<i>Obstruções ao Levantamento</i> .....	115
<i>Fase da aquisição de Undershooting</i> .....	116
<i>Fase de Processamento 3D e 4D – Novembro 2004 a Abril de 2006</i> .....	118
<b>CAPITULO 5 – CONCLUSOES .....</b>	<b>122</b>
<b>6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>124</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS E MALHA DE LINHAS SÍSMICA 2D (ANP/BDEP, 02/2007). .....	2
FIGURA 2: LEVANTAMENTOS 3D REALIZADOS NA BACIA DE CAMPOS (ANP/BDEP, 2007).....	2
FIGURA 3: LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS E SEU LIMITE COM AS BACIAS DE SANTOS AO SUL E ESPÍRITO SANTO A NORTE (MODIFICADO DE RANGEL E MARTINS, 1998). .....	5
FIGURA 4: EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO DA BACIA DE CAMPOS (1974-2002). EM 2002 A MÉDIA DIÁRIA DE PRODUÇÃO FOI DE 1.200.000 BARRIS DE ÓLEO REPRESENTANDO 83% DA PRODUÇÃO NACIONAL (BRUHN ET AL., 2003). .....	8
FIGURA 5: EVOLUÇÃO DAS RESERVAS TOTAIS E PROVADAS DE ÓLEO DA BACIA DE CAMPOS (1974-2002). EM 2002 AS RESERVAS PROVADAS ERAM DE 8.9 BILHÕES DE BARRIA CORRESPONDENDO A CERCA DE 89% DAS RESERVAS PROVADAS BRASILEIRAS (BRUHN ET AL., 2003). .....	9
FIGURA 6: CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS (SIMPLIFICADA DE RANGEL ET AL., 1994). .....	12
FIGURA 7: SEÇÃO SÍSMICA REGIONAL EM TEMPO DA BACIA DE CAMPOS; OBSERVAR OS DIVERSOS COMPARTIMENTOS RELACIONADOS AOS DIFERENTES ESTILOS ESTRUTURAIIS DA BACIA; EM PROFUNDIDADE COMPARTIMENTO RELACIONADO A ESTRUTURAS PRETÉRITAS DA FASE RIFTE ASSOCIADAS A FDR, JÁ A MENOR PROFUNDIDADE ESTRUTURAS DE SOTERRAMENTO DA BACIA (MOHRIAK, 2004). .....	16
FIGURA 8: FEIÇÕES ESTRUTURAIIS MAIS PROEMINENTE, OCORRENCIA DOS DOMOS SALINOS DA BACIA DE CAMPOS E ACUMULAÇÕES DE PETRÓLEO (MODIFICADO DE RANGEL E MARTINS, 1998). .....	18
FIGURA 9: SEÇÃO GEOSÍSMICA REGIONAL EM TEMPO DA BACIA DE CAMPOS MOSTRANDO OS DOMÍNIOS TECTÔNICOS DA BACIA: DOMÍNIO DAS ESTRUTURAS FASE RIFTE; ESTRUTURAS DE SOBRECARGA E DOMÍNIO DA TECTÔNICA SALÍFERA. DOMÍNIOS DA TECTÔNICA DA PROVÍNCIA DE SAL: I-TECTÔNICA DE SAL INCIPIENTE; II-TECTÔNICA DE SAL EXTENSIONAL; III-PROVÍNCIA DE DIÁPIROS DE SAL COM TECTÔNICA COMPRESSIONAL; VI-TECTÔNICA DE SAL FORTEMENTE COMPRESSIONAL PRÓXIMO AO LIMITE ENTRE A CROSTA CONTINENTAL E OCEÂNICA (MOHRIAK, 2004). .....	19
FIGURA 10 - DISTRIBUIÇÃO DAS ESTRUTURAS HALOCINÉTICAS E ACUMULAÇÕES DE HIDROCARBONETOS NA BACIA DE CAMPOS. OS CAMPOS DE PETRÓLEO PREDOMINAM NA PORÇÃO ONDE HÁ “CICATRIZES” DE SAL QUE POSSIBILITOU A MIGRAÇÃO DO ÓLEO ATÉ OS RESERVATÓRIOS ACIMA DESTA SEÇÃO (MEISLING, ET AL, 2001 APUD MOHRIAK, 2004). .....	21
FIGURA 11 - PERFIL GEOQUÍMICO DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA MOSTRANDO OS FOLHELHOS PRETOS CALCÍFEROS QUE SÃO OS PRINCIPAIS GERADORES (MELLO ET AL., 1994).....	23

FIGURA 12 - CARTA DE EVENTOS DO SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DE CAMPOS (MELLO ET AL., 1994, MODIFICADA POR FERNANDES, 2001). .....	24
FIGURA 13 – LOCALIZAÇÃO DOS QUARENTA E QUARTO CAMPOS DA BACIA DE CAMPOS: GP (GAROUPA, 1974/1979), PG (PARGO, 1975/1988), GPN (GAROUPINHA, 1975/1980), BG (BAGRE, 1975/1984), NA (NAMORADO, 1975/1979), BD (BADEJO, 1975/1981), CH (CHERNE, 1976/1983), EN (ENCHOVA, 1976/1977), BI (BICUDO, 1976/1982), PM (PAMPO, 1977/1980), BO (BONITO, 1977/1982), LI (LINGUADO, 1978/1981), CO (CORVINA, 1978/1983), VL (VIOLA, 1979/1985), PA (PARATI, 1980/1982), CG (CONGRO, 1980/1982), PU (PIRAÚNA, 1981/1983), ENO (ENCHOVA OESTE, 1981/1984), ANQ (ANEQUIM, 1991/1985), CRP (CARAPEBA, 1982/1989), TR (TRILHA, 1982/1984), VM (VERMELHO, 1982/1989), MO (MORÉIA, 1983/1986), MA (MARIMBÁ, 1984/1985), AB (ALBACORA, 1984/1987), MRL (MARLIM, 1985/1991), MLH (MALHADO, 1986/1990), ABL (ALBACORA LESTE, 1986/1998), FR (FRADE, 1986/NO OIL PRODUCTION), MLL (MARLIM LESTE, 1987/2000), VD (VOADOR, 1987/1992), NEN (NORDESTE DE NAMORADO, 1987/1987), MLS (MARLIM SUL, 1987/1994), ESP (ESPADARTE, 1988/2000), BR (BARRACUDA, 1989/1997), BIJ (BIJUPIRÁ, 1990/1993), SA (SALÉMA, 1990/1993), CRT (CARATINGA, 1994/1997), RO (RONCADOR, 1996/1999), JUB (JUBARTE, 2001/2002), AND CHT (CACHALOTE, 2002/?).BRUHN ET AL., 2003.....	26
FIGURA 14: MAPA DE AMPLITUDE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS DOS CAMPOS DE MARLIM SUL E BARRACUDA (LOPES ET AL.,1998). VERMELHO E LARANJA INDICAM ARENITOS MAIS ESPessos. LSC = CANAL DE BAIXA SINUOSIDADE; HSC = CANAL DE ALTA SINUOSIDADE.....	30
FIGURA 15 - EVOLUÇÃO DO ROMPIMENTO DO SUPERCONTINENTE GONDWANA (MODIFICADO DE MIZUSAKI, 1998 APUD MIZUSAKI E THOMAZ FILHO, 2004).....	32
FIGURA 16 - MODELO GEODINÂMICO ESQUEMÁTICO DAS FASES DE SEPARAÇÃO DAS PLACAS SUL-AMERICANA E AFRICANA (MOHRIAK, 2004). .....	33
FIGURA 17: MODELO ESQUEMÁTICO SIMPLIFICADO DO MÉTODO DE AQUISIÇÃO SÍSMICA E OS PARÂMETROS DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA ( $Z$ ) E REFLETIVIDADE ( $R$ ). $\rho$ =DENSIDADE DO MEIO, $v$ =VELOCIDADE DO MEIO (FIGURA ELABORADA POR DITZ, 2006).....	45
FIGURA 18: ESQUEMA DE LEVANTAMENTOS SÍSMICOS MARÍTIMOS COM A UTILIZAÇÃO DE NAVIOS SÍSMICOS E TERRESTRE CONTORNANDO EDIFICAÇÕES (DITZ, 2006). .....	47
FIGURA 19: MODELO ESQUEMÁTICO DE APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE CDP (A) PARA REFLETORES HORIZONTAIS E CMP (B) PARA CAMADAS INCLINADAS (SHERIFF, 1978).....	52
FIGURA 20: CONTRIBUIÇÃO DA SÍSMICA 3D NA DIMINUIÇÃO DOS CUSTOS DE E&P DE ACORDO COM O CAMPO DE SCHRODERS (THE LEADING EDGE, 2003). .....	53

FIGURA 21: EVOLUÇÃO DA AQUISIÇÃO SÍSMICA NO BRASIL PELA PETROBRAS E ANP. A PARTIR DA DÉCADA DE 80 HOUVE UM AUMENTO CONSIDERÁVEL DOS DADOS SÍSMICOS, PRINCIPALMENTE DE SÍSMICA 3D (FONTE ONIP, 2005/PETROBRAS).....	58
FIGURA 22: EVOLUÇÃO DA ÁREA DE LEVANTAMENTO SÍSMICO 3D, POÇOS EXPLORATÓRIOS E VOIP NA BACIA DE CAMPOS CONFIRMANDO A IMPORTÂNCIA DA SÍSMICA 3D NO PROCESSO EXPLORATÓRIO (MARTINS ET AL. 1995) .....	59
FIGURA 23: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MOVIMENTAÇÃO DAS PARTÍCULAS DURANTE A PASSAGEM DOS DIFERENTES TIPOS DE ONDAS EM UM CORPO E ONDAS SUPERFICIAIS. TODAS AS ONDAS ESTÃO PROPAGANDO-SE DA ESQUERDA PARA A DIREITA (SHERIFF, 1978).....	62
FIGURA 24: MODELO DE PROPAGAÇÃO E GERAÇÃO DAS ONDAS P E S. DIFERENTES FORMAS DE APLICAÇÃO DE ENERGIA GERANDO ONDAS DE CORPO COM PROPAGAÇÃO LONGITUDINAL E TRANSVERSAL (SHERIFF, 1978). .....	63
FIGURA 25: MODELO ESQUEMÁTICO DA PROPAGAÇÃO DAS ONDAS DE SUPERFÍCIES RAYLEIGH E LOVE (NOTAS DE AULA).....	64
FIGURA 26: MODELO DA LEI DE SNELL APLICADO AOS RAIOS SÍSMICOS. A ONDA INCIDENTE DIRETA ( $i_p$ ) É SEGMENTADA EM ONDAS S E P DE ACORDO COM O FENÔMENO DE PARTIÇÃO DE ONDAS. ....	65
FIGURA 27: MODELO DE PROPAGAÇÃO DE ONDA ATRAVÉS DE DUAS CAMADAS COM VELOCIDADES DISTINTAS (FONTE, WWW.EARTHSCL.UNIMELB.EDU.AU, 2007).....	66
FIGURA 28: RESOLUÇÃO HORIZONTAL DADA PELA ABRANGÊNCIA DA ZONA DE FRESNEL. VISTA EM PERFIL E EM PERSPECTIVA (NOTAS DE AULA).....	68
FIGURA 29: ETAPAS DO PLANEJAMENTO DA AQUISIÇÃO DOS DADOS SÍSMICOS. ....	69
FIGURA 30: MODELO DE GEOFONE E HIDROFONE (STREAMER).....	71
FIGURA 31: NO SISMOGRAMA “A” MOSTRA OS DADOS ORIGINAIS, TRAÇOS EDITADOS ”B” E APÓS EDIÇÃO “C” (SILVA, 2001). ....	74
FIGURA 32: TIPOS DE FILTROS MAIS UTILIZADOS. I - PASSA-BANDA; II - PASSA-BAIXA; E III - PASSA-ALTA. ....	75
FIGURA 33: ARRANJO GEOMÉTRICO DE UMA FAMÍLIA CDP E CAMINHO DOS RAIOS DA FONTE AO RECEPTOR PARA UMA CAMADA HORIZONTAL (A) E CMP PARA UM REFLETOR MERGULHANTE (B) (SILVA, 2001). ....	77
FIGURA 34: RESULTADO DA APLICAÇÃO DE SILENCIAMENTO NO SISMOGRAMA DE UMA FAMÍLIA DE CDP. OBSERVA-SE OS EVENTOS DE ONDAS DIRETAS E REFRACTADAS SENDO SILENCIADOS.....	78
FIGURA 35: RECUPERAÇÃO DAS AMPLITUDES DE TRAÇO DE UMA FAMÍLIA DE TIRO: A) SISMOGRAMA SEM GANHO; B) SISMOGRAMA APÓS GANHO (SILVA, 2001).....	79

FIGURA 36: SISMOGRAMAS COM UM EVENTO DE VELOCIDADE NMO DE 2264M/S (A); CORREÇÃO NMO USANDO UM VALOR DE VELOCIDADE MAIS PRÓXIMA DA REAL (B); CORREÇÃO DE NMO ( $V_{NMO}=2000M/S$ ) COM SOBRECORREÇÃO (C); CORREÇÃO DE NMO ( $V_{NMO}=2500M/S$ ) COM SUBCORREÇÃO (D), (YILMAZ, 2001)..	81
FIGURA 37: SISMOGRAMA COM REGISTROS DE EVENTOS HIPERBÓLICOS (A); EFEITO DE ESTIRAMENTO SOBRE A CORREÇÃO DE NMO (B); SILENCIAMENTO DAS ÁREAS ESTIRADAS (C E D) (YILMAZ, 2001). .....	82
FIGURA 38: CORREÇÃO DMO EM UMA ÁREA COM DOMOS SALINOS. A CORREÇÃO DMO MELHORA O IMAGEAMENTO NAS BORDAS DO DOMO ONDE HÁ CONFLITO COM AS REFLEXÕES DAS CAMADAS ADJACENTES (YILMAZ, 2001). .....	85
FIGURA 39: ESQUEMA MOSTRANDO O PROCESSO DE EMPILHAMENTO 2D GERANDO UM TRAÇO SÍSMICO (PARASNIS, 1997). .....	86
FIGURA 40: POSICIONAMENTO DOS REFLETORES SÍSMICOS ATRAVÉS DA MIGRAÇÃO SÍSMICA. OBSERVAR QUE O MERGULHO REAL É MAIOR QUE O MOSTRADO. ....	87
FIGURA 41: SEÇÃO SÍSMICA EM TEMPO SEM APLICAR MIGRAÇÃO. NESTE CASO OCORRE MUITAS DIFRAÇÕES E REFLETORES COM MERGULHOS APARENTES. ....	89
FIGURA 42: SEÇÃO SÍSMICA MIGRADA EM TEMPO. OBSERVAR A MELHORA NA RESOLUÇÃO E IMAGEAMENTO DOS FALHAMENTOS. EFEITOS DE SORRISO DE MIGRAÇÃO NAS BORDAS SEÇÃO E EM TEMPOS MAIORES. ....	89
FIGURA 43: IMAGEM DE CUBO SÍSMICO 3D DERIVADO DE MIGRAÇÃO SÍSMICA PRÉ-STACK DE DADOS 3D MARINHO (YILMAZ, 2001). .....	91
FIGURA 44: TIME SLICES DE UMA SEÇÃO MIGRADA MOSTRANDO INTENSO FALHAMENTO (A) E INTERSECÇÃO DE TIME SLICES COM SUPERFÍCIE ESTRUTURAL DERIVADA DE INTERPRETAÇÃO DE UM VOLUME DE DADOS (YILMAZ, 2001). .....	93
FIGURA 45: INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL DE PADRÕES DE FALHAS UTILIZANDO IMAGENS EM MAPA DE HORIZONTES (YILMAZ, 2001). .....	94
FIGURA 46: SEQÜÊNCIA DEPOSICIONAL ASSOCIADAS A DELTA VISTO EM SEÇÃO (A) E VISUALIZAÇÃO TRIDIMENSIONAL DE UM SISTEMA DELTAICO (YILMAZ, 2001). .....	96
FIGURA 47: CUBO SÍSMICO 3D COM INTERPRETAÇÃO DE TOPO E BASE DE RESERVATÓRIO E DETALHE DE UMA SEÇÃO. NOTAR INÚMERAS FALHAS QUE CORTAM O RESERVATÓRIO (YILMAZ, 2001). ....	97
FIGURA 48: LOCALIZAÇÃO DO COMPLEXO DE MARLIM. ÁREA DO COMPLEXO DE MARLIM INSERIDA NO POLÍGONO (BRUHN, ET AL 2003 APUD JOHANN ET AL, 2006). .....	103
FIGURA 49: MODELO DE FLUXO 3D DE MARLIM (CAMADA 13) À ESQUERDA E MODELO DE SÍSMICA SINTÉTICA À DIREITA (EMRICK, 2004 APUD JOHANN ET AL., 2006). .....	106

FIGURA 50: DIFERENÇA DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA SINTÉTICA (2003 E 1991) À ESQUERDA E MAPA DE SATURAÇÃO (2003) DO MODELO DE FLUXO À DIREITA (EMRICK, 2004 APUD JOHANN ET AL., 2006). .....	107
FIGURA 51: IMPEDÂNCIA ACÚSTICA - A) MODELO REAL; B) APÓS CONSIDERANDO O HISTÓRICO; C) APÓS DADOS DE PRODUÇÃO; D) APÓS DADOS DE PRODUÇÃO E SÍSMICOS; E) MODELO COM DADOS SÍSMICOS (EMRICK, 2004 APUD JOHANN ET AL., 2006). .....	108
FIGURA 52: SIMULAÇÃO DE OFFSET. SINAL DO RESERVATÓRIO SUPERIMPOSTO A BASE DO OCEANO EM TORNO DE 5500M (HALL, 2005 APUD JOHANN ET AL., 2006). .....	109
FIGURA 53: MODELO DE VELOCIDADE DE MARLIM (HALL, 2005 APUD JOHANN ET AL., 2006).....	110
FIGURA 54: NAVIO SÍSMICO WESTERN PRIDE REBOCANDO CABOS DURANTE AQUISIÇÃO DO PROJETO DE MARLIM. ....	112
FIGURA 55: NAVIO DE FONTES SÍSMICA GECO TAU NO COMPLEXO DE MARLIM. ....	112
FIGURA 56: MAPA DO PLANO DE TIROS A ESQUERDA E MAPA DE UNDERSHOOTING. ....	114
FIGURA 57: CABOS RECOBERTOS POR ORGANISMOS MARINHOS QUE ATRAPALHAM O DESEMPENHO DA PRODUÇÃO. ....	115
FIGURA 58: ALGUMAS OBSTRUÇÕES DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO DE MARLIM AO LEVANTAMENTO. ....	116
FIGURA 59: NAVIO SÍSMICO REALIZANDO O LEVANTAMENTO AO LADO DAS ESTRUTURAS DE PRODUÇÃO DO COMPLEXO DE MARLIM. ....	117
FIGURA 60: ESQUEMA DE TÉCNICA DE QUAD MODE ESPECIALMENTE DESENVOLVIDA PARA O LEVANTAMENTO DE MARLIM EM ÁREAS COM OBSTÁCULOS (ANDERSON E DEAL, 2005 APUD JOHANN ET AL., 2006).....	118
FIGURA 61: SEÇÃO SÍSMICA DO COMPLEXO DE MARLIM. A ESQUERDA SEÇÃO NOVA (2005) A DIREITA SEÇÃO ANTIGA (1997). NA SEÇÃO ANTIGA A MÚLTIPLA DO FUNDO DO MAR NÃO FOI COMPLETAMENTE ATENUADA, NOS DADOS MAIS NOVOS HÁ MELHOR SEPARAÇÃO DAS UNIDADES INTERNAS DO RESERVATÓRIO. ....	120
FIGURA 62: MAPA DE DIFERENÇAS DE AMPLITUDES DA BASE DO RESERVATÓRIO. ÁREAS EM AZUL INDICAM POÇOS DE INJEÇÃO DE ÁGUA.....	121

**LISTA DE TABELAS**

TABELA 1: DISTRIBUIÇÃO DE VOLUMES DE ÓLEO NA BACIA DE CAMPOS NOS MAIORES TIPOS DE RESERVATÓRIOS (BRUHN ET AL., 2003). .....	27
TABELA 2 – ELEMENTOS TECTONO-ESTRATIGRÁFICO DA BACIA DE CAMPOS (MOHRIAK ET AL., 1989). .....	35
TABELA 3: CITAÇÃO DE ALGUMAS VANTAGENS E LIMITAÇÕES DA APLICAÇÃO DO MÉTODO SÍSMICO.....	43
TABELA 4: PRINCIPAIS PARÂMETROS A SEREM CONSIDERADOS NA INTERPRETAÇÃO SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA (SHERIFF, 1978).....	95
TABELA 5: PARÂMETROS SÍSMICOS DE AQUISIÇÃO DOS PROJETOS DO CAMPO DE MARLIM.....	111

## CAPITULO 1 INTRODUÇÃO

---

### 1.1 OBJETIVO

No processo exploratório de uma jazida petrolífera a sísmica é uma das informações essenciais para avaliar o potencial de um determinado bloco exploratório. A compreensão deste método indireto de avaliar as rochas e fluidos em subsuperfície torna-se essencial quando uma bacia é pouco explorada e de grande extensão como o caso da bacia de Solimões, ou quando é uma bacia marítima onde a única forma de se avaliar as condicionantes geológicas para a ocorrência de jazidas de petrolíferas são métodos indiretos. Com isto o método sísmico se apresenta como a mais versátil ferramenta com resolução capaz de identificar corpos reservatórios a grandes profundidades.

Uma das bacias mais conhecidas no cenário petrolífero nacional é a Bacia de Campos, localizada entre o norte do Estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo. Atualmente é o maior portfólio petrolífero nacional com uma produção de aproximadamente 1.600 MM de barris por dia. Possui cerca de 100.000 km<sup>2</sup> de área *offshore* e 500 km<sup>2</sup> *onshore*.

O grande conhecimento geológico desta bacia só foi possível através dos maciços investimentos em aquisição de dados sísmicos, uma vez que praticamente a totalidade da bacia encontra-se *offshore*. Já foram adquiridos cerca de 120 mil km de sísmica 2D (Fig. 1) e 310 mil km<sup>2</sup> de sísmica 3D (Fig. 2).



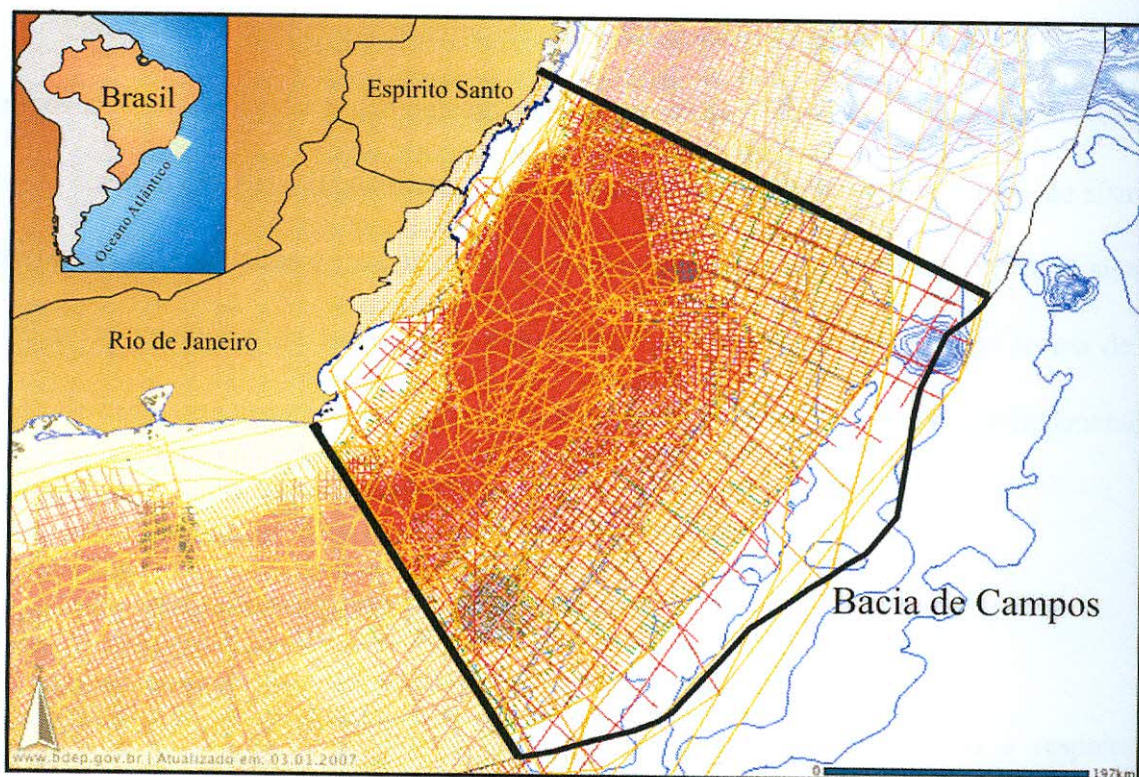


Figura 1: Localização da Bacia de Campos e malha de linhas sísmica 2D (ANP/BDEP, 02/2007).

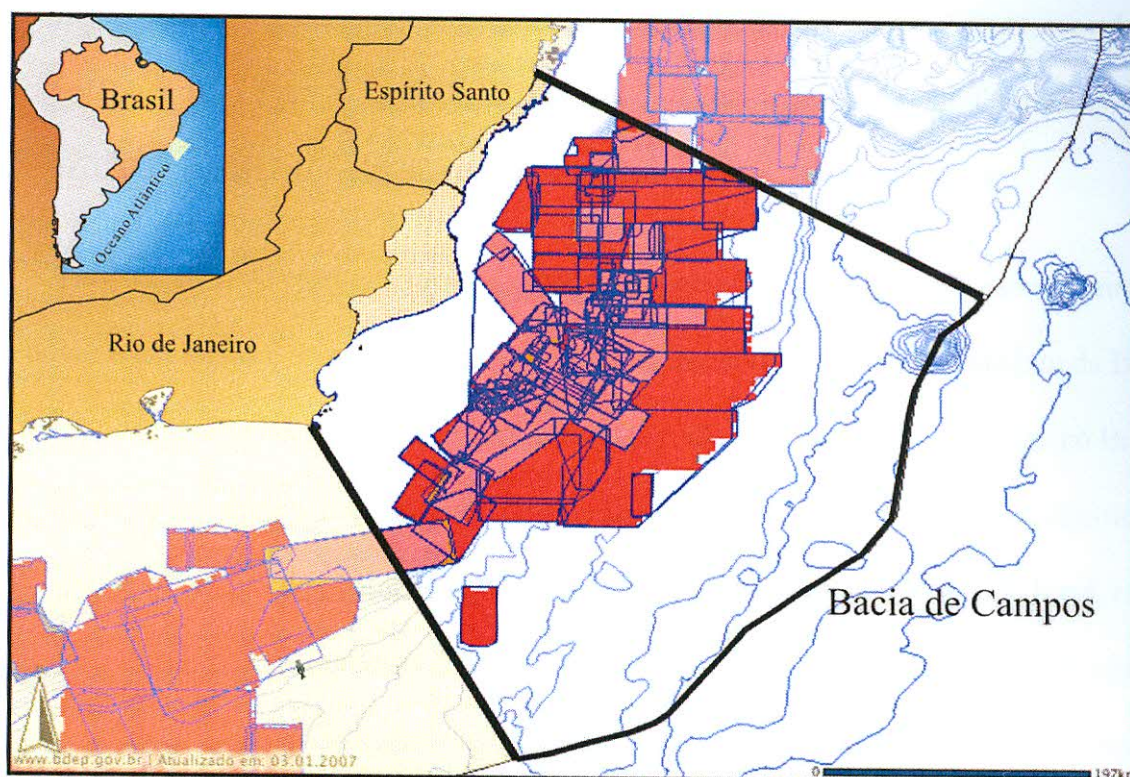


Figura 2: Levantamentos 3D realizados na Bacia de Campos (ANP/BDEP, 2007).

Este trabalho teve como objetivo a realização de uma revisão bibliográfica da Bacia de Campos contextualizando-a geologicamente. Também foi revisto os principais tópicos do método sísmico em suas linhas gerais, desde a teoria das ondas acústicas, aquisição sísmica, processamento dos dados e interpretação de seções sísmicas. Para integrar o método sísmico ao contexto geológico da Bacia de Campos foi selecionado um artigo como forma de um estudo de caso, que retrate os avanços tecnológicos do método sísmico no gerenciamento de reservatórios que vem sendo aplicado nesta bacia.

## 1.2 MÉTODO

A forma de trabalho consistiu em um levantamento bibliográfico a respeito da geologia da Bacia de Campos levando-se em conta os principais trabalhos publicados. Focaram-se na localização e aspectos macros da bacia, histórico exploratório, aspectos econômicos, contexto estratigráfico, arcabouço estrutural, sistemas petrolíferos e evolução tectono-sedimentar. Para o método sísmico utilizou-se referências bibliográfica como YILMAZ (2001) e SHERIFF (1978) entre outros, bem como anotações de aulas.

Para o estudo de caso procurou-se abranger o potencial que o método sísmico propicia com novas tecnologias e formas de análise dos dados sísmicos colocando o contexto da Bacia de Campos como uma bacia onde as novas tecnologias são primeiramente aplicadas no Brasil. Deste modo optou-se por focar a experiência da sísmica 4D que a Petrobras adquiriu no estudo do reservatório do Complexo Marlim que produz cerca de 7000.000 bopd em 9 plataformas. Para tal será analisado o artigo “4D Seismic in Brazil: Experiences in Reservoir Monitoring” de autoria do Geofísico da Petrobras Paulo Roberto S. Johann *et al.* publicado na OTC – Offshore Technology Conference realizada em maio de 2006.



## CAPITULO 2 BACIA DE CAMPOS

---

### 2.1 ASPECTOS GERAIS

A Bacia de Campos localiza-se na margem continental do sudeste do Brasil, incluindo a parte norte do Estado do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo. Apresenta uma área de 100.000 km<sup>2</sup> das quais apenas 500 km<sup>2</sup> estão em área emersa, (numa extensão *onshore* de 15 km na região de Cabo de São Tomé-RJ); estende-se *offshore* até a lâmina d'água de 3.400m (Fig. 3). Esta bacia representa o maior portfólio petrolífero brasileiro somando 41 campos de óleo e gás sendo que destes, 9 campos são considerados campos gigantes de águas profundas e ultra-profundas: Albacora, Albacora Leste, Marlim, Marlim Sul, Barracuda, Caratinga, Roncador e mais recentemente Jubarte e Cachalote.

A Bacia de Campos limita-se ao norte com a Bacia do Espírito Santo, em áreas de águas rasas, por um bloco elevado do embasamento denominado de Alto de Vitória, que coincide com a terminação oeste da Cadeia de Vitória-Trindade; já em águas profundas não existe separação efetiva entre as bacias de Campos e Espírito Santo. Ao sul, a Bacia de Campos limita-se com a Bacia de Santos através do alto estrutural denominado de Alto de Cabo Frio (Fig. 3).

Embora pouco amostrado, o embasamento da bacia corresponde aos domínios litológicos da Faixa de Dobramentos Ribeira, representados por uma suíte de granulitos e gnaisses do Ciclo Brasileiro – 450/700 Ma.(DIAS *et al.*, 1987).

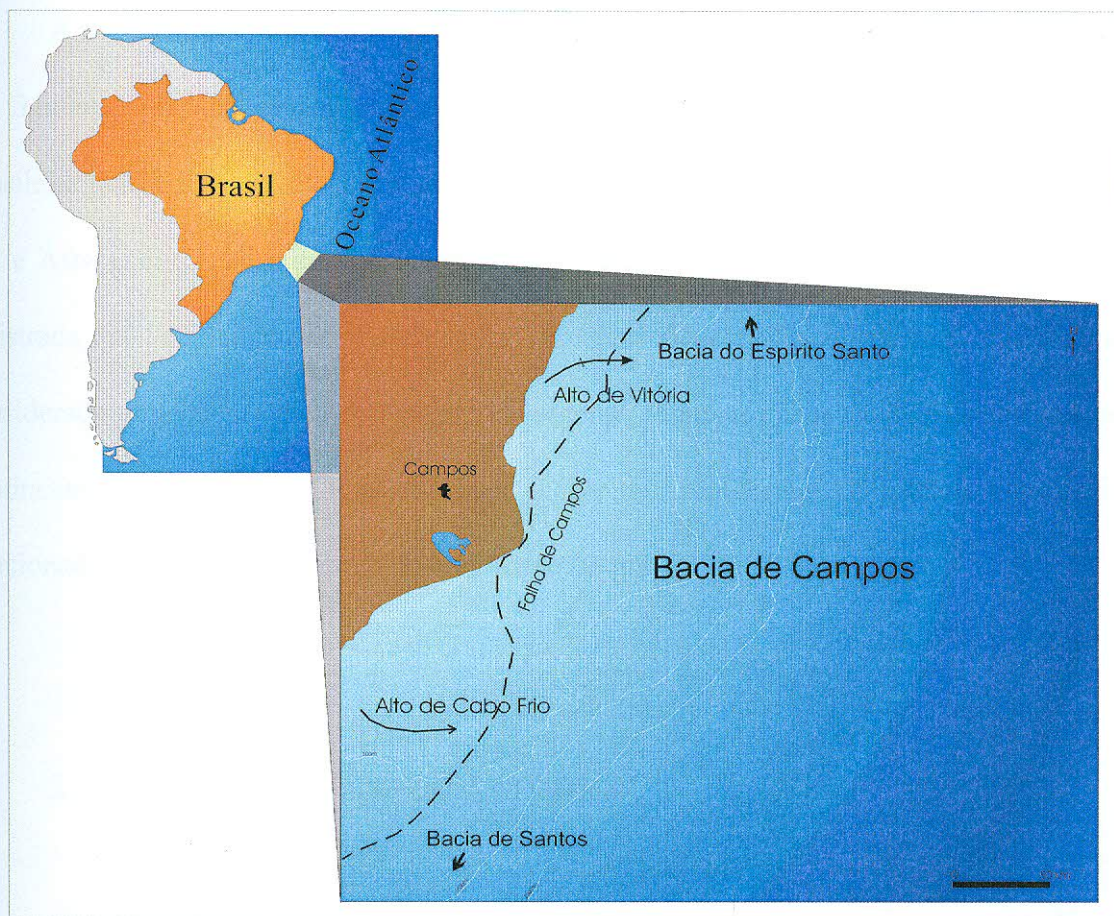


Figura 3: Localização da Baía de Campos e seu limite com as bacias de Santos ao Sul e Espírito Santo a Norte (modificado de RANGEL e MARTINS, 1998).

O conteúdo do preenchimento da bacia, que teve início no Andar Aratu (Neocomiano – 135 Ma), é composto por seis unidades litoestratigráficas. Na base ocorre a Formação Cabiúnas composta por rochas ígneas básicas; logo acima ocorre a Formação Lagoa Feia com folhelhos, conglomerados, arenitos e evaporitos; Formação Macaé composta por rochas calcárias, margas e folhelhos com esporádicas entradas de arenitos turbidíticos; Formação Carapebus constituída de arenitos finos a grossos; Formação Ubatuba constituída predominantemente de folhelhos, argilitos e margas; e Formação Emboré composta por arenitos arcóscios calcários impuros.

A evolução do preenchimento sedimentar e estrutural da Bacia de Campos reflete parte da fragmentação do Supercontinente Gondwana (Neoproterozóico) na região Sudeste Brasileira (MOHRIAK, 2004) e desenvolvimento de uma crosta oceânica entre a América do Sul e África, que teve início no Neojurássico/Eocretáceo (140 Ma.). A seqüência evolutiva registrada na bacia é caracterizada pelos estágios rifte, drifte e margem passiva, sendo considerada uma bacia típica de margem divergente, assim como as demais bacias na margem continental brasileira que têm em sua gênese conseqüências de esforços extensionais relacionada à reativação de zonas de cisalhamento pré-cambrianas.

## 2.2 HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

Os primeiros estudos geológicos sobre a Bacia de Campos iniciaram-se na década de 30 do século passado, com o mapeamento da porção terrestre e da região costeira realizado por LAMEGO (1937, 1940, 1945, *apud* GUARDADO *et al.*, 1989).

Em 1958 a Petrobrás adquiriu dados sísmicos terrestres preliminares e perfurou em 1959 o primeiro poço exploratório/estratigráfico (2-CST-1-RJS) na região do Cabo de São Tomé-RJ. Este poço penetrou 1670m de rochas do Terciário rico em areias, basaltos neocomianos e o embasamento metamórfico, em seguida realizou um reconhecimento gravimétrico para delimitação da bacia em áreas emersas.

Seguindo o rumo da exploração petrolífera no Brasil, que caminhava para sua fase marítima na plataforma continental rasa, a Petrobrás realizou em 1968 o primeiro detalhamento sísmico na porção marinha da bacia com aquisição de dados sísmicos 2D, que levou a execução de um programa exploratório para avaliação do potencial petrolífero

iniciado em 1971 com a primeira perfuração *offshore*. Esse esforço inicial acabou propiciando a descoberta pelo poço 1-RJS-9A, em 1974, do primeiro campo de petróleo – Garoupa, que ainda está em produção (GUARDADO *et al.*, 1989; BRUHN *et al.*, 2003).

A descoberta do Campo de Garoupa deu início a uma série de descobertas de campos petrolíferos nos reservatórios carbonáticos, calcarenitos e calcirruditos da Formação Macaé, tornando este *play* o principal objetivo exploratório da bacia que proporcionou o avanço das pesquisas. Vários reservatórios carbonáticos foram prospectados com sucesso demonstrando ser uma bacia prolífica.

Outro importante *play* da bacia foi descoberto em 1975 com os reservatórios turbidíticos (Cenomaniano/Turoniano) do Campo de Namorado. Este foi considerado o primeiro campo gigante da Plataforma Continental Brasileira abrindo fronteiras para novos alvos exploratórios além dos calcários Mesoalbianos.

Após exaustivos trabalhos dos geocientistas e investimentos realizados na bacia iniciou-se a produção de petróleo em 13 de agosto de 1977, com uma plataforma semi-submersível em águas com aproximadamente 120m de profundidade do Campo de Enchova (BRUHN *et al.*, 2003). Desde então a PETROBRAS traçou um histórico de sucesso nesta bacia chegando a produzir um total de 1.500 mil barris de óleo por dia no ano de 2006, confirmando a Bacia de Campos como a principal produtora de petróleo para o país.



## 2.3 ASPECTOS ECONÔMICO

### *PRODUÇÃO E RESERVAS*

No cenário energético brasileiro a Bacia de Campos representa o maior patrimônio petrolífero do país, sendo responsável por cerca de 83% da produção de óleo com 1.200.000 bbl explorados diariamente e uma produção acumulada de 3.900.000.000 bbl. Assim, a Bacia de Campos é a mais prolífica das oito bacias brasileiras produtoras de petróleo e tornou a Petrobras uma companhia líder mundial na exploração e produção de campos em águas profundas e ultra-profundas. Os recursos petrolíferos da Bacia de Campos tiveram uma grande importância na viabilização da auto-suficiência em petróleo brasileira em 2006. A evolução da produção da produção de óleo da Bacia de Campos desde 1974 até 2002 pode ser observada na figura 4.

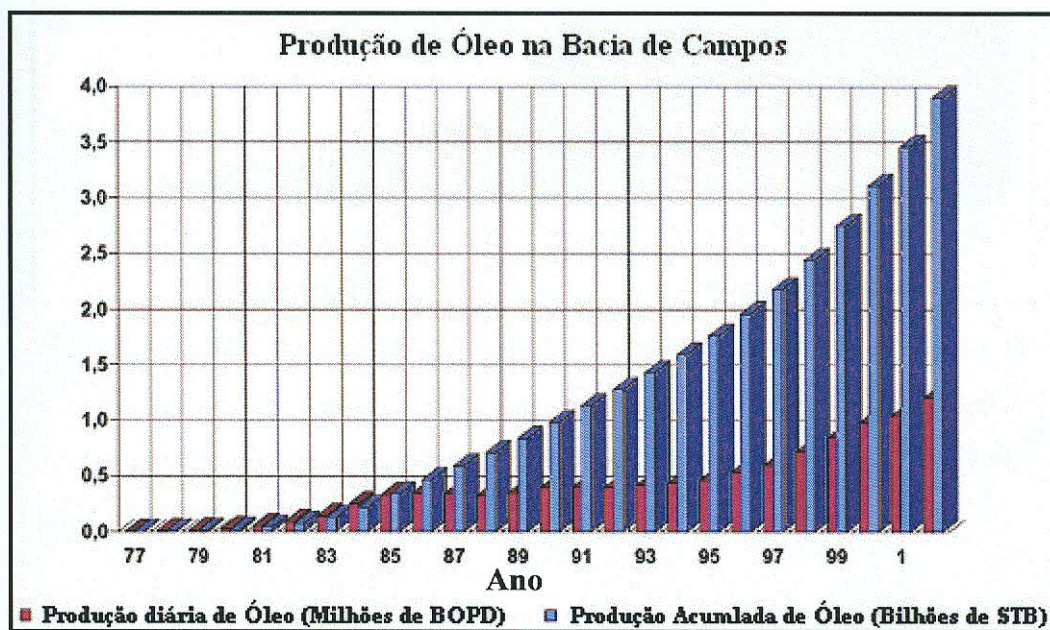
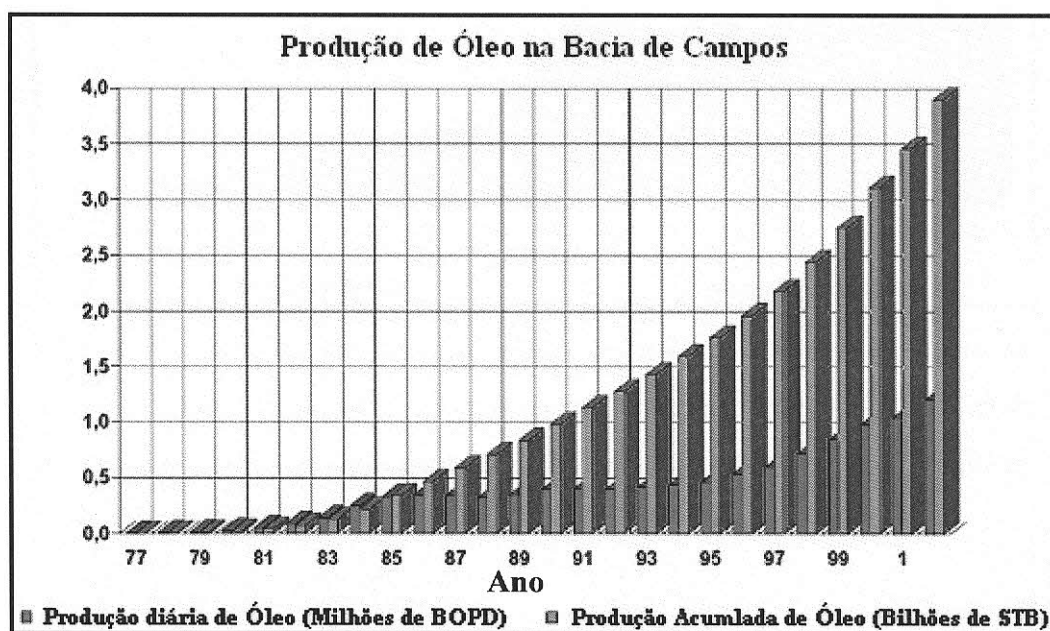


Figura 4: Evolução da produção e produção acumulada de óleo da Bacia de Campos (1974-2002). Em 2002 a média diária de produção foi de 1.200.000 barris de óleo representando 83% da produção nacional (BRUHN et al., 2003).

## 2.3 ASPECTOS ECONÔMICO

### *PRODUÇÃO E RESERVAS*

No cenário energético brasileiro a Bacia de Campos representa o maior patrimônio petrolífero do país, sendo responsável por cerca de 83% da produção de óleo com 1.200.000 bbl explorados diariamente e uma produção acumulada de 3.900.000.000 bbl. Assim, a Bacia de Campos é a mais prolífica das oito bacias brasileiras produtoras de petróleo e tornou a Petrobras uma companhia líder mundial na exploração e produção de campos em águas profundas e ultra-profundas. Os recursos petrolíferos da Bacia de Campos tiveram uma grande importância na viabilização da auto-suficiência em petróleo brasileira em 2006. A evolução da produção da produção de óleo da Bacia de Campos desde 1974 até 2002 pode ser observada na figura 4.



*Figura 4: Evolução da produção e produção acumulada de óleo da Bacia de Campos (1974-2002). Em 2002 a média diária de produção foi de 1.200.000 barris de óleo representando 83% da produção nacional (BRUHN et al., 2003).*



As reservas de óleo provadas na Bacia de Campos são da ordem de 8.5 bilhões de barris, representando cerca de 89% das reservas brasileiras provadas de óleo (Fig. 5). Desde a sua descoberta em 1974 a bacia foi largamente explorada, o período da década de 80 foi um dos que mais agregaram novas descobertas a bacia bem como durante a metade da década de 90 em diante. Isto devido a novas tecnologias de aquisição e interpretação sísmica, perfuração de poços pioneiros e a necessidade incremento de novas reservas ao país.

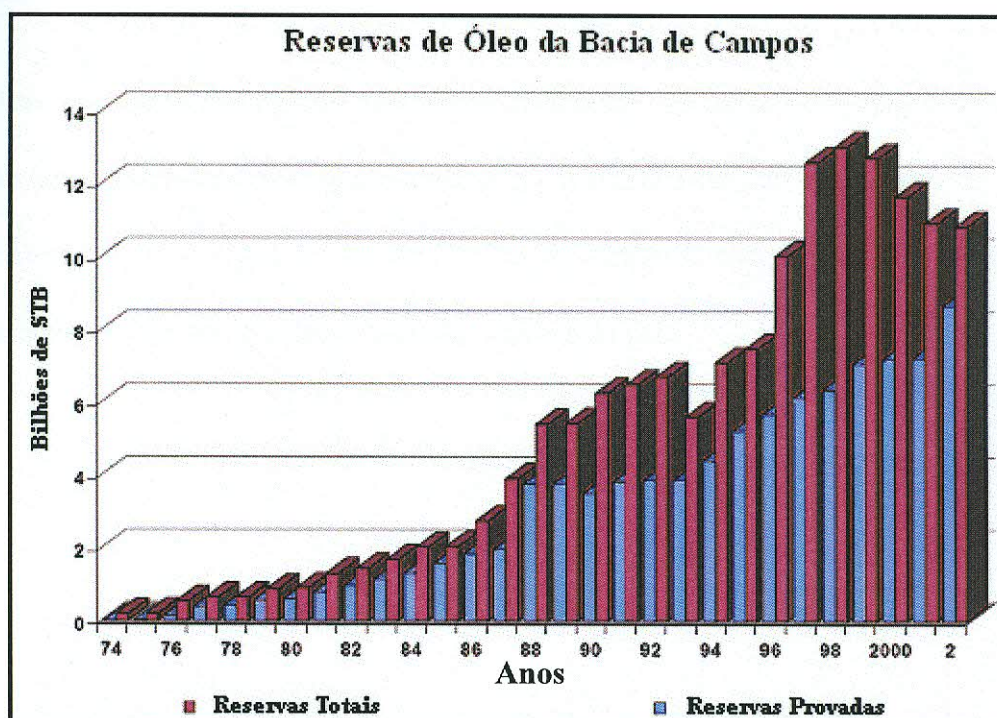


Figura 5: Evolução das reservas totais e provadas de óleo da Bacia de Campos (1974-2002). Em 2002 as reservas provadas eram de 8.9 bilhões de barris correspondendo a cerca de 89% das reservas provadas brasileiras (BRUHN et al., 2003).

Dentro de uma classificação de bacias petrolíferas quanto ao seu desenvolvimento e conhecimento, BACCOLI e GUIMARÃES (2004), através do índice de interesse exploratório ( $IE = \text{área da bacia} \div \text{n}^\circ \text{ de poços exploratórios}$ ), consideram a Bacia de Campos

como uma bacia madura, com a perfuração de mais de 800 poços exploratórios e a descoberta de mais de 40 campos.

O que propiciou a Bacia de Campos ser uma prolífica província de petróleo foi a interação cumulativa dos elementos do sistema petrolífero resultando em um sincronismo (*timing*) ideal de geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos, tendo como consequência grande acumulação de hidrocarbonetos, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas.

Tais processos geológicos ocorreram justamente na bacia da região brasileira mais desenvolvida economicamente, que compreende os estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais e onde se consomem a maior parte dos recursos energéticos. Isso representa um fator decisivo no crescimento econômico da região e do país.

## 2.4 ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO

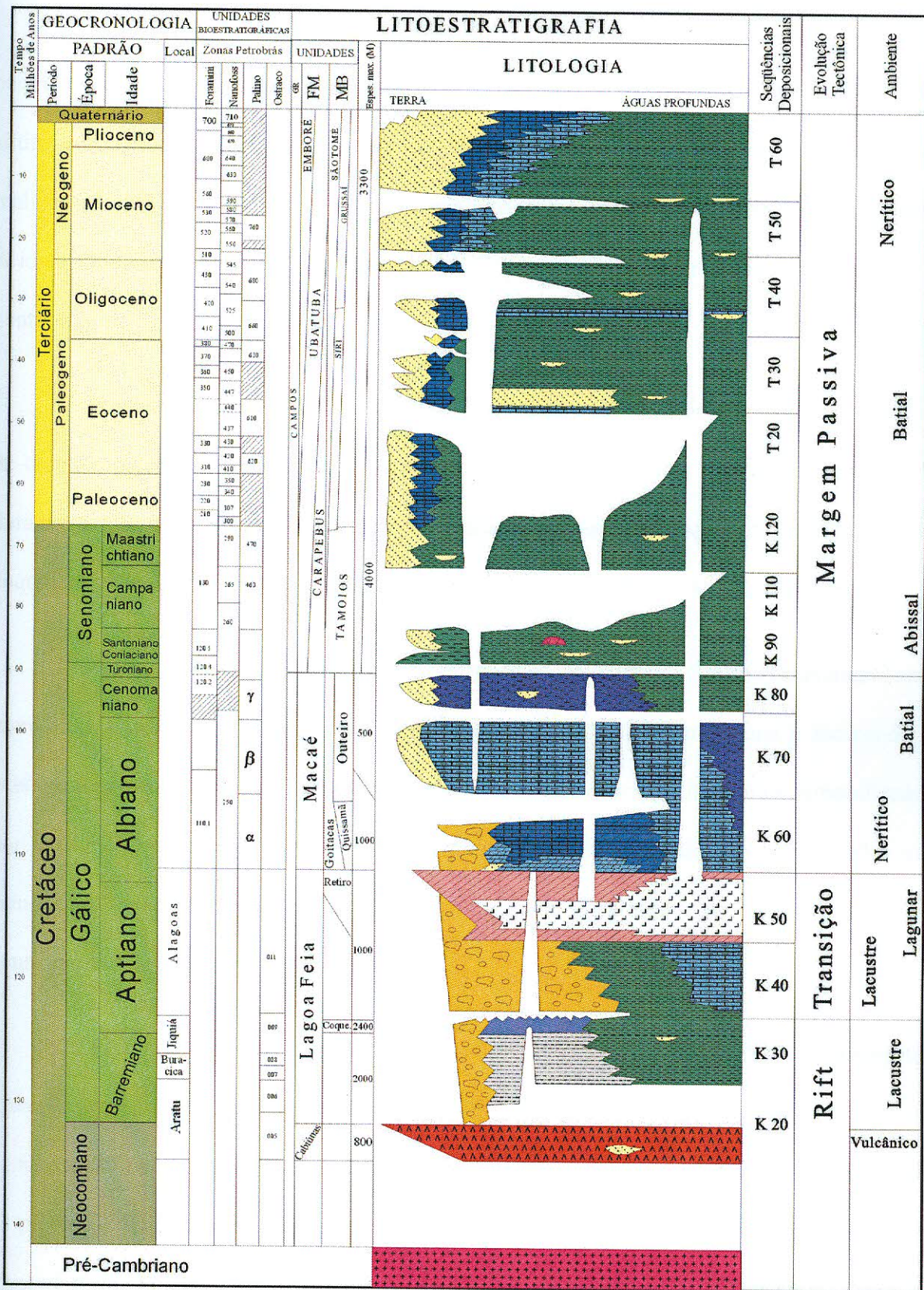
A sistematização do arcabouço estratigráfico da Bacia de Campos teve início com o trabalho de SCHALLER (1973), que elaborou a primeira coluna litoestratigráfica da bacia com base em dados sísmicos, gravimétricos e de poucos poços perfurados na área costeira fluminense e respectiva plataforma continental. O autor dividiu o pacote sedimentar em quatro unidades litoestratigráficas, representadas pelas formações Lagoa Feia, Macaé, Campos e Emboré.

Essa nomenclatura das unidades da bacia ainda é mantida, no entanto a grande quantidade de dados advindos do avanço da exploração petrolífera na bacia subsidiou várias modificações e atualizações na interpretação do seu arcabouço estratigráfico.

A coluna litoestratigráfica apresentada pela Petrobrás é a de RANGEL *et al.* (1994) (Fig. 6). Os autores agrupam as rochas em seis unidades litoestratigráficas, formações Cabiúnas, Lagoa Feia, Macaé, Carapebus, Ubatuba e Emboré, sendo que as três últimas compõem o Grupo Campos.

A Formação Cabiúnas constitui o assoalho para a sedimentação da Bacia de Campos, sendo formada por rochas ígneas básicas do Andar Rio da Serra/Aratu. Litologicamente é constituída por derrames de basaltos amigdaloidal de coloração castanha e cinza, e níveis piroclásticos interestratificados com conglomerados polimíticos cinza-esverdeados; sua espessura máxima é de 800m. As datações realizadas por MIZUSAKI *et al.* (1989, *apud* RANGEL *et al.*, 1994), utilizando o método K-Ar, indicaram idades entre  $122 \pm 5$  e  $134 \pm 4$  Ma..





A Formação Lagoa Feia constitui-se de repleta diversidade litológica, como conglomerado polimítico, arenito grosso a conglomerático, arenito muito fino acastanhado, siltito e folhelho cinzento a esverdeado, folhelho preto com matéria orgânica, calcários incluindo coquinas de moluscos, e no topo evaporitos. Sua espessura máxima chega a 2400m. A idade dessa unidade vai do Barremiano até o Aptiano e tem importância fundamental por conter a principal rocha geradora da bacia.

A porção basal é constituída por depósitos vulcanoclásticos de origem local seguidos de conglomerados e arenitos líticos, siltitos, folhelhos e calcários, que foram depositados durante a fase rifte. Nessas litologias se intercala o Membro Coqueiros, constituído por coquinas a pelecípodes cinza a creme, formando corpos com 15m a 100m de espessura.

No topo da formação ocorre a suíte evaporítica do Membro Retiro (Neoaptiano) que representa a primeira grande incursão marinha na região (fase transicional), indicando a existência pretérita de um golfo. Frequentemente os corpos de evaporitos foram remobilizados por efeito da halocinese, originando grandes domos e diápiros salinos que, injetados nas camadas sobrejacentes, propiciaram a formação de trapas estruturais e janelas de migração em águas profundas e ultraprofundas.

A Formação Macaé designa os calcirruditos, calcarenitos e calcilitos sobrepostos discordantemente à porção evaporítica da Formação Lagoa Feia. Datações bioestratigráficas com base em palinórfos e foraminíferos conferem idade albiana e turoniana representando os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da bacia. A Formação Macaé é recoberta discordantemente pela Formação Ubatuba e é dividida em três membros, Quissamã, Outeiro e Goitacás.



O Membro Quissamã é denominado informalmente de “Macaé Água Rasa” ou “Macaé Inferior” e sua idade é atribuída ao Albiano. Constitui-se de calcarenitos e calcirruditos oolíticos e oncolíticos, que podem estar muito dolomitizados. O Membro Goitacás representa um sistema proximal formado por conglomerados polimíticos e arenitos mal selecionados, com associação de margas cinzentas e calcilutitos brancos.

O Membro Outeiro compõe-se de calcilutitos creme sotopostos a margas e folhelhos com arenitos turbidíticos intercalados, estes sendo informalmente designados como “Arenito Namorado”. Essa seção também é conhecida informalmente como “Seção Bota” devido a sua forma nos perfis de raio gama e elétrico.

A Formação Macaé representa o início da passagem de um ambiente marinho restrito para um ambiente marinho franco, dentro da evolução para uma bacia de margem passiva. As margas e folhelhos do topo da seqüência indicam um aprofundamento da bacia, com o fim do ciclo deposicional Macaé-raso que é caracterizado por clima quente e seco passando paulatinamente para a uma maior umidificação (DIAS-BRITO, 1982).

O Grupo Campos, proposto inicialmente como Formação Campos, designa a seção clástico-carbonática sobreposta a Formação Macaé. É dividido em três formações: Ubatuba, Carapebus e Emboré.

A Formação Ubatuba constitui-se essencialmente por argilitos, folhelhos, margas, calcilutitos e diamictitos cinza-escuros. Em direção a porções mais proximais interdigita-se com a Formação Emboré. Sua idade de deposição vai do Neocretáceo até o Recente, e possui espessura de até 4000m. Na porção basal dessa unidade encontra-se o Membro Tamoios, denominado informalmente de “Ubatuba Cretáceo” que apresenta litificação mais

pronunciada. O conteúdo fossilífero é formado por nanofósseis calcários, foraminíferos planctônicos e palinórfos que conferem a idade ao Membro Tamoios Turo-Maastrichtiana.

A Formação Carapebus é formada por camadas de arenito fino a grosso, localmente conglomerático, intercalados com pelitos da Formação Ubatuba. Os arenitos resultam de correntes de turbidez em ambiente de base de talude e bacia, que ocorreram do Cenomaniano ao Mioceno; vários deles recebem denominação informal, tal como Arenito “Marlim”, “Albacora” e “Carapeba”.

A Formação Emboré é constituída por arenitos arcosianos e calcários impuros, depositados em ambiente flúvio-deltaico e plataformal interdigitados lateralmente com pelitos da Formação Ubatuba. É dividida em três membros: Membro São Tomé, Siri e Grussaí. O primeiro designa clastos grossos e os dois últimos são compostos por calcarenitos bioclásticos. A deposição desta unidade teve início no Maastrichtiano e ocorre até o Holoceno.

## 2.5 ARCABOUÇO ESTRUTURAL

Na Bacia de Campos encontram-se dois principais estilos estruturais típicos de uma bacia de margem divergente (Fig. 7). Estas estruturas são influenciadas pelas descontinuidades pretéritas da Faixa de Dobramentos Ribeira (FDR) que forma seu embasamento, sugerindo uma evolução controlada pela reativação de estruturas pré-cambrianas de direção predominante NE (DIAS *et al.*, 1987).

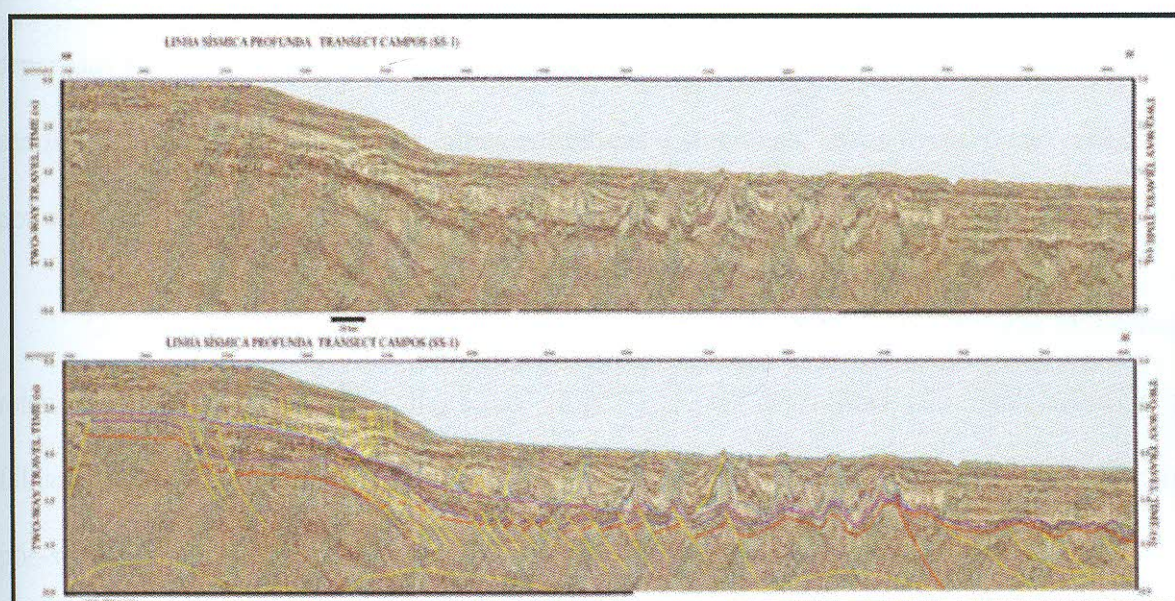


Figura 7: Seção sísmica regional em tempo da Bacia de Campos; observar os diversos compartimentos relacionados aos diferentes estilos estruturais da bacia; em profundidade compartimento relacionado a estruturas pretéritas da fase rife associadas a FDR, já a menor profundidade estruturas de soterramento da bacia (MOHRIAK, 2004).

O primeiro estilo estrutural encontrado na bacia está condicionado a fase rife, com estruturas extensionais de alto ângulo ocorrido no Cretáceo Inferior (Fig. 7). São falhamentos normais formando uma série de *grabens*, *horsts* e *meio-grabens* que estão relacionados ao rompimento inicial do Supercontinente Gondwana.



A orientação destes falhamentos coincide com lineamentos estruturais evidentes na província da FDR aflorante, sugerindo que estas fases de fraturamentos distensionais são reativações pré-existentes da crosta. Considera-se essa fase como um importante fator de controle estrutural para a distribuição das fácies da Formação Lagoa Feia, que é a principal geradora na bacia. (GUARDADO *et al.*, 1989).

O mais importante *horst* gerado durante essa fase é o Alto de Badejo, e os mais proeminentes baixos são as fossas de Corvina-Parati e São João da Barra, as quais estão separadas pelo Alto de Badejo (Fig. 8). Essas feições estruturais possuem direção NE-SW e são limitados em sua maioria por falhas antitéticas e sintéticas. Essas fossas estão preenchidas por mais de 900m de sedimentos (GUARDADO *et al.*, 1989).

O segundo estilo estrutural que ocorre na bacia relaciona-se a estruturas extensionais relacionadas ao soterramento da bacia (Fig 7). Essas estruturas são caracterizadas por falhamentos lítricos normais e de crescimento (sin-deposicional) que afetam os sedimentos pós-sal até a superfície do fundo marinho.

Após um período de relativa quiescência tectônica durante o Aptiano, a bacia sofreu uma pequena inclinação com a compactação diferencial: isso provocou a movimentação do sal (halocinese) e conseqüentemente gerou falhas de crescimento. A tectônica salina originou domos e diápiros que se concentraram na porção mais distal (Fig. 8). Anticlinais de compressão (*rollover*) também estão associados a este tipo de tectonismo (FIGUEIREDO *et al.*, 1985 *apud* GUARDADO *et al.*, 1989).



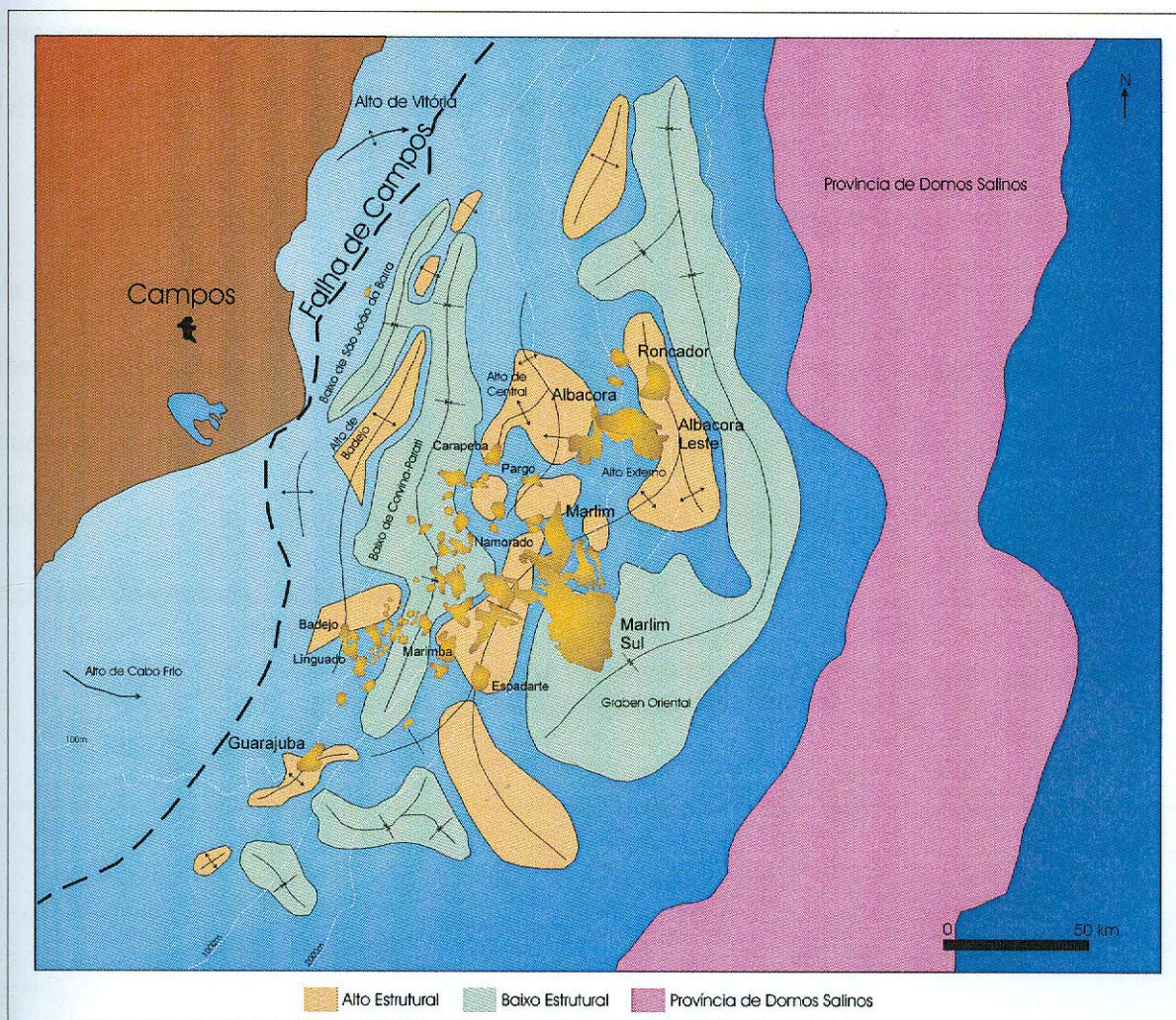


Figura 8: Feições estruturais mais proeminente, ocorrência dos domos salinos da Bacia de Campos e acumulações de petróleo (modificado de RANGEL e MARTINS, 1998).

A tectônica de sal tornou-se ativa durante o Neoaptiano e Eoalbio, persiste até o Holoceno e compartimentou a bacia salífera em vários domínios criando uma série de falhas lítricas e estruturas complexas (de tartaruga, diápiros, muralhas de sal, falhas extensionais e compressionais), além de controlar a estruturação de calhas de sedimentação (MOHRIAK, 2004).

Pode-se relacionar à bacia evaporítica alguns domínios tectônicos, desde compartimentos extensionais com almofadas de sal, diápiros de sal, região de muralhas de sal



com grandes empurrões e dobramentos, localmente invertendo mini-bacias (SZATIMARI e DEMECIAN, 1993; MOHRIK e NASCIMENTO, 2000; *apud* MOHRIAK, 2004).

Interpretações dos diversos domínios tectônicos gerados pela halocinese na parte sul da Bacia de Campos são apresentadas na figura 9. Inclui compartimentos com tectônica de sal incipiente (Domínio I), uma região com almofadas de sal e feições extensionais (Domínio II), uma região com diápiros de sal e feições extensionais localmente afetadas por inversões (Domínio III) e um domínio mais distal, com feições compressivas (falhas de empurrão e repetição de camadas) e sal em diápiros (MOHRIAK, 2004).

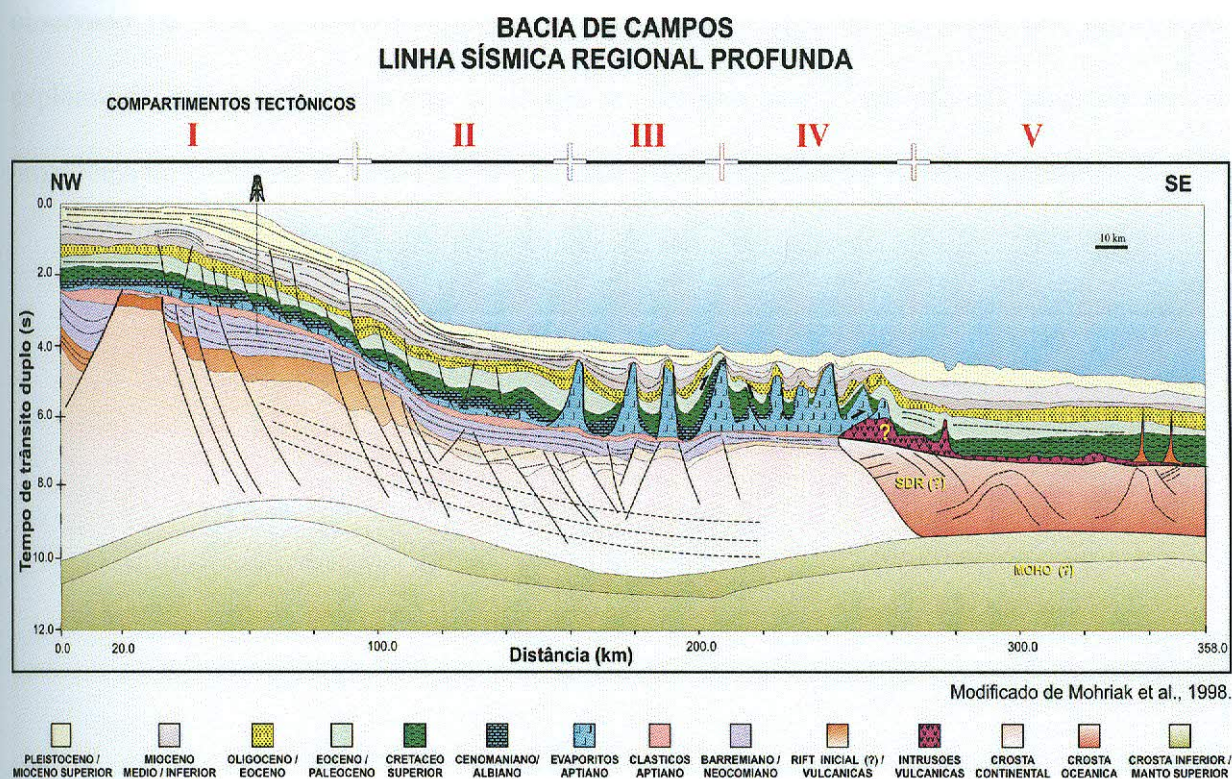


Figura 9: Seção geosísmica regional em tempo da Bacia de Campos mostrando os domínios tectônicos da bacia: domínio das estruturas fase rifte; estruturas de sobrecarga e domínio da tectônica salífera. Domínios da tectônica da província de sal: I-tectônica de sal incipiente; II-tectônica de sal extensional; III-província de diápiros de sal com tectônica compressional; VI-tectônica de sal fortemente compressional próximo ao limite entre a crosta continental e oceânica (MOHRIAK, 2004).

A atuação da tectônica nos depósitos evaporíticos, que são mais plásticos entre as demais rochas, proporcionou a formação de janelas de sal para a migração de hidrocarbonetos; teve uma função decisiva controlando a deposição das fácies-reservatório e na formação de trapas para maior acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Campos (GUARDADO *et al.*, 1989) (*ex.* Campo de Namorado).

A distribuição das estruturas halocinéticas na Bacia de Campos está controlando a disposição dos campos, como pode ser observado na figura 10. Na parte onde há “cicatrices” do deslizamento para parte mais profunda da bacia ocorre a totalidade dos campos, conforme observado na (Fig. 10). Possivelmente a falta de cicatrizes no sal torna um impeditivo exploratório em águas profundas na Bacia de Campos nos *plays* pós-sal, focando novos prospectos na seção pré-sal mais profunda (MOHRIAK informação verbal, out/2006).



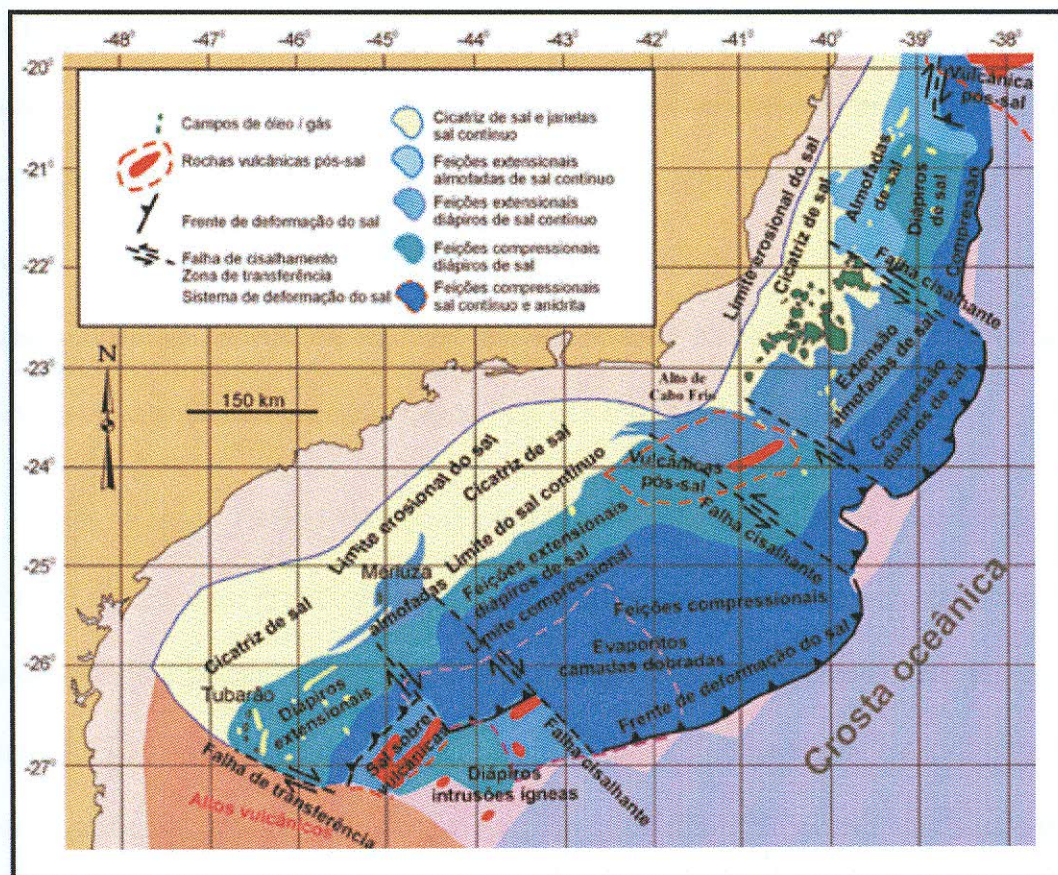


Figura 10 - Distribuição das estruturas halocinéticas e acumulações de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Os campos de petróleo predominam na porção onde há “cicatrizes” de sal que possibilitou a migração do óleo até os reservatórios acima desta seção (MEISLING, et al, 2001 apud MOHRIAK, 2004).

## 2.6 SISTEMAS PETROLÍFEROS

As principais rochas geradoras de hidrocarbonetos na Bacia de Campos são folhelhos pretos lacustres da Formação Lagoa Feia. O modelo de migração mais aceito é através de “janelas” abertas na seção evaporítica e alcançando falhas lístricas da seção pós-sal, por onde o óleo migrou da seção rift até os reservatórios areníticos do Cretáceo e Terciário, além de ocorrer em outras rochas reservatório como calcarenitos, coquinas e basaltos fraturados (TRINDADE *et al.*, 1987).



Óleos analisados provindos dos campos gigantes de Albacora e Marlim indicam que os mesmos foram gerados a partir da mesma rocha fonte e se encontra matura. Além disso, o óleo recuperado no “Arenito Namorado”, Campo de Albacora, possui menos concentração de compostos tricíclicos revelando menor distância de migração em relação aos reservatórios terciários e resultam da mistura de óleos biodegradados e não-biodegradados provenientes de uma única rocha fonte da Formação Lagoa Feia (TRINDADE *et al.*, 1987).

Ainda segundo TRINDADE *et al.* (1987), há evidências de que a migração ocorreu no mínimo em duas etapas. Primeiramente ocorreu a migração de óleo para os reservatórios onde foi biodegradado e posteriormente esses reservatórios foram preenchidos pelo segundo pulso de migração, isso se torna evidente pela mistura de óleos biodegradados e não-biodegradados. A cromatografia de óleos recuperados evidenciam que a migração ocorre atualmente na bacia. Segundo MELLO *et al.* (1994) a janela de geração de óleo teve início apenas no Terciário.

As rochas geradoras foram depositadas em águas salobras a hipersalinas, contendo matéria orgânica formada por algas ricas em lipídios e bactérias, e possuem COT (carbono orgânico total) variando de 2 a 6% em peso e localmente pode chegar até 9%. O índice de hidrogênio chega a 900mgHC/g de COT e evidenciam querogênio tipo I. Análises de pirólise Rock-Eval revelam que estes folhelhos possuem excelente potencial gerador, da ordem de 10mgHC/g de rocha (MELLO *et al.*, 1994). O perfil geoquímico da Formação Lagoa Feia indica que a principal rocha geradora atinge a janela de maturação (reflectância de vitrinite  $R_o \sim 0.6$ ) a uma profundidade de 3350m (Fig. 11).

Mapeamento detalhado das rochas fonte integrando dados geológicos e geofísicos mostraram os intervalos de depocentros onde se acumularam espessuras de até 200m de

folhelho gerador, caracterizado por estruturas em condições de extrema anoxia necessárias para a preservação da matéria orgânica (SOLDAN *et al.*, 1995).

As rochas-reservatório da bacia são arenitos turbidíticos da Formação Carapebus e Macaé (Arenito Namorado), calcarenitos oolíticos do Membro Quissamã, coquinas da Formação Lagoa Feia e basaltos fraturados da Formação Cabiúnas. Sem dúvida, os arenitos turbidíticos são as principais rochas-reservatório presentes na bacia.

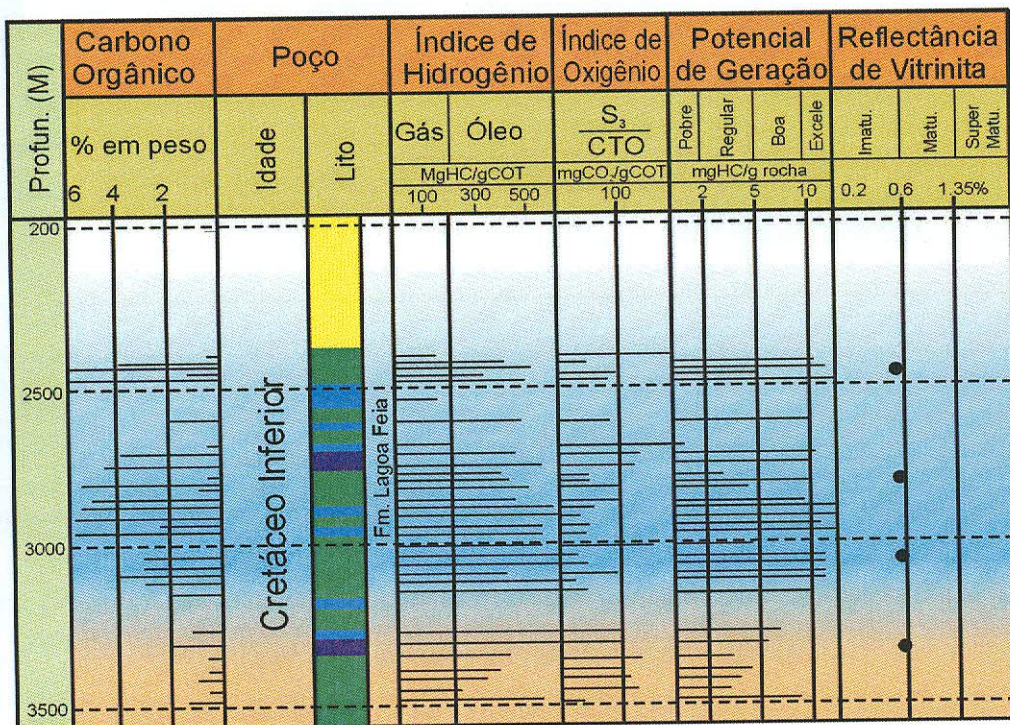


Figura 11 - Perfil geoquímico da Formação Lagoa Feia mostrando os folhelhos pretos calcíferos que são os principais geradores (MELLO *et al.*, 1994).

O principal conduto de migração de óleo são falhas da fase rifte e falhas lítricas associadas a halocinese. Do mesmo modo, as paredes dos *canyons*, as interfaces dos diápiros de sal e as janelas na seção evaporítica são outros caminhos possíveis na migração. Essas feições ligam a seção geradora às diversas rochas-reservatório das seções pré- e pós-evaporítica (MELLO *et al.*, 1994).



A Carta de Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos (Fig. 12) resume a relação temporal entre os elementos essenciais do sistema petrolífero existente na bacia e deixa evidente o *timing* que propiciou a acumulação de grandes reservas.

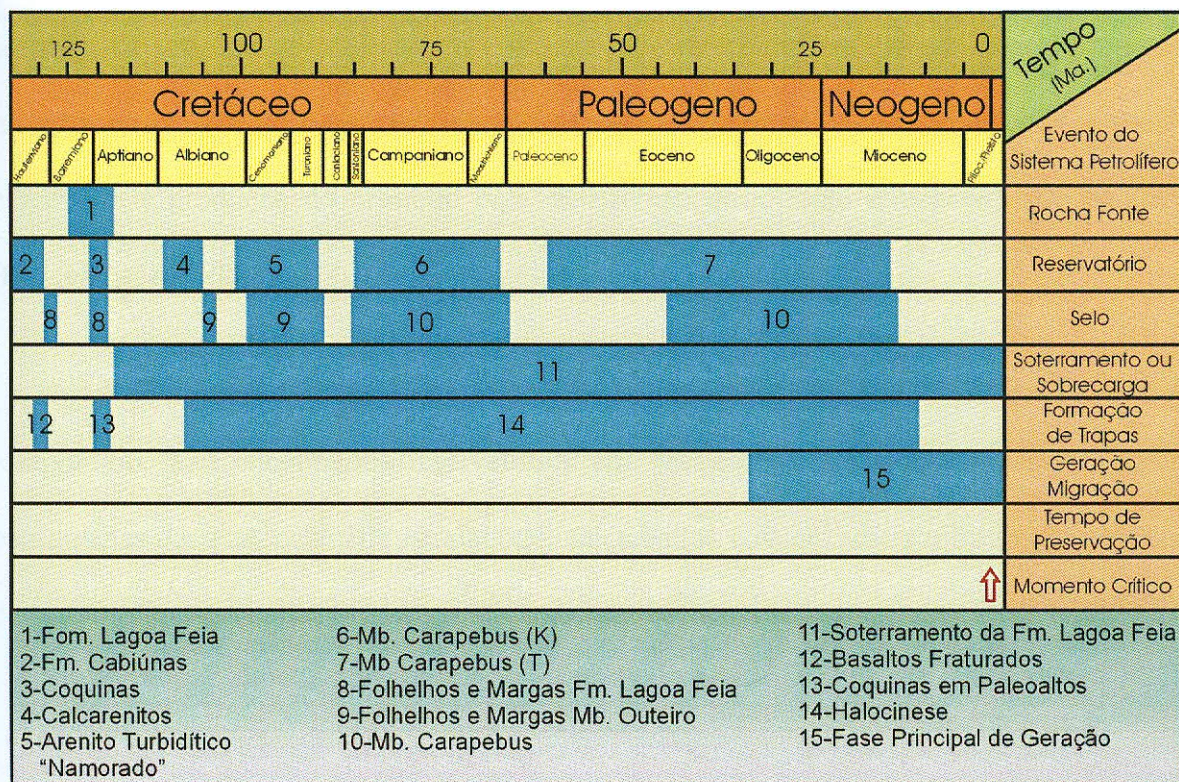


Figura 12 - Carta de eventos do Sistema Petrolífero da Bacia de Campos (MELLO et al., 1994, modificada por FERNANDES, 2001).

De modo geral os óleos analisados na bacia de campos são intermediários entre parafínicos e naftênicos. Óleos inalterados apresentam grau API em torno de 25°, entretanto é muito comum a ocorrência de óleos biodegradados com API de 10° devido à ação bacteriana e contribuição da entrada de águas meteóricas durante fases de regressão (SOLDAN et al., 1995).

### ***PRINCIPAIS RESERVATÓRIOS***

Na figura 13 podemos observar a disposição dos campos petrolíferos ao longo da bacia tendo uma breve descrição de cada um deles. A maior parte dos campos contém reservas em mais de um tipo de reservatório e nesta figura está indicado apenas o tipo do principal reservatório de acordo com as reservas recuperáveis originais de cada campo. Os anos de descoberta e produção do primeiro óleo, respectivamente, estão indicados entre parêntesis (BRUHN *et al.*, 2003).

Os campos de produção da Bacia de Campos contém uma grande variedade de rochas reservatório. São encontrados reservatórios em basaltos alcalinos neocomianos, coquinas barremianas da seqüência rifte continental, calcarenitos e calcirruditos albianos da seqüência de plataforma carbonática rasa e turbiditos da seqüência marinha regressiva (Tabela 1).

Em águas rasas basaltos microcristalinos fraturados, basaltos vesiculares e brechas basálticas podem ser rochas reservatórios. Estes reservatórios estão presentes nos campos de Badejo e Linguado, em profundidades entre 80 e 120 metros, com óleo de 28 a 32° API, trapeado em fraturas e também em cavidades vesiculares. A migração ocorreu devido a falhas na fase rifte, que justapuseram as rochas reservatório e geradoras. Nesses reservatórios a produção inicial pode ser de 6200 bopd mas pode cair a 2000 bopd (BRUHN *et al.*, 2003).



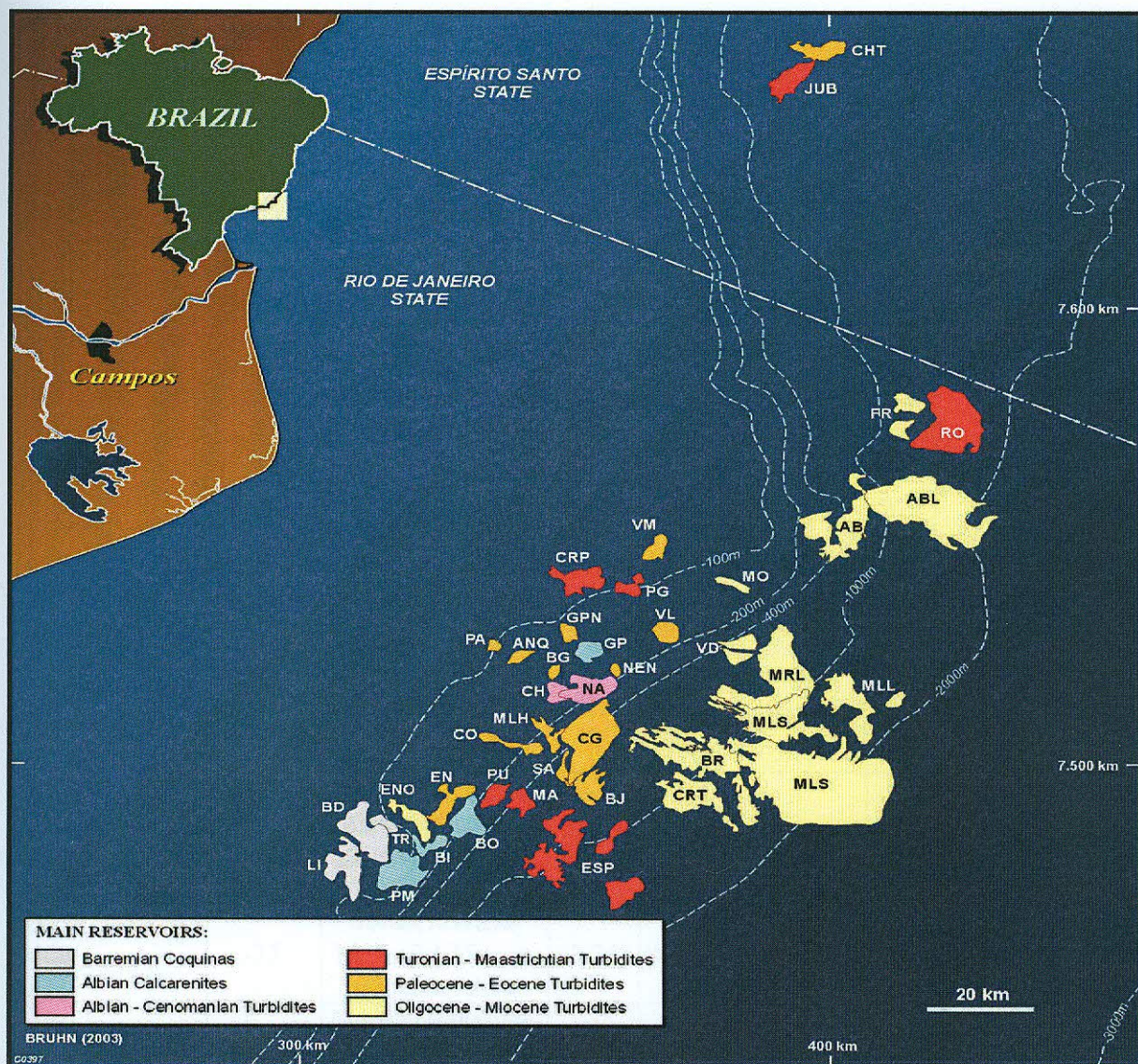


Figura 13 – Localização dos quarenta e quatro campos da Bacia de Campos: GP (Garoupa, 1974/1979), PG (Pargo, 1975/1988), GPN (Garoupinha, 1975/1980), BG (Bagre, 1975/1984), NA (Namorado, 1975/1979), BD (Badejo, 1975/1981), CH (Cherne, 1976/1983), EN (Enchova, 1976/1977), BI (Bicudo, 1976/1982), PM (Pampo, 1977/1980), BO (Bonito, 1977/1982), LI (Linguado, 1978/1981), CO (Corvina, 1978/1983), VL (Viola, 1979/1985), PA (Parati, 1980/1982), CG (Congro, 1980/1982), PU (Piraúna, 1981/1983), ENO (Enchova Oeste, 1981/1984), ANQ (Anequim, 1991/1985), CRP (Carapeba, 1982/1989), TR (Trilha, 1982/1984), VM (Vermelho, 1982/1989), MO (Moréia, 1983/1986), MA (Marimbá, 1984/1985), AB (Albacora, 1984/1987), MRL (Marlim, 1985/1991), MLH (Malhado, 1986/1990), ABL (Albacora Leste, 1986/1998), FR (Frade, 1986/No Oil Production), MLL (Marlim Leste, 1987/2000), VD (Voador, 1987/1992), NEN (Nordeste de Namorado, 1987/1987), MLS (Marlim Sul, 1987/1994), ESP (Espadarte, 1988/2000), BR (Barracuda, 1989/1997), BIJ (Bijupirá, 1990/1993), SA (Saléma, 1990/1993), CRT (Caratinga, 1994/1997), RO (Roncador, 1996/1999), JUB (Jubarte, 2001/2002), and CHT (Cachalote, 2002/?). BRUHN et al., 2003.



Tabela 1: Distribuição de volumes de óleo na Bacia de Campos nos maiores tipos de reservatórios (BRUHN et al., 2003).

Maiores tipos de Reservatórios	Numero de Campos	Mais Importante Campo	STOIP		Reservas Originais		Reservas Provadas (2002)	
			MSTB	%	MSTB	%	MSTB	%
<i>Basaltos Fraturados</i>	2	Badejo, Linguado	126	0.2	18	0.1	1	0
<i>Coquinas</i>	4	Linguado, Pampo, Trilha, Badejo	736	1.5	177	1.4	20	0.2
<i>Calcarenitos Albianos</i>	7	Pampo, Garoupa, Bonito, Bicudo	5.247	10.3	639	52	170	2.0
<i>Turbiditos Albo-cenomanianos</i>	5	Namorado, Cherne, Albacora	2.019	40	821	66	279	3.4
<i>Turbiditos Turo-Maastrich.</i>	9	Roncador, Jubarte, Marimba, Carapeba	13.277	26.1	3.470	28	2.929	34.7
<i>Turbiditos Paleoceno-Eoceno</i>	26	Barracuda, Marlim Sul, Cachalote, Vermelho	6.234	122	1.517	12.3	813	9.6
<i>Turbiditos Oligo-Miocenos</i>	14	Marlim, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Caratinga, Albacora Leste	23.242	45.7	5.731	46.4	4.238	50.1
<i>Total de Turbiditos</i>	37	Marlim, Roncador, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Jubarte	23.242	45.7	5.731	46.4	4.238	50.1
<b>Total de Campos</b>	<b>41</b>	<b>Marlim, Roncador, Marlim Sul, Albacora, Barracuda, Jubarte</b>	<b>50.901</b>	<b>100</b>	<b>12.373</b>	<b>100</b>	<b>8.450</b>	<b>100</b>

MSTB=milhão de barris no tanque

Também em águas rasas (80 m a 120 m) podem ser encontrados reservatórios em coquinas barremianas (calcarenitos bioacumulados e calcirruditos compostos de pelecípodes, ostracodes e gastrópodes). Este tipo de reservatório está presente nos campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha. A espessura média das sucessões de coquinas é de 100 m, mas pode atingir 200m em algumas regiões. Estas sucessões incluem coquinas empilhadas com ciclos granocrescencia de calcilitos se espessando para calcarenitos e calcirruditos.



Coquinas características de ambientes de alta energia, sem matriz, são encontradas em altos estruturais sin-deposicionais, enquanto margas ricas em compostos orgânicos e folhelhos ocupam áreas mais baixas adjacentes. Reservatórios de coquinas são muito heterogêneos com porosidade variando de 10% a 20% e permeabilidade de 500 mD até 1000 mD. As trapas apresentam uma combinação de falhas com *pinchouts* estratigráficos de coquinas e cimentação de quartzo e calcita por diagênese. A produção média em reservatórios de coquinas barremianas varia de 1000 a 3000 bopd, sendo de 10000 bopd a produção máxima já atingida. O óleo produzido nestes reservatórios está entre 28° e 30° API (BRUHN *et al.*, 2003).

Calcarenitos albianos constituem reservatórios de óleo em águas rasas (100 m a 200 m) nos campos de Garoupa, Enchova, Pampo, Bonito, Bicudo e Linguado. Estes reservatórios fazem parte da seqüência de bancos carbonáticos alongados (espessura, largura e comprimento máximos de 20 m, 1 km e 2,5 km, respectivamente), compostos principalmente por *grainstones* e *packstones* contendo oncólitos, oólitos, pelóides e bioclastos. Entre os bancos foram depositados calcários de granulometria fina típicos de ambientes de baixa energia, em especial calcissiltitos peloidais. Calcarenitos ricos em oncólitos ou oólitos sem matriz constituem a fácies dos melhores reservatórios, com porosidade entre 20% e 34%, e permeabilidade média maior que 2000 mD.

O principal controle destas acumulações de óleo é estrutural, através de falhamentos e dobramentos (as fácies dos melhores reservatórios ocorrem mais freqüentemente em falhamentos em anticlinais e cristas de *rollover*). Contudo, também ocorre trapecamento estratigráfico, sobretudo na porção superior da sucessão carbonática, em razão de transição lateral de calcarenitos e calcirruditos para calcarenitos lamosos, calcissiltitos e calcilutitos. Falhas e dobras geradas por halocinese definem colunas de óleo que excedem 100 m,

atingindo 275 m no campo de Bonito. O fluxo médio nos poços de reservatórios de calcários albianos está na faixa de 1000 a 3000 bopd, com fluxo inicial de 10000 bopd (BRUHN *et al.*, 2003).

Os reservatórios turbidíticos produzem com maior expressão em águas mais profundas e são os reservatórios com a mais importante contribuição para a produção da Bacia de Campos. Há reservatórios deste tipo em 37 campos, dentre eles os campos gigantes de Marlim, Marlim Sul e Roncador, cujas reservas originais totais eram de 2,7, 2,5 e 2,3 bilhões de barris, respectivamente. Existem 12 sistemas turbidíticos na Bacia de Campos (BRUHN *et al.*, 2003).

Os sistemas pertencentes à Megassequência Transgressiva Marinha:

- i) Neo-Albiano – Arenito Namorado
- ii) Eo-Cenomaniano – Arenito Namorado
- iii) Turoniano/Coniaciano – Arenito Espadarte
- iv) Santoniano – Arenito Carapeba
- v) Campaniano/Maastrichtiano – Arenito Roncador
- vi) Neo-Paleoceno – Arenito Barracuda
- vii) Eo-Eoceno/Meso-Eoceno – Arenito Enchova

Os sistemas pertencentes à Megassequência Regressiva Marinha:

- viii) Neo-Eoceno/Meso-Eoceno – Arenito Corvina
- ix) Eo-Oligoceno – Arenito Caratinga
- x) Neo-Oligoceno – Arenito Marlim
- xi) Neo-Oligoceno/Eo-Mioceno – Arenito Marlim
- xii) Eo-Mioceno – Arenito Albacora

Os turbiditos da Bacia de Campos são bastante variados e podem ser classificados por sua granulometria, razão *net-to-gross*, geometria externa, processos deposicionais e estrutura deposicional. A sísmica é uma importante ferramenta na identificação desses sistemas deposicionais como exemplo os turbiditos de Marlim Sul e Barracuda (Fig. 14).

Os principais tipos de turbiditos são os seguintes:

- i) Complexos de canais cascalho/arenosos (gravel/sand-rich, channel complexes)
- ii) Lobos cascalho/arenosos confinados em valas (Trough-confined, gravel/sand-rich lobes)
- iii) Lobos arenosos não confinados (unconfined, sand-rich lobes)
- iv) Lobos arenosos/lamosos (sand/mud-rich lobes)

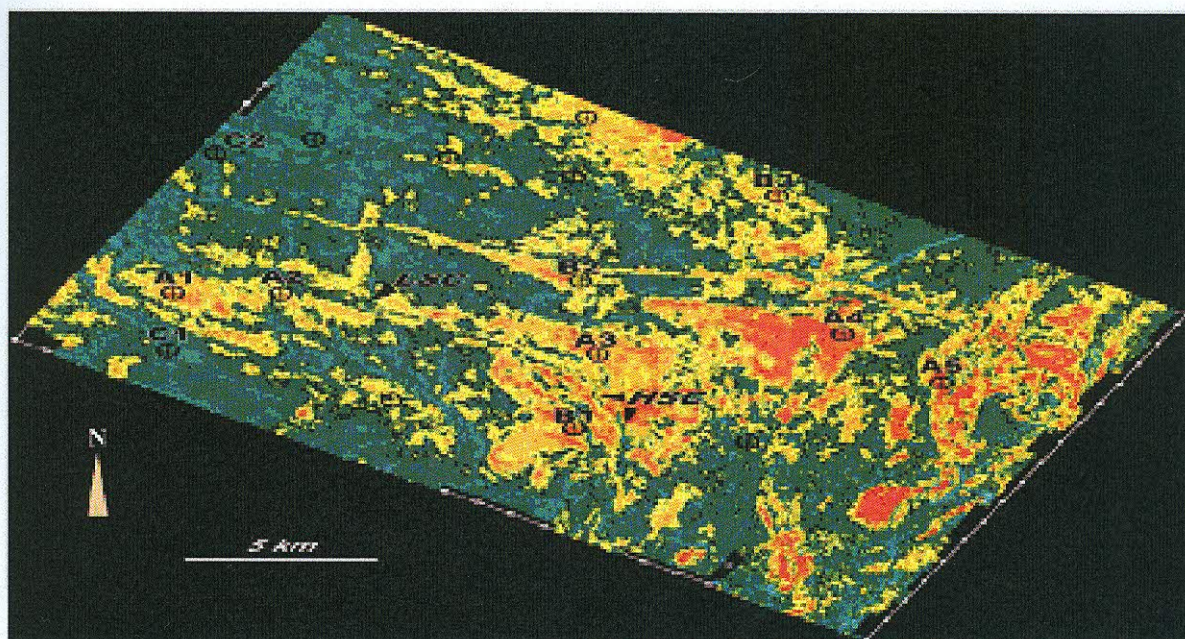


Figura 14: Mapa de amplitude sísmica de reservatórios turbidíticos dos campos de Marlim Sul e Barracuda (Lopes et al., 1998). Vermelho e laranja indicam arenitos mais espessos. LSC = Canal de Baixa Sinuosidade; HSC = Canal de Alta Sinuosidade

Reservatórios turbidíticos apresentam, em geral, dois sistemas de selo para o óleo. O mais comum é o confinamento estrutural por falhas, que alcançam evaporitos aptianos mais profundos ou anexos ao embasamento pré-cambriano. Encontra-se também confinamento estratigráfico por *pinch-out* do reservatório ou por erosão de canais lamosos mais jovens.

## 2.7 EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A evolução geológica da Bacia de Campos contextualiza-se a uma bacia típica de margem passiva, sendo um caso semelhante às demais bacias da margem continental leste brasileira que envolvem a ruptura crustal do Supercontinente Gondwana, originando a Placa Africana e Sul-Americana e a formação do Oceano Atlântico Sul de idade Neojurássico-Eocretáceo (Fig. 15).

Segundo MOHRIAK (2004) atualmente o modelo tectonofísico de McKENZIE (1978) é adotado como base para a evolução da margem continental brasileira, que propõe um estiramento litosférico e afinamento da crosta e litosfera durante a fase rifte, e posteriormente uma fase de subsidência termal associado ao resfriamento da anomalia térmica.

A Orogenia Brasileira (Neoprecambriano-Eopaleozóico), corrida com a colisão dos terrenos acrescidos aos crátons do Amazonas e São Francisco no Neoproterozóico, é o evento responsável pela origem do supercontinente Gondwana (ALMEIDA, 1967; ALMEIDA *et al.*, 1976; ALMEIDA, *et al.*, 1981; CORDANI, 2000; HEILBRON *et al.*, 2000 *apud* MOHRIAK, 2004).



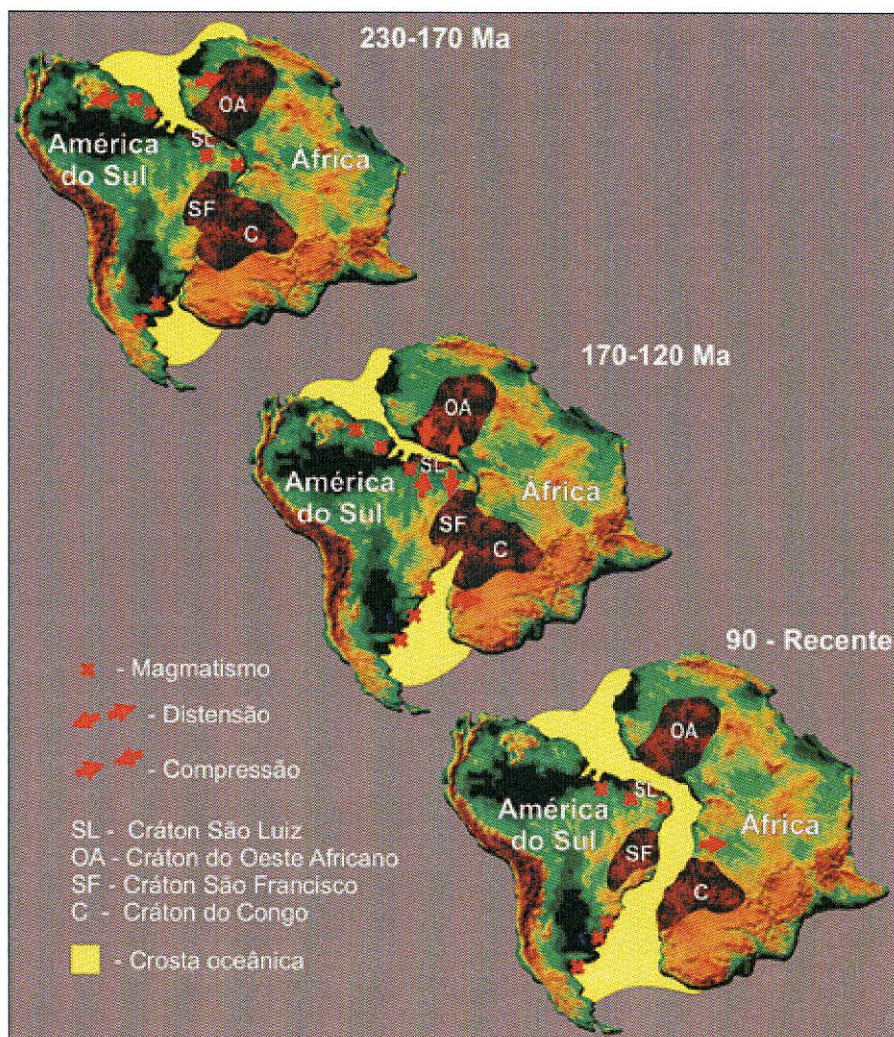


Figura 15 - Evolução do rompimento do Supercontinente Gondwana (modificado de MIZUSAKI, 1998 apud MIZUSAKI e THOMAZ FILHO, 2004).

A partir do Neojurássico ocorreu um sistema de riftes como conseqüências dos esforços distensionais atuantes no Gondwana, sendo que o clímax do rifteamento deu-se no Neojurássico-Eocretáceo, logo após a formação de derrames de lavas basálticas que ocorrem na Bacia do Paraná e como embasamento das bacias da margem leste brasileira desde a Bacia de Pelotas até Campos (GUARDADO *et al.*, 1989).



A evolução da margem divergente brasileira é marcada por cinco fases principais com diferentes padrões de tectônica e sedimentação, caracterizando a evolução tectono-sedimentar das bacias (Fig. 16).

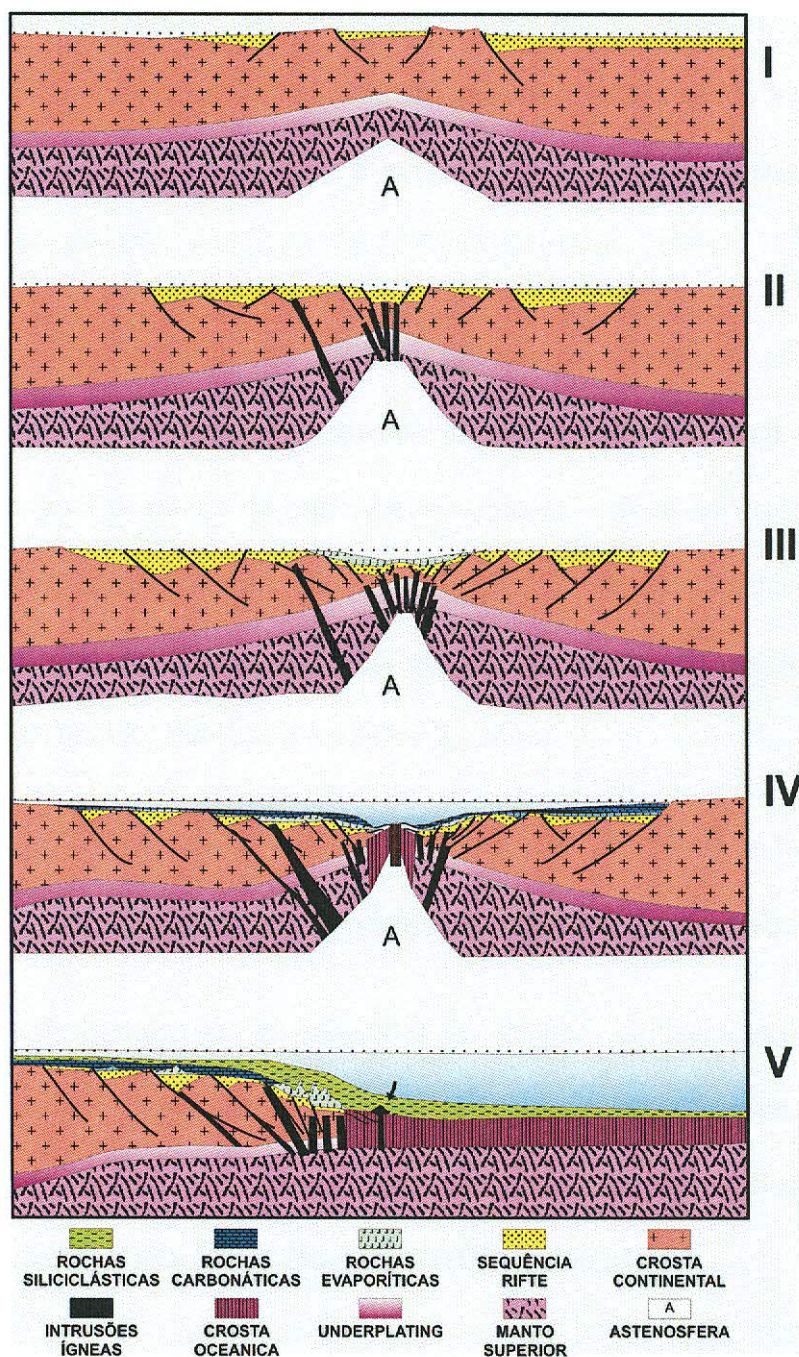


Figura 16 - Modelo geodinâmico esquemático das fases de separação das placas Sul-americana e Africana (MOHRIAK, 2004).



A primeira fase é a pré-rifte que marca o início dos processos extensionais na bacia admitindo um pequeno soerguimento e afinamento crustal gerando depósitos sedimentares pouco espessos que não são encontrados na Bacia de Campos (Fig. 16-I); a fase sin-rifte é caracterizada por um aumento do estiramento litosférico e clímax de extrusão de lava basáltica (Fig. 16-II); novo evento de afinamento litosférico rotacionando blocos de riftes (Fig. 16-III); espalhamento do meso-Atlântico e início da formação de uma crosta oceânica (Fig. 16-IV); primeiras ingressões marinhas (Fig. 16-V) (MOHRIAK, 2004).

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos também é afetada por eventos tectônicos ocorridos na Plataforma Continental Brasileira após a ruptura do Gondwana. O soerguimento da Serra do Mar e da Mantiqueira atribuído ao final do Cretáceo, fez com que aumentasse o aporte sedimentar da bacia formando grandes cunhas siliciclásticas progradantes que avançaram na direção da quebra da plataforma forçando uma regressão marinha (CAINELLI e MOHRIAK, 2004 *apud* MOHRIAK, 2004).

Segundo MOHRIAK (1989 *apud* GUARDADO *et al.*, 1989) as fases evolutivas da Bacia de Campos e sua resposta sísmica podem ser resumidas no quadro abaixo (Tabela 2).

Na Bacia de Campos são reconhecidos três grandes unidades tectono-sedimentares: Seqüência Continental, Seqüência Transicional e Megaseqüência Marinha, sendo que esta última é segmentada em Seqüência Carbonática Nerítica Rasa, Seqüência Oceânica Hemipelágica e Seqüência Oceânica Progradante (DIAS *et al.*, 1990).

Tabela 2 – Elementos tectono-estratigráfico da Bacia de Campos (MOHRIAK et al., 1989).

Estágio Evolutivo	Elementos Estruturais e Estratigráficos	Assinatura Sísmica
<b>Drifte</b>	<p>Falhas lítricas associadas à mobilização do sal e colapso</p> <p>Intensa halocinese em água profunda</p> <p>Suaves dobras, capeamento de litologias menos compactada</p> <p><i>Rollovers</i> próximo a plataforma rasa</p> <p>Pequenos empurrões e blocos de deslizamento próximo ao talude</p> <p>Progradação deltaica e fácies de água profunda</p> <p>Seqüência regressiva: clásticos terrígenos com calcários intercalados</p> <p>Acúmulo de leques deltaicos</p> <p>Condensação estratigráfica, erosão submarina, <i>canyons</i></p>	<p>Refletores fracos e descontínuos na plataforma</p> <p>Refletores fortes e contínuo no talude</p> <p>Offlapping paralelo, sub-horizontal, seixos com estrutura caótica</p> <p>Velocidade sísmica variável, muito alta a muito baixa</p>
<b>Calcários Marinhos</b>	<p>Falhas lítricas de crescimento e anticlinais <i>roller</i></p> <p>Sinclinais criados pela dissolução do sal</p> <p>Rejeito inverso devido ao incremento de mergulhos em profundidade</p> <p>Rápido crescimento da plataforma carbonática rasa</p> <p>Canalização de corpos areníticos em baixos localizados</p> <p>Dolomitização na região sudeste</p> <p>Entrada de clásticos na seqüência albiana</p>	<p>Refletores fortes na base e topo da plataforma carbonática rasa</p> <p>Refletores rotacionados, degrau de deslizamento para o depocentro da bacia</p> <p>Montes complexos e estruturas caóticas</p> <p>Alta velocidade sísmica</p>
<b>Evaporitos Transicional</b>	<p>Peneplanização topográfica</p> <p>Influxo da água marinha</p> <p>Ampla acumulação de evaporitos</p> <p>Entrada de clásticos em direção à borda oeste da bacia</p>	<p>Fortes reflexões na base e topo</p> <p>Padrão interno caótico</p>
<b>Rifte</b>	<p>Fratramento extensional com mergulhos sintéticos e antitéticos</p> <p>Deposição sintectônica de cunha clástica</p> <p>Descontinuidade angular em blocos rotacionados</p> <p>Suaves mergulhos no centro da bacia</p> <p>Clástico flúvio-lacustre</p> <p>Contração e expansão do lago</p> <p>Alta produção de matéria orgânica</p>	<p>Refletores fortes e contínuos associados com depósitos de coquinas</p> <p>Refletores mergulhantes em blocos rotacionados</p> <p>Camadas truncadas</p> <p>Deformação normal e reversa</p> <p>Alta velocidade sísmica</p>

### *SEQÜÊNCIA CONTINENTAL (FASE RIFTE)*

Esta seqüência engloba basaltos da Formação Cabiúnas e parte das rochas continentais da Formação Lagoa Feia. Ocorre em um sistema de riftes onde se desenvolvem *horsts*, semi-grábens e grábens alongados na direção SW-NE, limitados por falhas sintéticas e antitéticas com paralelismo as principais estruturas do embasamento Neoproterozóico. Baseado em seções sísmicas esta seqüência tem aproximadamente 4000m de espessura (GUARDADO *et al.*, 1989).

O mais expressivo *horst* desta fase é o Alto de Badejo e os principais baixo são os de Corvina-Parati e São João da Barra já citados anteriormente (Fig. 8).

O início desta fase é marcado por atividade vulcânica de basaltos que constituem o embasamento econômico da bacia (Formação Cabiúna). Nesta fase são encontrados hialoclastos, tufos e ignibritos. Segundo MIZUSAKI (1986) *apud* DIAS *et al.* (1990) o início do rifteamento é dominado por seqüência vulcão-sedimentar sendo reconhecidos eventos vulcânicos do tipo sub-aquoso lacustre e sub-aéreo do tipo explosivo episodicamente. Quando fraturados, os basaltos constituem importantes reservatórios como os dos campos de Badejo e Linguado (GUARDADO *et al.*, 1989).

Posteriormente depositaram-se sedimentos siliciclásticos e calcários da Formação Lagoa Feia que foram controlados por lagos tectônicos alongados. A sedimentação ocorreu em ambiente lacustre salino e deltáico. O conteúdo fossilífero presente é caracterizado por ostracodes e palinomorfos que permitiram a datação além de pelecípodes formando coquinas. Estes depósitos têm grande importância para prospectividade da bacia, pois ocorrem importantes pacotes de folhelhos carbonáticos geradores de hidrocarbonetos e depósitos de coquinas com alta porosidade, características de bons reservatórios.

### ***SEQÜÊNCIA TRANSICIONAL***

Esta seqüência marca a transição da Seqüência Continental (fase rifte) para a Seqüência Marinha (fase drifte) através de um alongado golfo entre os continentes Sul-americano e Africano.

A Seqüência Transicional é marcada pelas primeiras ingressões marinhas de idade apitiana até alagoas ocorridas na Bacia de Campos sobre a Seqüência Rifte. É caracterizada por conglomerados e lamitos avermelhados, que passam lateralmente para sedimentação carbonática representadas por calcários nodulares e estromatolitos indicando deposição em águas muito rasas.

O topo da seqüência é formado por um espesso pacote evaporítico mineralogicamente composto por halita e anidrita (Mb Retiro), depositados em ambiente de golfo alongado, tectonicamente calmo e com clima árido e semi-árido (MOHRIAK, 2004).

A principal importância exploratória desta seqüência reside na formação de evaporitos como rocha selante e principalmente no dinamismo estrutural da seção sobreposta que deformou os depósitos de evaporitos gerando uma tectônica halocinética fundamental para a geração de estruturas trapeadoras e para distribuição faciológica dos turbiditos da seção pós-sal que formam grandes reservatórios confinados por calhas deposicionais (DIAS *et al.*, 1990).

### ***MEGASEQÜÊNCIA MARINHA***

Posteriormente à fase Transicional, caracterizada por um golfo, tem-se continuidade a abertura do Oceano Atlântico Sul com a fase marinha propriamente dita, que é caracterizada

por seqüências deposicionais tipicamente marinhas. São divididas em três seqüências: Seqüência Carbonática Nerítica Rasa, Seqüência Oceânica Hemipelágica e Seqüência Oceânica Progradante.

Do ponto de vista da sismoestratigrafia as duas primeiras seqüências se caracterizam por deposição retrogradantes, apresentando geometria de *onlap* contra o continente. A Seqüência Oceânica Progradante, regressiva, apresenta clinofomas com *off-laps* para leste (DIAS *et al.*, 1990).

#### ***SEQÜÊNCIA CARBONÁTICA NERÍTICA RASA***

Esta seqüência corresponde aos depósitos da Formação Macaé Inferior de idade Eo-mesoalbiana os quais são formados por clastos terrígenos principalmente leques deltaicos nas regiões costeiras e calcários na porção plataformal. A deposição carbonática desenvolve-se sob clima quente e seco em ambiente nerítico raso, fundo oxigenado e águas hipersalinas, sugerido pelo escasso conteúdo fossilífero de baixa diversidade (DIAS-BRITO *et al.*, 1986 *apud* DIAS *et al.*, 1990).

No Albiano uma gradual abertura do Golfo Atlântico possibilitou uma maior circulação das águas marinhas devido ao rompimento das barreiras restritivas, aumento da crosta oceânica e subsidência da margem continental (ASMUS e PORTO, 1980).

Nesta seqüência têm-se os primeiros registros de tectônica diastrófica relacionada à halocinese em decorrência da sobrecarga de sedimentos desta seqüência e basculamentos da bacia resultando na formação de estruturas de calha deposicional.



As rochas calcárias que compõem a plataforma rasa são predominantemente oncolitos, oolitos, pelóides e bioclastos. A textura é bastante variável refletindo diferentes processos deposicionais. Oolitos caracterizam ambientes de águas agitadas, enquanto que calcários mais finos foram depositados em depressões pouco profundas. Observa-se uma gradação de calcissiltito para calcilutitos com o aparecimento de margas e folhelhos nas porções mais distais. A ausência de recifes e de fácies de talude fortalecem a interpretação de um modelo baseado em rampa carbonática típica (DIAS *et al.*, 1990).

#### ***SEQÜÊNCIA OCEÂNICA HEMIPELÁGICA.***

Esta seqüência engloba a porção superior da Formação Macaé e a basal do grupo Campos, ocorrendo do Nealbiano ao Eopaleoceno (DIAS *et al.*, 1990).

No Nealbiano ocorre uma nova fase de tectônica halocinética resultante da sobrecarga, com a formação de estruturas de *rollovers*, cujos baixos adjacentes depositaram-se corpos de arenitos turbidíticos. Durante o Cenomaniano/Turoniano formaram-se expressivos depósitos arenosos associados a margas e folhelhos caracterizando o topo da Formação Macaé denominado informalmente de “Seção Bota”.

A “Seção Bota” é constituída por calcilutitos cimentados sobrepostos por margas que são intercaladas por depósitos turbidíticos. Ocorre também uma fácies intermediária de ritimitos composta por margas e calcilutitos. Isto caracteriza uma deposição em resposta a elevação relativa do nível do mar que afogou os calcários de água rasa da Formação Macaé Inferior (DIAS *et al.*, 1990).

Esta seqüência tem importância na geração dos primeiros depósitos turbidíticos da bacia. São reconhecidos dois tipos: um na forma de lençóis de areia e outro na forma confinante em calhas deposicionais. Ambos os sistemas são constituídos por arenitos médios, maciços, em camadas amalgamadas com espessuras de 150m. O Campo de Albacora possui reservatórios típicos do primeiro caso e no Campo de Namorado predominam turbiditos confinados (DIAS *et al.*, 1990).

Os sedimentos da base do Grupo Campos marcam em definitivo a fase oceânica (drifte) da bacia com o estabelecimento de um ambiente marinho profundo a batial. As rochas são compostas principalmente por folhelhos e margas. Nesta fase a movimentação halocinética diminuiu de intensidade, porém, continuando a produzir calhas deposicionais confinantes. Estes movimentos refletem o progressivo basculamento da margem continental para leste, em regime de subsidência térmica. Nesta etapa também depositaram-se corpos arenosos turbidíticos nas calhas gerando reservatórios como os dos campos de Carapeba, Pargo e Marimbá. Associado a esses depósitos formaram-se também trapas estritamente estruturais em decorrência dos falhamentos (DIAS *et al.*, 1990).

#### **SEQÜÊNCIA OCEÂNICA PROGRADANTE (PÓS PALEOCENO)**

O desenvolvimento desta seqüência é influenciado pela variação no nível do mar, pelo soerguimento da Serra do Mar e movimentos halocinéticos. A seção terciária caracteriza-se por seqüências progradantes com feições de *offlap* sobre discordância do Cretáceo Superior (DIAS *et al.*, 1990).

Este padrão fortemente progradante estaria relacionado ao rejuvenescimento da Serra do Mar que associado a mudanças climáticas teriam servido de área fonte, com suprimento de

sedimentos suficiente para suplantar a taxa de basculamento/subsidência da bacia, isto é, o espaço de sedimentação deposicional (DIAS *et al.*, 1990).

Os turbiditos que ocorrem nesta fase são divididos por MUTTI *et al.* (1979) *apud* DIAS *et al.* (1990) em dois sub-sistemas. O primeiro, basal, é representado por espessos pacotes de arenitos preenchendo calhas pré e sin-deposicionais. O outro sub-sistema é representado por corpos tabulares mais delgados e mais extensos em área que o primeiro (GUARDADO e ARSO, 1983 *apud* DIAS *et al.* 1990).

No que diz respeito a fisiografia/suprimento, as plataformas rasas tinham função de armazenar e suprir sedimentos (Formação Emborê) para a formação de turbiditos terciários durante regressões marinhas.

No Oligoceno ocorreu uma zona condensada correspondente a uma superfície de inundação máxima formada por uma vaza de calcilitos conhecida como Marco Azul. Essas zonas são marcos sismoestratigráficos que apresentam grande cobertura na bacia (DIAS *et al.*, 1990).

Opostamente às superfícies de inundação máxima, ocorream rebaiamentos do nível do mar que formam superfícies denudadas gerando incisões subaéreas como *canyons* e escavações locais que serviram de condutos para a chegada de areias até a planície abissal e talude inferior. Com a subida do nível do mar essas depressões foram preenchidas (DIAS *et al.*, 1990).

## CAPITULO 3 SISMICA

---

### 3.1 INTRODUÇÃO

Uma das técnicas que permite a investigação da geologia em subsuperfície é a sísmica. Tem papel fundamental na indústria do petróleo diante da grande versatilidade que os dados obtidos são usados na exploração e desenvolvimento dos campos, permitindo, com precisão da ordem de dezenas de metros, realizar estimativas em subsuperfície sobre a presença de estruturas geológicas, natureza e tamanho das acumulações de hidrocarbonetos.

A principal aplicação do método sísmico foca-se na exploração petrolífera e na caracterização de reservatórios. É largamente empregado na locação de poços exploratórios e desenvolvimento que raramente são executados sem a indicação sísmica. O objetivo principal da exploração sísmica é estimar informações a cerca das geometrias externas das rochas e estruturas portadoras de hidrocarbonetos não aflorantes, das profundidades das camadas através do tempo de chegada e do contraste de amplitudes, frequência, fase do sinal e forma da onda. Na caracterização de reservatórios procura-se identificar a geometria interna das camadas e as propriedades petrofísicas de modo a embasar a simulação de fluxo do reservatório e a produção da jazida.



Subordinadamente o método sísmico é empregado na pesquisa hidrogeológica e na geologia de engenharia para identificação do topo das estruturas e tipos de rochas capazes de suportar grandes obras da engenharia civil como barragens para hidroelétricas, pontes, rodovias entre outras. Na exploração mineral quase não se aplica este método por conta da grande irregularidade dos depósitos minerais. Algumas vantagens e limitações do método sísmico podem ser observadas na tabela 3.

*Tabela 3: Citação de algumas vantagens e limitações da aplicação do método sísmico.*

<i>Vantagens</i>	<i>Limitações</i>
Possibilidade de detectar variações das camadas geológicas lateralmente e em profundidade através de uma propriedade física: velocidade sísmica	A quantidade de dados em um levantamento pode rapidamente tornar-se demasiadamente grande
Possibilidade de produzir imagens detalhadas da geologia estrutural em subsuperfície em grandes áreas	Obtenção de dados relativamente caros, logística mais intensa para aquisição que outros métodos geofísicos
Possibilidade de delimitação da estratigrafia e ambiente deposicional dos pacotes sedimentares	Armazenamento dos dados e processamento consomem muito tempo e requerem sofisticados recursos computacionais
A resposta da propagação da onda sísmica depende da densidade e constante elástica da rocha, desta forma, algum mecanismo que mude estes parâmetro pode ser detectado, como porosidade e cimentação	Equipamentos sísmicos são em geral mais caros do que outros métodos geofísicos
Deteção direta de hidrocarbonetos pela técnica de <i>bright spots</i>	Limitações na resolução vertical

O método sísmico assemelha-se aos métodos de mensuração sismológica no qual utiliza ondas de corpo geradas pelos terremotos para quantificá-los e monitorá-los, por isso a consolidação da teoria sísmica teve grande contribuição dos estudos sismológicos. Entretanto, diferentemente da sismologia, a energia no estudo sísmico é bem controlada e permite mobilidade, adaptando-se ao principal objetivo exploratório, medir as ondas que voltam do subsolo até a superfície.

Normalmente as fontes de energia utilizadas nos levantamentos sísmicos de grande porte em terra são explosivos ou vibrações geradas por *vibroscis*. Caso o levantamento seja em meio aquático utilizava-se, antigamente, explosivos também, entretanto a fonte mais comum nos dias de hoje são os canhões de ar chamados de *air gun*. Para a detecção das ondas sísmicas que respondem à energia introduzida conforme a geologia da área de aquisição, utiliza-se os geofones quando em terra e, se for em ambiente aquático, usa-se uma versão adaptada dos geofones denominada sugestivamente de hidrofones.

O mecanismo básico de aplicação da técnica de exploração sísmica consiste na geração de ondas de corpo compressoriais ( $P$ ) no meio geológico e a medida do tempo necessário para a onda percorrer a distância da fonte, interagir na interface das camadas geológicas e ser registrada pelos geofones que estão dispostos na superfície. Para isso, é necessária uma variação da impedância acústica ( $Z$ ) entre duas camadas que irá influenciar o coeficiente de reflexão ( $R$ ) que representa o quanto de energia irá retornar a superfície (Fig. 17).

Conhecendo-se o tempo de trânsito gasto pela onda e a velocidade de propagação do meio geológico é possível identificar indiretamente com precisão relativa: a profundidade, tipo de rocha, estruturas geológicas e outras propriedades características das rochas e dos fluidos contidos nos poros das rochas. No entanto, necessita-se de informações concretas das

rochas como suporte a calibração sísmica, visto que é um método indireto de investigação com resolução vertical máxima de aproximadamente 30 a 20 metros. Assim não excluindo os dados geológicos diretos (testemunhos, amostra de calha, amostras de afloramentos) e com maior resolução vertical (perfiz geofísicos de poços) em detrimento da sísmica de reflexão.

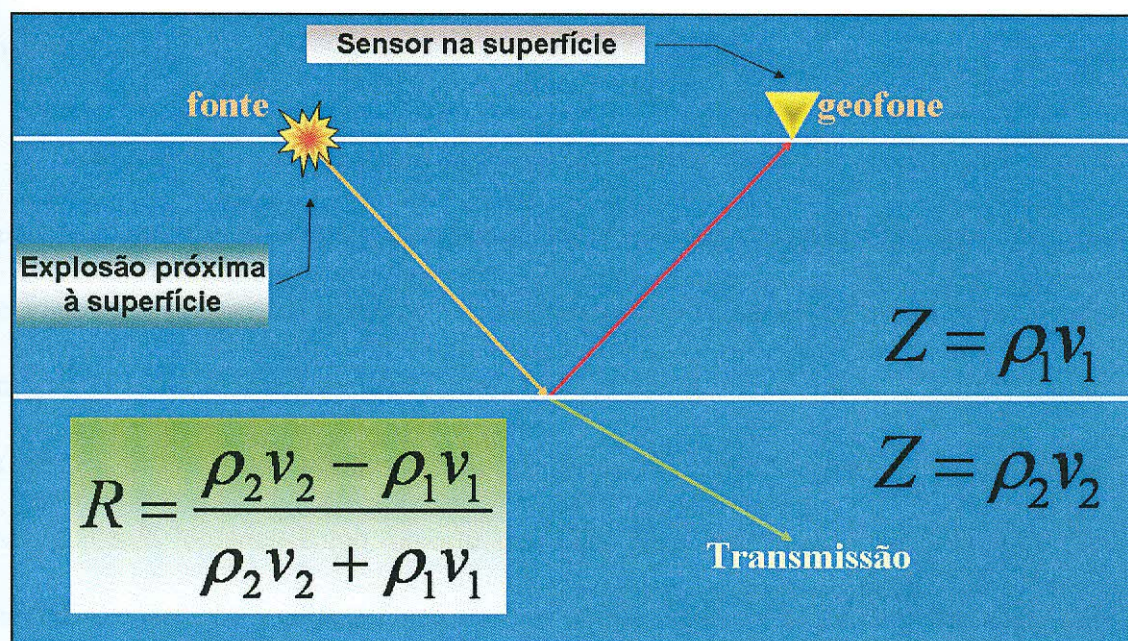


Figura 17: Modelo esquemático simplificado do método de aquisição sísmica e os parâmetros de impedância acústica ( $Z$ ) e refletividade ( $R$ ).  $\rho$  = densidade do meio,  $v$  = velocidade do meio (figura elaborada por DITZ, 2006).

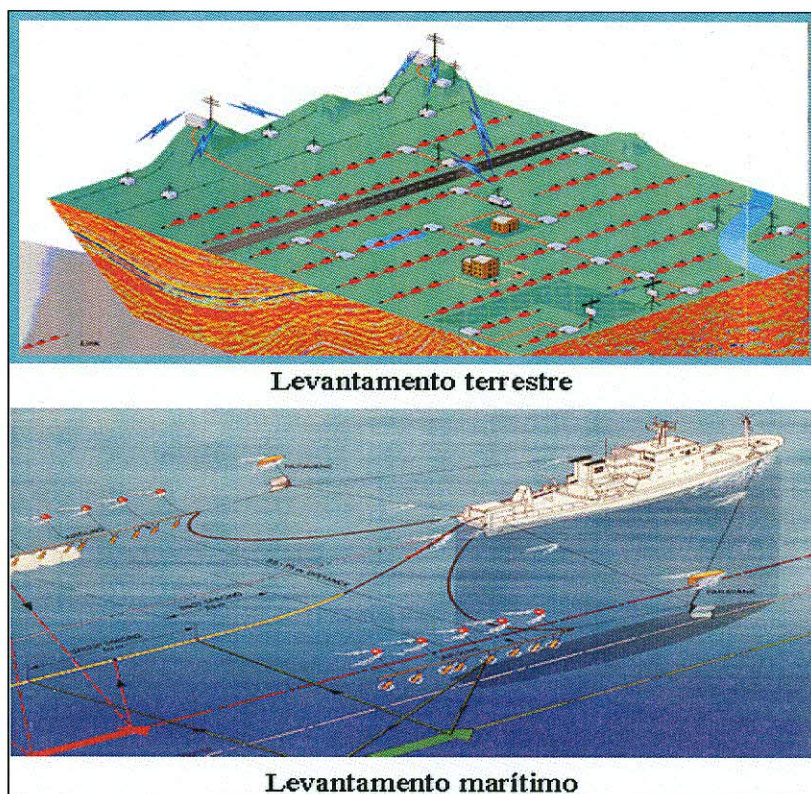
As informações recebidas pelos geofones através do estímulo das ondas sísmicas podem ocorrer de duas maneiras. Uma é através da refração: na quais as ondas sísmicas percorrem ao longo da interface entre duas camadas de rochas com diferente velocidade de propagação de onda e chegam até os geofones. Outra maneira é a de reflexão, nesta a onda sísmica percorre um caminho descendente até a interface de duas rochas com impedância acústica distintas que provocará a reflexão de parte da energia em direção a superfície que será captada pelos receptores. A sísmica de reflexão é o método mais utilizado na indústria



petrolífera por apresentar melhores resultados, no entanto a sísmica de refração ainda é utilizada em terra para realizar correções do efeito da topografia e das zonas de solo.

A aplicação do método sísmico envolve algumas etapas básicas como planejamento e levantamento bibliográfico da área, aquisição sísmica em campo, processamento dos sinais obtidos e interpretação dos resultados para obter o modelo geológico em subsuperfície mais próximo do real.

Na etapa de planejamento objetiva-se levantar todas as informações disponíveis, aquisições anteriores, dados geológicos e geofísicos prévios da área de interesse, licenciamentos ambientais exigidos pela legislação e informações sócio-econômicos da região para subsidiar a execução das atividades. Após o planejamento faz-se a aquisição dos dados em campo, isto envolve uma grande equipe de profissionais atuando no campo necessitando uma detalhada logística como suporte tanto em terra quanto em mar (Fig. 18). Devido à topografia, vegetação e edificações a sísmica terrestre é mais cara e de difícil execução que a marítima.



*Figura 18: Esquema de levantamentos sísmicos marítimos com a utilização de navios sísmicos e terrestre contornando edificações (DITZ, 2006).*

Com os dados adquiridos inicia-se o processamento dos sinais registrados, para tal necessita-se de grandes recursos computacionais e tempo de processamento. É uma etapa fundamental na geração das seções sísmicas a serem interpretadas posteriormente, é constituída pela aplicação sucessiva de técnicas variadas e diferentes fluxogramas visando o melhoramento dos sinais obtidos atenuando ou eliminando sinais indesejados (ruídos de aquisição).

Após a geração das seções sísmicas entra em cena a interpretação sísmica, isto é, dá um significado geológico e conectividade entre os eventos geológicos e os sinais registrados, tentando chegar mais próximo possível do modelo real em subsuperfície a fim de subsidiar a proposta de um novo *lead*, a locação de poços de desenvolvimento, caracterização de reservatórios e acompanhamento da produção.

### 3.2 HISTÓRICO DO MÉTODO SÍSMICO

O histórico dos pioneiros na invenção e aplicação dos métodos de exploração sísmicos é um tanto controverso. Há muitos pesquisadores de diversos países que contribuíram na caminhada de sucesso deste método até os dias de hoje. Um dos que tiveram grande influência na propagação e divulgação do método sísmico de reflexão na indústria foi John Clarence Karcher, um dos fundadores da *GSI-Geophysical Service Incorporated*, juntamente com DeGolyer e McDermott (ALLEN, 1980).

A respeito dos primórdios da sísmica DeGolyer discursou dizendo o seguinte:

*“Dr. L. Mintrop in 1919 applied for patents on the refraction seismic method in Germany. On July 9, 1920, professor John William Evans, F.R.S., and Willis Bevan Whitnev, applied for British patents on the seismic method. On August 14, 1922, Burton McCollum applied for the first of a series of patents on the seismic method. These, in brief, are the outstanding earlier patent applications. Mallet clearly was the discoverer of the refraction method; Fessenden of the reflection method, Mintrop worked with some successes on a group of extremely high grade prospects selected by Garret in an area ideally suited to the refraction method, while Karcher improved considerably the technique of the refraction method, and later reduced the reflection method to practice”*

Durante a Primeira Guerra Mundial, aliados e alemães investiram em pesquisas para localização de armamentos pesados através da emissão e recepção de ondas sísmicas. Entretanto não houve muito sucesso com esses métodos, porém deixou-se um grande legado no desenvolvimento dessas técnicas para fins civis no pós-guerra (TELFORD *et al.*, 1990).

Muito da teoria sísmica foi desenvolvido no âmbito da sismologia que pretendia quantificar e monitorar os terremotos. Com o desenvolvimento dos instrumentos para fazerem medidas sensíveis o suficiente, a sísmica de exploração pôde-se valer dos estudos teóricos prévios. Deste modo a aplicação da sísmica na sismologia precede a exploração de recursos naturais (TELFORD *et al.*, 1990).

Pouco se dá atenção e conhece sobre a maneira pela qual surgiu o método sísmico. Os registros que reportam a primeira indicação do uso prático da sísmica de reflexão são de 1914 e é atribuído a Reginald Aubrey Fessenden. Reginald foi reconhecido como inventor de mais de 200 registros de patentes nos EUA. A mais importante delas, que serviu de base para o método sísmico de reflexão, veio em decorrência do trágico acidente que naufragou o navio Titanic nas águas geladas do Oceano Ártico em 14 de abril de 1912 matando milhares de pessoas (ALLEN, 1980).

A partir deste funesto acidente que marcou a humanidade Reginald sentiu-se incomodado com a morte de tantas pessoas e desenvolveu um aparelho capaz de detectar blocos de gelo através de onda sonoras que posteriormente demonstrou aplicabilidade em outras áreas das geociências. Reginald patenteou o trabalho “*Method and Apparatus for Locating Ore-Bodies*” no *United States Patent Office* e trás algumas considerações que são utilizadas até os dias de hoje na indústria sísmica. Em um dos parágrafos Reginald diz (FESSENDEN *apud* ALLEN, 1980):



*“For example, being given de distance between two points in a mine, and having determined the time taken by a sound wave to travel between the two points, its is possible to draw conclusions in regard to the problem nature of the rock between the two points, or if an echo be observed, or refraction of the sound, it is possible to estimate the distance of the reflecting or refracting vein”*

Atribui-se a Mintrop a patente do método de refração em 1919 posteriormente fundando a *Mintrop Seismic Company* que mobilizou duas equipes sísmicas para prospecção sísmica na Costa do Golfo. O sucesso e a descoberta do domo de sal Orchard levaram a campanhas de seis anos de levantamentos sísmicos de refração com objetivo de localizar domos salinos (TELFORD *et al.*, 1990).

Em 1930 já haviam sido realizados muitos mapeamentos de estruturas mais rasas com sísmica de refração necessitando um método que alcançasse maiores profundidades. Com essa nova necessidade começou a se difundir o método sísmico de reflexão, anteriormente proposto por Fessnden, através de Karcher, DeGolyer e McDermott com a fundação da GSI (TELFORD *et al.*, 1990).

A partir de 1930 o uso do método de refração, que era predominante no início da década, foi perdendo expressão, enquanto que o método de reflexão foi ganhando mais aceitação e se difundindo. Em termos de capacidade de canais e fator de multiplicidade o método de reflexão foi se desenvolvendo tornando-se uma ferramenta com maior precisão no mapeamento de estruturas de subsuperfície (ALLEN, 1980).

Ao final de 1930 normalmente já se usava sistemas com 12 canais, 6 ou mais geofones por canais, canais misto e 100% controle automático de volume. A correção estática

necessária para eliminar as distorções causadas pela topografia e zonas de baixa velocidade em dados adquiridos em terra era calculada através da primeira quebra que representa a chegada de energia refratada da zona de baixa velocidade e as velocidades eram determinadas por poços e perfis de reflexão (ALLEN, 1980). Em 1933 a GSI possuía cerca de 40 equipes de aquisição sísmica em campo (ONIP, 2005).

Uma importante inovação do método sísmico foi com a implantação da técnica de cobertura múltipla CDP (*commun depth point*) na década de 50 (Fig. 19). Embora não tenha sido muito utilizada até o início da década de 60, esta técnica foi desenvolvida em 1950 por W. Harry Mayne da *Petty Geophysical Engineering Company*. A patente foi editada em 1955 e publicada em 1956. Na técnica CDP os pontos são amostrados em subsuperfície com redundância a diferentes distâncias entre fonte e receptor, gerando ao final uma seção com inúmeras amostras de um mesmo ponto em profundidade. Entretanto isto só é válido para refletores horizontais. No caso dos refletores serem inclinados utiliza-se o CMP (*commun midpoint*) que é mais abrangente, figura 3.3 (ALLEN, 1980).

Coutier e Mendenhall descreveram em 1967 a técnica de CDP e mostraram vários exemplos de dados processados pela técnica de CDP. Ainda durante a década de 50 iniciaram-se os desenvolvimentos de modelos 2D e 3D e estudo de sismogramas sintéticos. Pesquisas mais detalhadas da natureza das ondas sísmicas e velocidade dos meios ajudaram no desenvolvimento futuro do método sísmico (ALLEN, 1980).

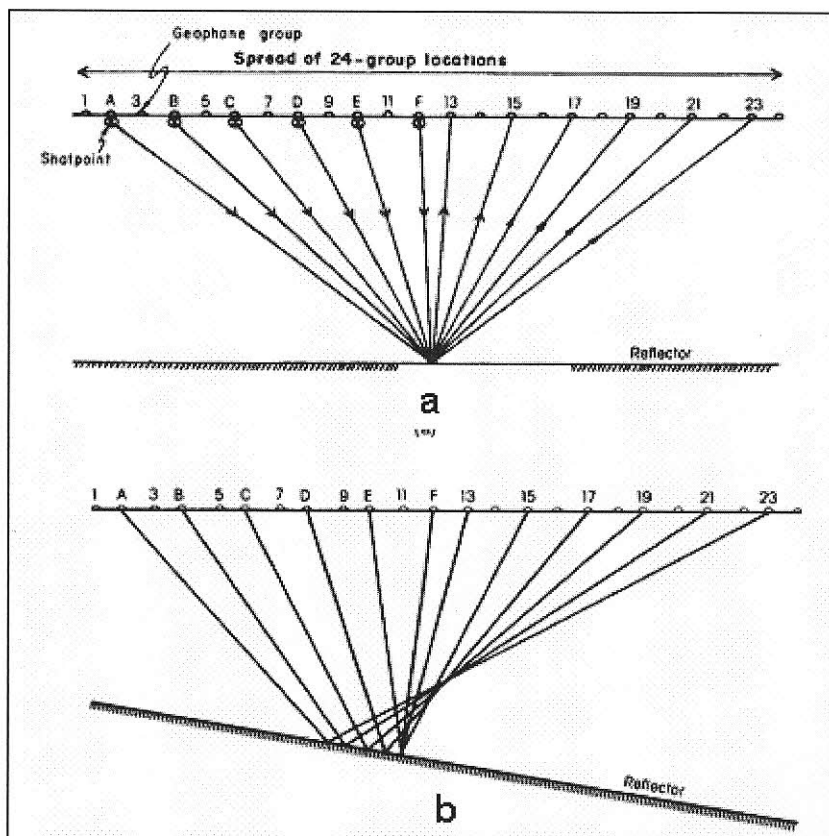
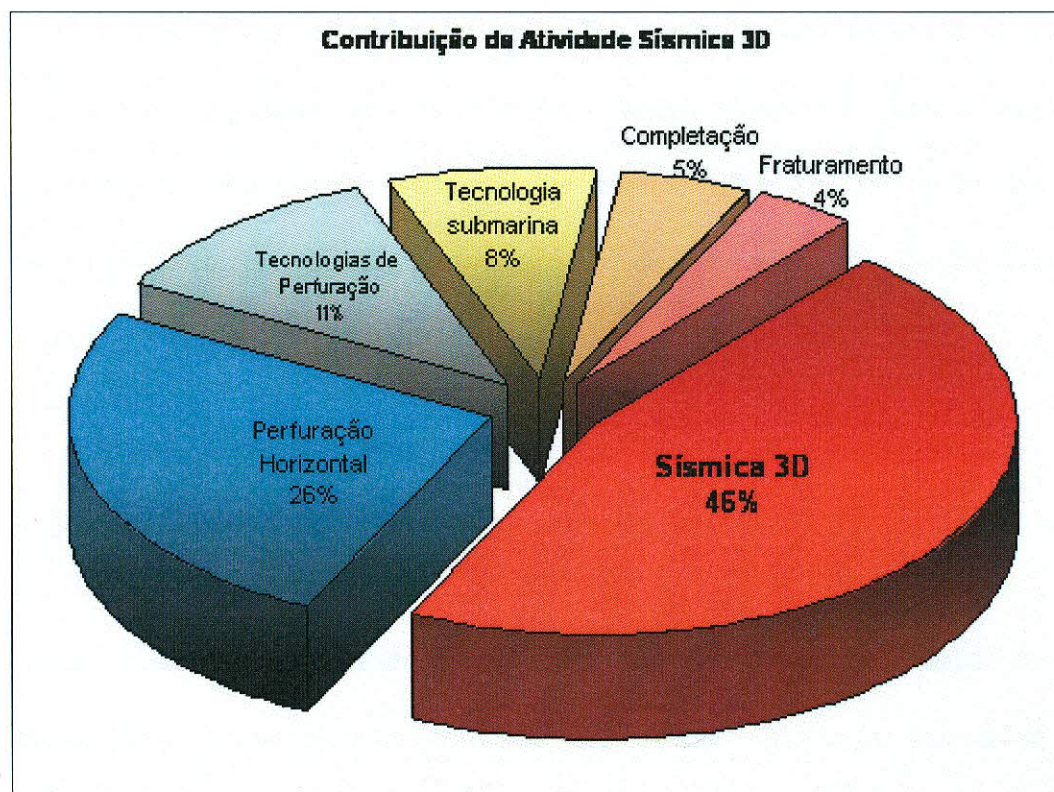


Figura 19: Modelo esquemático de aplicação da técnica de CDP (a) para refletores horizontais e CMP (b) para camadas inclinadas (SHERIFF, 1978).

Durante os anos 60 dissipou-se o método de emissão de energia por vibrações, o *vibroiseis*. Nesta época teve início a revolução digital com o uso do computador, controle digital de campo, deconvolução e outras técnicas de filtragem, além de subir para 48 o número de canais (ALLEN, 1980). Havia mais de 1000 equipes sísmicas de diferentes companhias espalhadas pelo mundo aplicando o método sísmico de reflexão na exploração petrolífera (ONIP, 2005).

Um grande avanço no método sísmico após a técnica de CDP foi a popularização da sísmica 3D que permitiu melhorar o imageamento das estruturas geológicas tridimensionais

em subsuperfície. Esta técnica tem grande contribuição na indústria petrolífera sendo responsável pela grande diminuição dos custos inerentes a exploração e produção (Fig. 20).



*Figura 20: Contribuição da sísmica 3D na diminuição dos custos de E&P de acordo com o Campo de Schroders (THE LEADING EDGE, 2003).*

Nos dias de hoje a sísmica na indústria petrolífera esta em franco desenvolvimento, chegando mais próximo da produção do reservatório com a chamada sísmica 4D que consiste na realização de levantamentos 3D na mesma região em diferentes tempos; possibilidade de levantamentos no fundo marinho com a sísmica de OBC-*Ocean Bottom Cable* que consiste em levantamentos sísmicos com o cabo no fundo do oceano utilizando geofones e hidrofones podendo realizar medidas multicomponentes; sísmicas com medidas de varias componentes 3C, 4C e 9C; número de canais da ordem de centenas a milhares; técnicas de processamento que podem ser mais sofisticadas com o avanço dos recursos computacionais e espaços de



armazenamento dos dados que resultam em seções migradas com menor interferência de ruídos e maior resolução.

A técnica de AVO, amplitude versus *offset*, vem sendo largamente aplicada na prospecção de petróleo se tornando uma ferramenta versátil ao interprete. Esta técnica é vista atualmente como preponderante na prospecção de petróleo. BRAIAN (1993) cita que muitos geofísicos da indústria petrolífera consideram a técnica de AVO um grande avanço na indústria geofísica e indispensável a exploração.

### 3.3 GEOFÍSICA DE PETRÓLEO NO BRASIL

Antes da difusão do método sísmico de prospecção petrolífera, áreas de bacias sedimentares onde apresentavam geometria das rochas aflorantes mapeáveis eram consideradas como análogas em subsuperfície, refletindo em profundidade as estruturas capazes de armazenar hidrocarbonetos. Para identificação dos *plays* bastava aplicar, com certo critério, técnicas de mapeamentos geológicos e topográficos (ONIP, 2005).

Até a chegada da ferramenta sísmica para mapear em subsuperfície, confecção de mapas geológicos eram as ferramentas mais utilizadas nas bacias emersas do Brasil. No entanto, o advento da sísmica não excluiu as informações preponderantes dos mapeamentos geológicos, mas sim, veio somar esforços no papel exploratório das equipes geológicas de mapear em profundidade (ONIP, 2005).

A atividade geofísica voltada para petróleo no Brasil iniciou-se ainda nos tempos de CNP (Conselho Nacional de Petróleo) a partir de 1930, contaram principalmente com levantamentos gravimétricos, magnéticos e sísmicos de reflexão e refração. A sísmica firmou-

se como método aplicado à exploração petrolífera somente após a década de 30. Durante a fase de exploração da era CNP encontraram-se nos Estados de Alagoas e Bahia equipes sísmica da *United Geophysical Company* (UGC). Atribui-se às equipes de geofísica a identificação de anomalias como as de Candeias, Aratu, Itaparica, Aliança, Pitanga, Mata de São João e Maracangalha na Bacia do Recôncavo (ONIP, 2005).

A partir de 1953 com a Lei 2004 que criou a Petrobras, dando a ela todo o monopólio da indústria petrolífera, a estatal recém concebida assumiu todo controle do processo exploratório no Brasil. Inicialmente a Petrobras intensificou atividades de exploração sísmica nas bacias paleozóicas do Amazonas e Solimões. A Bacia do Paraná foi relegada em face aos espessos derrames de rochas básicas que dificultavam a aplicação do método sísmico (ONIP, 2005).

Apesar de alguns furos terem encontrado indícios de óleo no Médio Amazonas, a qualidade sísmica era duvidosa e a resolução apresentava incertezas. Isto devido ao enxame de diques e *sills* de diabásio e o espesso pacote de evaporitos que causava efeitos indesejáveis a sísmica, pois há uma brusca diferença de impedância acústica. Com isso deixou-se de lado a exploração nesta bacia (ONIP, 2005).

Seguindo o rumo da exploração petrolífera nas bacias cretáceas costeiras a sísmica teve grande êxito na descoberta do Campo de Carmópolis na Bacia de Sergipe-Alagoas. Na fase de exploração conduzida pelo CNP foram realizados levantamento sísmicos nas proximidades de Japarutuba e Pirambu que identificaram uma estrutura anticlinal na região onde posteriormente foi descoberto o Campo de Carmópolis, no entanto os primeiros poços perfurados resultam secos. A partir de mapas reinterpretados por Moisés Bentes o poço descobridor foi locado com êxito e perfurado em 1963. Outros campos de petróleo tiveram

influência do método sísmico de reflexão no seu descobrimento, é o caso de Miranga e Araçás, na Bacia do Recôncavo, em 1965 (ONIP, 2005).

A execução de levantamentos sísmicos marítimos teve seu início ainda na década de 50 na Bacia de Campos e Espírito Santo, porém com execução pouco promissora devido a má qualidade e muitas reverberações. As atividades de prospecção sísmica marítimas foram posteriormente retomadas com a contratação da *Western Geophysical* em 1967. Inicialmente foram obtidas fitas que se processou em Houston. No final dos anos 60 a Petrobras decidiu formar seu próprio corpo técnico e um centro de processamento de dados sísmicos (CPDS) no Rio de Janeiro e montar uma equipe de aquisição sísmica terrestre a ES-26, que atua até hoje (ONIP, 2005).

Durante a década de 70 intensificou-se a exploração sísmica na plataforma continental brasileira desacelerando as aquisições em terra. Nesta época ficaram populares as técnicas de detecção direta de hidrocarbonetos conhecida até hoje como *bright spots*. São anomalias facilmente reconhecidas no registro sísmico geralmente associadas à ocorrência de gás. Esta técnica foi utilizada nas linhas sísmicas da Bacia da Foz do Amazonas levando a descoberta do Campo de Gás de Pirapema no início dos anos 70. Ainda nesta época foi descoberto o Campo de Garoupa, o primeiro campo da Bacia de Campos, e foram efetuados os primeiros trabalhos de impedância acústica com o processamento no exterior de dados dos campos de Garoupa e Namorado (ONIP, 2005).

A partir dos anos 80 iniciaram-se os primeiros levantamentos sistemáticos de blocos sísmicos 3D nas principais bacias produtoras brasileiras, sobretudo na Bacia de Campos nos campos produtores. O Campo de Pampo teria sido o primeiro a ter um bloco sísmico 3D. Nesta década começaram a ser implantadas na Petrobras estações de trabalho (*workstations*) que



agilizou o mapeamento e a confecção de mapas de atributos sísmicos fundamentais na delimitação dos campos gigantes de Marlim e Albacora (ONIP, 2005). Recentemente a técnica de AVO tem sido fundamental para análise das propriedades das rochas e fluido em subsuperfície.

Atualmente a Petrobras não desempenha mais a função de única companhia a explorar as bacias brasileiras, isto veio com a nova Lei do Petróleo de 1997 no qual abriu o nicho de exploração antes exclusivo da Petrobras até então. Com isso os levantamentos priorizados pela empresa foram em blocos marítimos, entre eles, os de águas profundas e ultraprofundas que apresentam maior prospectividade, reduziu as equipes de aquisição terrestre somente mantendo a ES-26.

A evolução da aquisição sísmica no Brasil, sobretudo pela Petrobrás, pode ser observada na figura 21. Os primeiros levantamentos extensivos de dados marítimos foram efetuados entre 1967 e 1968. No final da década de 80 e início dos anos 90 já existia grandes áreas da Plataforma Continental cobertas por sísmica 2D. Com a chegada da técnica sísmica 3D intensificou-se a aquisição, que se consolidou como uma importante ferramenta durante toda a década de 90. A partir de 1998, com a quebra do monopólio da exploração petrolífera, houve grande incremento de dados sísmicos marítimos sob controle da ANP-Agência Nacional do Petróleo (ONIP, 2005).

A sísmica 3D é uma das ferramentas mais importantes na exploração petrolífera atualmente, representando grande parte do sucesso exploratório no Brasil e no mundo permitindo a diminuição dos custos exploratórios (ver Fig. 20). Com o foco dos investimentos de sísmica 3D vieram as grandes descobertas brasileiras. Para tal a Petrobras investiu

maciçamente, chegando a absorver cerca de 50% de toda operação da atividade sísmica 3D global no ano de 1999 (THE LEADING EDGE, 2003).

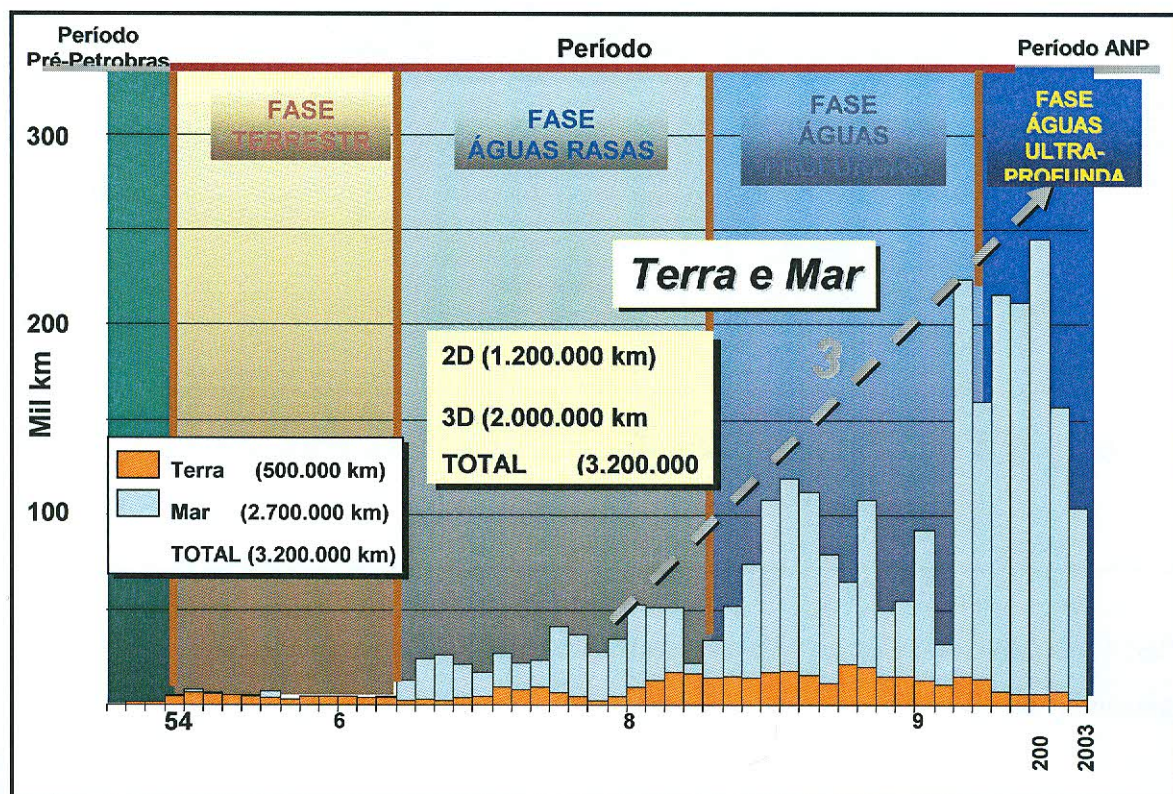


Figura 21: Evolução da aquisição sísmica no Brasil pela Petrobras e ANP. A partir da década de 80 houve um aumento considerável dos dados sísmicos, principalmente de sísmica 3D (fonte ONIP, 2005/Petrobras).

MARTINS *et al.* (1995) mostraram que durante as décadas de 80 e meados da década de 90 os investimento realizados pela Petrobras em sísmica 3D na Bacia de Campos resultaram em diminuição na perfuração de poços exploratórios pela otimização das locações dada pela interpretação de dados sísmico 3D, assim baixando o custo exploratório na bacia (Fig. 22). Mesmo com menos poços exploratórios sendo perfurados foi realizado nesta época descobertas de campos gigantes em Campos.



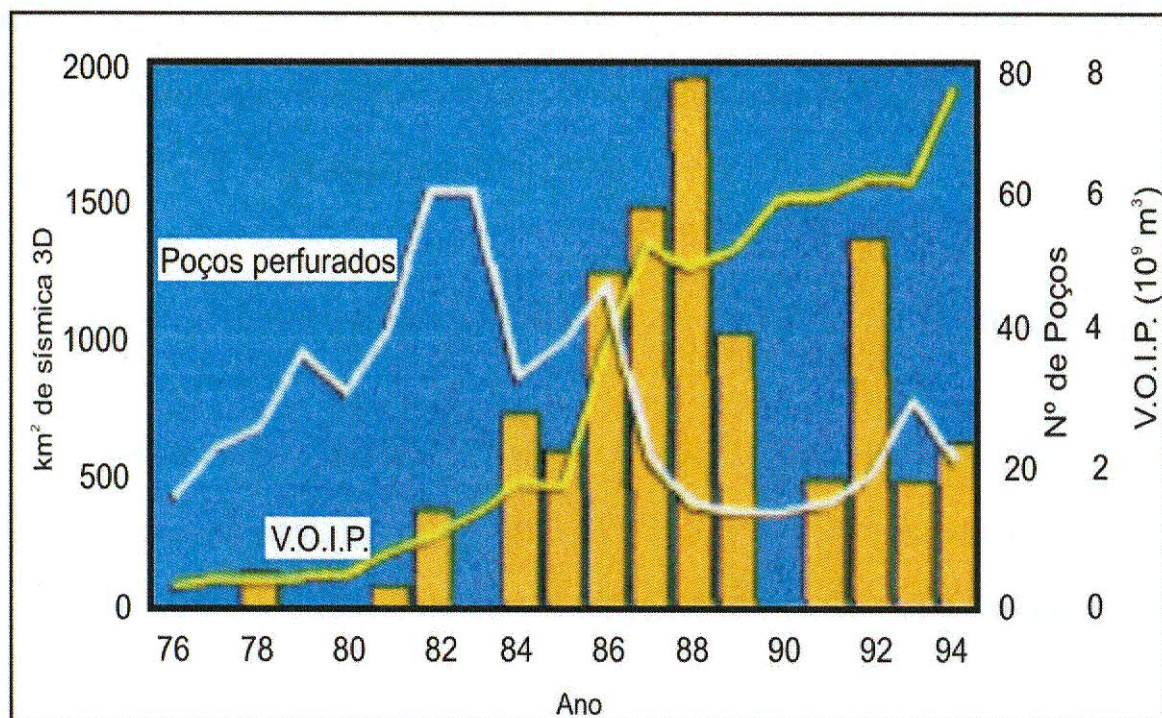


Figura 22: Evolução da área de levantamento sísmico 3D, poços exploratórios e VOIP na Bacia de Campos confirmando a importância da sísmica 3D no processo exploratório (MARTINS *et al.* 1995)

Atualmente a sísmica aprimora-se para o desenvolvimento de métodos visando a caracterização técnica e econômica da atividade de E&P e monitoramento da produção. Uma das técnicas em desenvolvimento, porém com alguma aplicação prática em campos brasileiros gerando bons resultados (JOHANN *et al.*, 2006), é a sísmica 4D que tem o tempo como uma outra variável. Consiste de várias campanhas de sísmica 3D ao longo do tempo de produção de um campo para o monitoramento do nível de hidrocarbonetos e injeção de fluidos em reservatórios na recuperação secundária e terciária.

Outra técnica em desenvolvimento é a sísmica multicomponente 2C, 3C 4C e 9C que busca o registro das componentes das ondas *P* e *S*. No caso da 2C é registrado duas componentes das ondas *P*; 3C registra duas componentes das ondas *P* e uma componente da



onda *S*; 4C registra duas componentes das ondas *P* e *S*; e a 9C registra todas as componentes das ondas. Além destas, a sísmica avançou na interpretação de jazidas petrolíferas através da técnica de AVO-Amplitude Versus *Offset*.

### 3.4 TEORIA DO MÉTODO SÍSMICO: CONCEITOS BÁSICOS

O método sísmico utiliza a propagação de ondas sísmicas através do meio geológico para avaliar suas propriedades. A propagação das ondas nas rochas depende dos parâmetros elásticos das rochas. A teoria da elasticidade relata que quando um corpo é submetido a um esforço ocorrem mudanças na forma e tamanho, assim estabelecem as relações existentes entre forças aplicadas a um corpo e suas mudanças de forma e tamanho. Um corpo com elasticidade perfeita é caracterizado por voltar ao seu estado original após a retirada do agente causador da deformação.

De modo geral, podem-se considerar as rochas como perfeitamente elásticas para um pequeno esforço, como no caso das fontes sísmicas, exceto próximo à fonte (TELFORD *et al.*, 1990). As vibrações mecânicas produzidas por ações aplicadas em materiais elásticos propagam-se como Ondas Elásticas (sísmicas) e são captadas pelos receptores.

A relação do esforço aplicado e da deformação do corpo é dada pelos conceitos de tensão e deformação. Tensão é definida como esforço por unidade de área; se aplicado perpendicularmente à seção denomina-se tensão normal, se aplicado oblíquo à seção é chamado de tensão cisalhante. Quando um corpo é submetido a uma tensão, as mudanças na forma e tamanho são chamadas de deformação, portanto as mudanças na dimensão ou forma de um corpo nas direções *x*, *y* e *z* são definidas como deformação que pode ser em qualquer direção (TELFORD *et al.*, 1990).

Em 1678, Hook estabeleceu uma relação linear entre a deformação produzida em corpos elásticos e as forças deformadoras atuantes. Para calcular as deformações quando as tensões são conhecidas, deve-se conhecer a relação tensão/deformação específica do meio. Para pequenas deformações esta relação é dada pela Lei de Hook, na qual postula que a deformação é diretamente proporcional ao esforço produzido no corpo (TELFORD *et al.*, 1990).

Algumas constantes elásticas são importantes para a melhor compreensão do comportamento dos materiais. Uma delas é a Razão de Poisson, que estabelece relações entre as direções de deformação, por exemplo  $y$  e  $z$  com a direção  $x$  (Eq. 3.1). Outra constante elástica é o Módulo de Young que estabelece a relação de proporcionalidade entre esforços em uma direção com sua respectiva deformação (Eq. 3.2).

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{yy}}{\varepsilon_{xx}} \quad (3.1)$$

$$E = \frac{\tau_{xx}}{\varepsilon_{xx}} \quad (3.2)$$

Um dos fatores proeminentes na reflexão de ondas é a propriedade de impedância acústica ( $Z$ ) das camadas que é expressa em função da velocidade e densidade (Eq. 3.3). Esta propriedade é característica de cada camada sendo variável de acordo com cada tipo litológico. Um outro fator importante para a sísmica é a refletividade  $R$  (Eq. 3.4). A impedância acústica a refletividade é uma propriedade inerente a interface entre duas camadas.

$$Z = \rho \cdot V \quad (3.3)$$

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V} \quad (3.4)$$

As ondas sísmicas podem ser classificadas em  $P$ ,  $S$  (ondas de interior) e ondas de superfície Rayleigh e Love (Fig. 24). As ondas  $P$  são ondas compressoriais também chamadas de ondas de dilatação, longitudinal ou primárias por ser o primeiro evento a ser registrado no sismograma (Fig. 23 e 24). Neste caso o movimento da partícula ocorre na direção de propagação da onda, é o tipo de onda mais importante para o método sísmico.

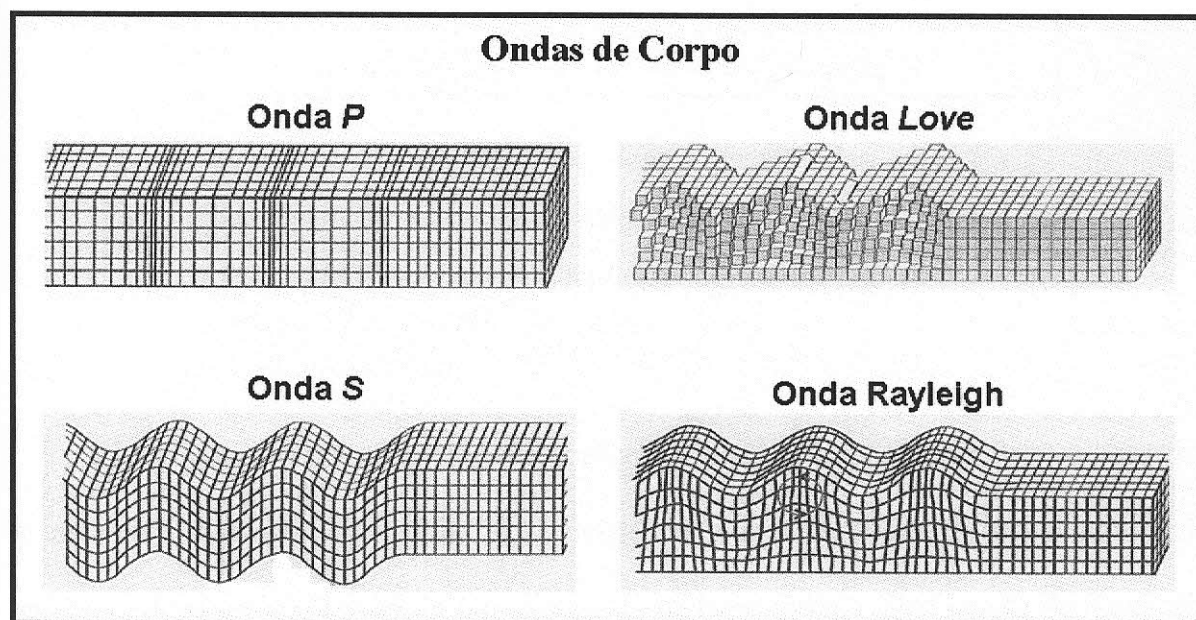
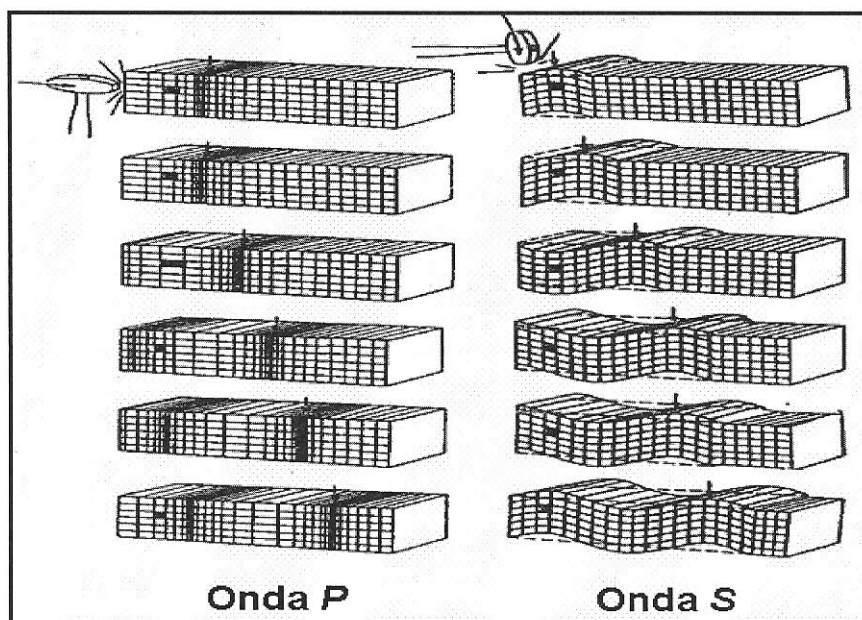


Figura 23: Diagrama esquemático da movimentação das partículas durante a passagem dos diferentes tipos de ondas em um corpo e ondas superficiais. Todas as ondas estão propagando-se da esquerda para a direita (SHERIFF, 1978).

Outro tipo de onda é a  $S$ , chamada de onda cisalhante (*shear wave*) ou transversal, rotacional ou secundária por ser o segundo evento a ser observado. Este tipo de onda só se

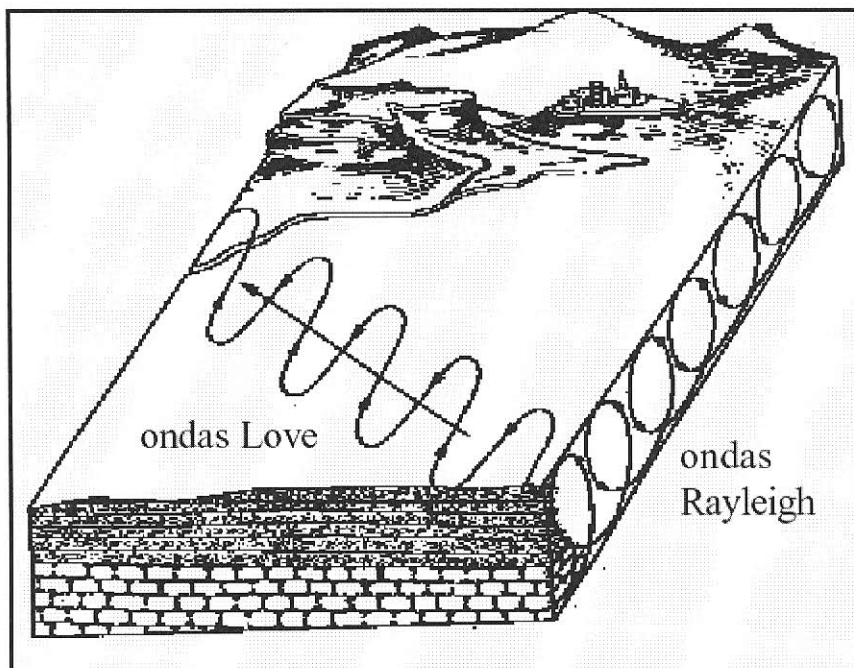


propaga em meios sólidos não sendo possível se difundir em fluidos. Neste caso o movimento da partícula é perpendicular à direção de propagação da onda (Fig. 24).



*Figura 24: Modelo de propagação e geração das ondas P e S. Diferentes formas de aplicação de energia gerando ondas de corpo com propagação longitudinal e transversal (SHERIFF, 1978).*

Com menos importância para investigação sísmica, dois tipos de ondas superficiais podem ser observadas (Fig. 25). A Rayleigh exibe movimento de partícula retrógrado e elíptico em relação a direção de propagação da onda; apresenta combinação de movimentos longitudinais e transversais concomitantemente. Este tipo de onda é denominado de *ground roll*. Outro tipo de onda superficial é a onda *Love* onde as partículas se propagam paralelamente à superfície com movimentos transversais.



*Figura 25: Modelo esquemático da propagação das ondas de superfícies Rayleigh e Love (notas de aula).*

As ondas sísmicas viajam através das rochas em subsuperfície até atingirem os receptores onde a energia mecânica refletida é transformada em sinal elétrico. A região do meio que sofre os mesmos deslocamentos provocados pelas ondas sísmicas em um determinado tempo é chamada de frente de onda, as linhas perpendiculares às frentes de ondas são chamadas de raios sísmicos. Da mesma maneira que o som e a luz, as frentes de onda e os raios se curvam quando sua velocidade é alterada. Ao interceptar a interface entre duas camadas ocorre o fenômeno de partição da onda na qual a onda incidente é refletida e transmitida na forma de onda  $P$  e  $S$  de acordo com a Lei de Snell (Fig. 26).

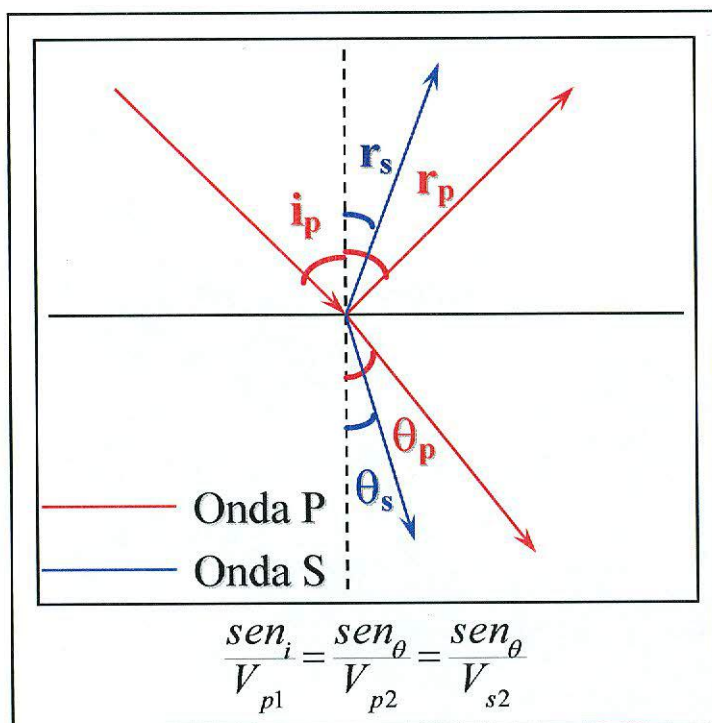


Figura 26: Modelo da Lei de Snell aplicado aos raios sísmicos. A onda incidente direta ( $i_p$ ) é segmentada em ondas S e P de acordo com o fenômeno de partição de ondas.

Quando a onda sísmica encontra uma abrupta mudança de impedância acústica, na interface separando duas camadas, parte da energia é refletida e parte é transmitida para camada inferior. Na figura 27 podemos ver a propagação de uma onda sísmica através de um meio e como ela se interage com uma superfície de diferentes propriedades a 150 metros de profundidade.



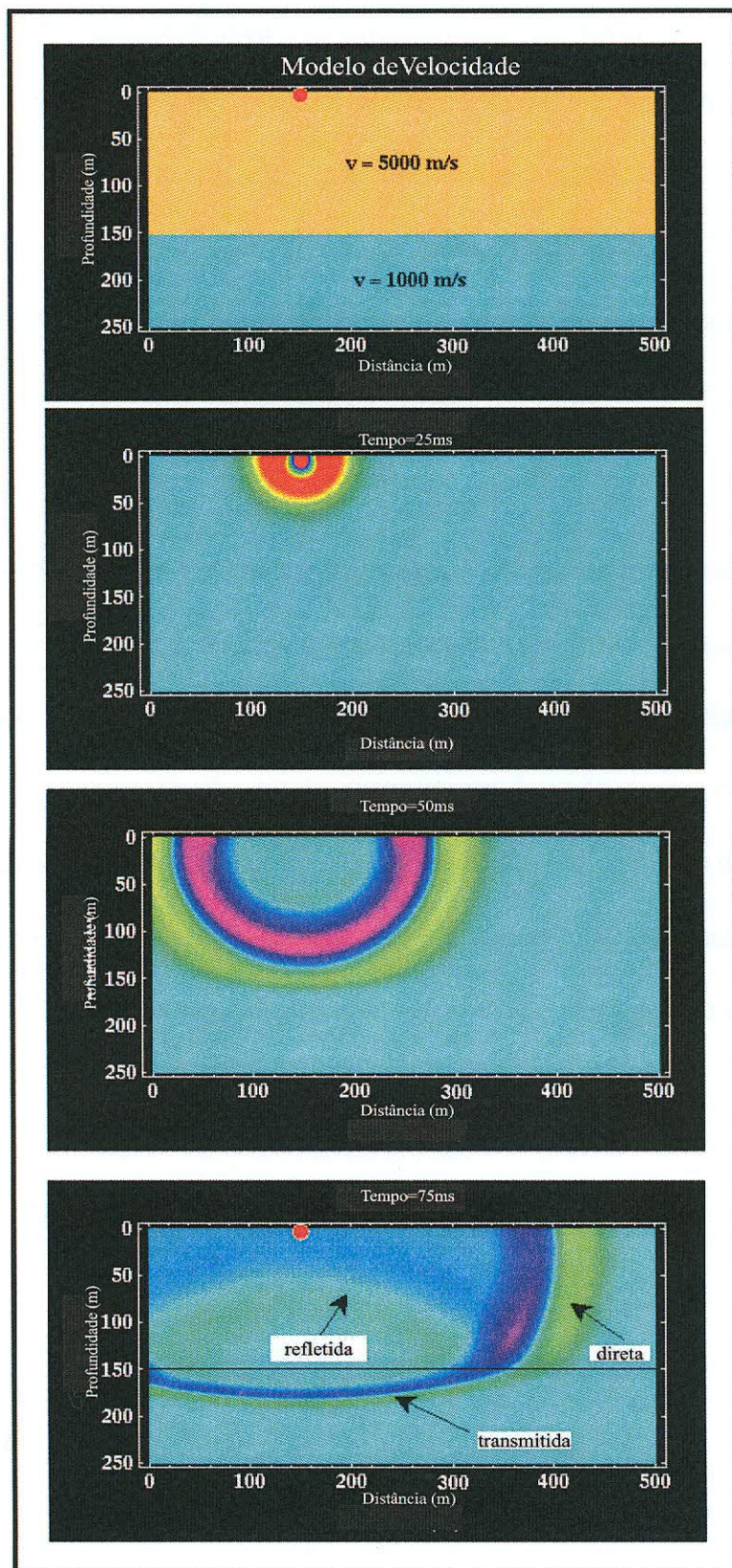


Figura 27: Modelo de propagação de onda através de duas camadas com velocidades distintas (fonte, [www.earthsci.unimelb.edu.au](http://www.earthsci.unimelb.edu.au), 2007).

Um conceito fundamental para o entendimento do fenômeno da propagação de ondas sísmicas é o Princípio de Huygens, freqüentemente usado na representação gráfica da posição da frente de onda. Este princípio rege que todos os pontos de uma frente de onda têm competência para emitir uma nova frente de onda. Dada a posição da onda em um determinado instante, a posição futura da frente de onda pode ser encontrada considerando cada ponto da primeira posição como uma nova fonte de ondas sísmicas (TELFORD *et al.*, 1990).

Para a identificação das camadas geológicas é necessária uma boa resolução sísmica tanto vertical quanto horizontal. Na sísmica de reflexão, a resolução vertical é a capacidade de identificar as ondas refletidas nas interfaces do topo e base das camadas. Neste caso somente a partir de uma certa espessura igual a  $1/4$  do comprimento da onda sísmica é possível distinguir as reflexões do topo e da base de uma camada. A resolução horizontal na sísmica é dominada pela Zona de Fresnel, que equivale a uma área de abrangência da frente de onda onde a interferência ainda é constritiva que depende da velocidade de propagação e distância da fonte (Fig. 28).

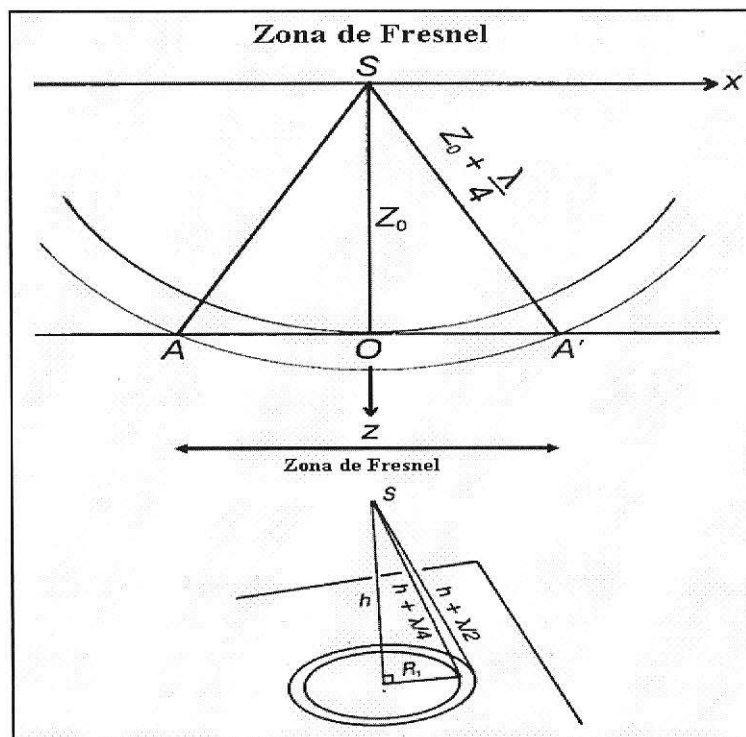


Figura 28: Resolução horizontal dada pela abrangência da zona de Fresnel. Vista em perfil e em perspectiva (notas de aula).



### 3.5 AQUISIÇÃO SÍSMICA

O levantamento dos dados sísmico é a etapa da exploração petrolífera que irá subsidiar todas as demais fases na delimitação de alvos exploratórios. A boa qualidade dos dados adquiridos em campo evitará correções desnecessárias que podem atenuar os sinais desejáveis, facilitando o processamento sísmico a gerar uma seção sísmica de melhor qualidade que será posteriormente contextualizada geologicamente.

Primeiramente é necessário o planejamento do levantamento sísmico para poder parametrizar a aquisição. Inicialmente é feita a modelagem geofísica com base nos modelos geológicos preexistentes; testes de pré-processamento são realizados para, em conjunto com a modelagem, servir de base na simulação dos parâmetros de aquisição que devem estar dentro das limitações operacionais/ambientais. Caso isto não ocorra volta a ser re-dimensionada, se estiver dentro desses padrões é realizada a avaliação econômica do projeto podendo ser inviável, neste caso retorna-se a etapa anterior, ou viável seguindo para a parametrização do levantamento. A figura 29 exemplifica o fluxograma simplificado de planejamento para aquisição sísmica.

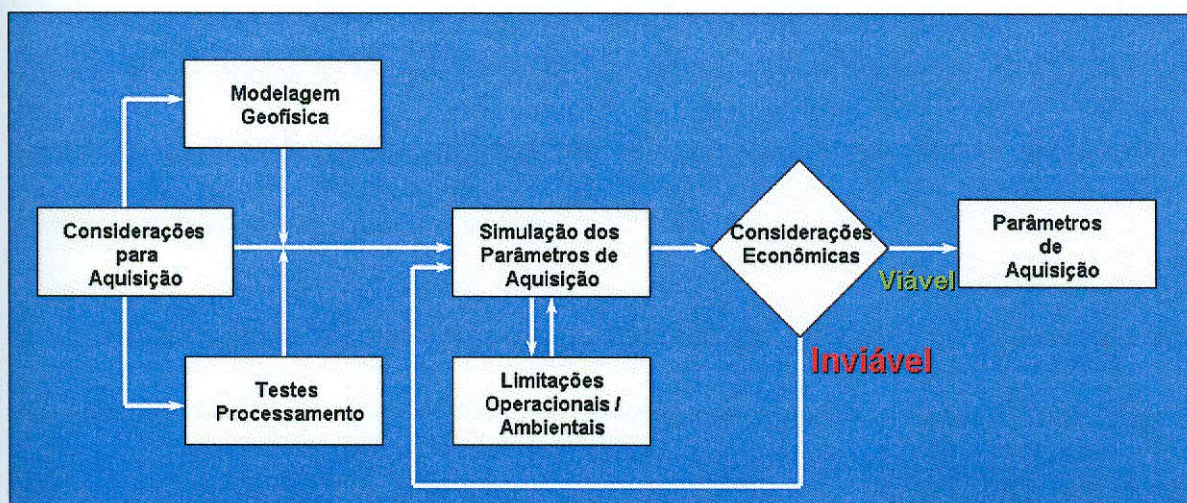


Figura 29: Etapas do planejamento da aquisição dos dados sísmicos.



Após o planejamento de aquisição estar definido inicia-se os procedimentos operacionais em campo, no entanto algumas etapas fundamentais como licenciamento ambiental e permissoria, que irá entrar em contato com o proprietário das terras onde o levantamento passar, são executadas paralelamente ao planejamento.

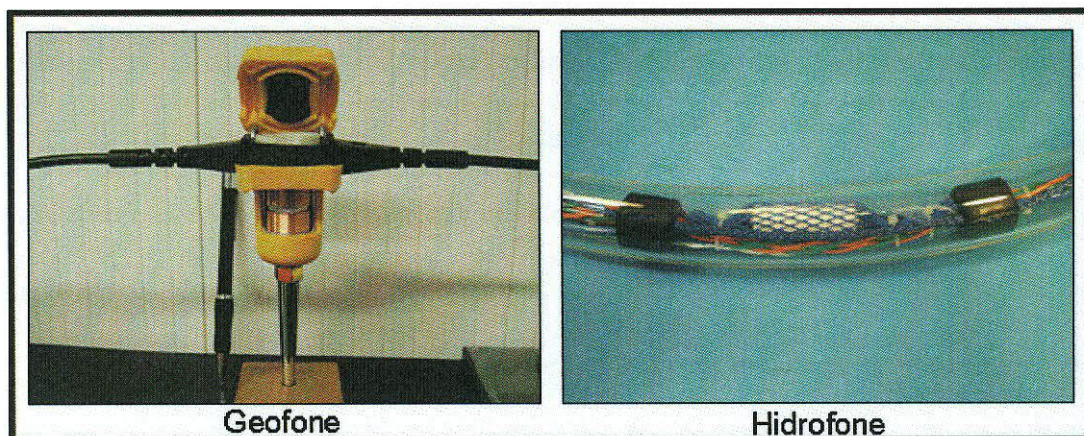
Uma etapa fundamental no levantamento sísmico é a execução das exigências requeridas pelo órgão ambiental federal, estadual e municipal para adquirir a Licença Ambiental que homologa a execução dos trabalhos em campo, isto serve tanto para levantamentos terrestres e marítimos. Esta etapa geralmente é demorada sendo realizada o mais breve possível.

Antes da execução de qualquer atividade é necessária também autorização da ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que regula toda a parte de aquisição dos dados. Tanto os órgãos ambientais quanto a ANP requerem relatórios periódicos das atividades que estão sendo realizadas. Além disso, é necessária à regulamentação dos paióis por parte o Exército.

No levantamento sísmico terrestre são necessários a abertura de picadas e balizar em campo as linhas de aquisição conforme o plano do projeto por equipes de topografia, demarcando os pontos de recepção e pontos de tiros e, quando necessário, deslocamentos de pontos de tiro. O levantamento marítimo utiliza navios sismográficos adaptados para arrastarem cabos com receptores e a fonte.

O equipamento utilizado em campos são receptores, geofones, que consistem em uma bobina sensível ao movimento que quando estimulada gera um sinal elétrico (Fig. 30). Quando em levantamentos marítimos utiliza-se hidrofones que consistem em sensores piezoelétricos ligados ao um cabo (*streamer*). A fonte de energia utilizada em terra pode ser

explosivos sísmicos ou *vibroscis*, em mar utilizam-se os *ar guns*. Os receptores devem estar cravados firmemente no solo para registro e a fonte é enterrada a uma profundidade que pode variar de 1 a 8m.



*Figura 30: Modelo de geofone e hidrofone (streamer).*

O tipo da geometria estabelecida em campo é definido durante a fase de projeto. É necessário estipular a distância entre a fonte e receptor, distâncias entre os canais (conjunto de receptores), espaçamento entre as linhas, distâncias de pontos de tiro, número de canais e arranjo de geofones.

### 3.6 PROCESSAMENTO SÍSMICO

O processamento sísmico é uma etapa fundamental no estudo sísmico, permiti a obtenção de uma imagem representativa das feições geológicas em subsuperfície a partir de um sismograma de campo, gerando uma seção sísmica que será posteriormente interpretada. Para tal objetivo ser alcançado, o processamento sísmico utiliza várias operações e manipulações nos dados, podendo ser arranjado em fluxos conforme cada dado sísmico o que torna esta etapa demorada e complexa. Todas as etapas realizadas no processamento de uma seção compõem o fluxograma do processamento. Não há um número definido de etapas a serem realizadas em um processamento sísmico. A qualidade, tempo de processamento e etapas envolvidas no processamento sísmico é fundamentalmente dependente da qualidade da aquisição dos dados, *softwares* e *hardware* disponíveis, e objetivo a ser imageado.

As etapas do processamento sísmico podem ser subdivididas em duas fases: o pré-processamento e o processamento avançado, o que difere essas etapas são as técnicas de tratamento do sinal. Na primeira aplica-se técnicas simples e etapas básicas de preparação dos dados e é normalmente realizada ainda durante a aquisição; na segunda são utilizadas técnicas mais sofisticadas e robustas que influenciam significativamente no aumento da resolução sísmica dos dados, como exemplo análise de velocidade, deconvolução e migração.

Para processamento de dados sísmicos adquiridos em mar e terra existem pequenas diferenças em termos de etapas envolvidas. No levantamento terrestre é necessária a correção da topografia e da zona de intemperismo que não é necessária no mar. Neste trabalho serão abordados de forma objetiva e simples os principais processos envolvidos no fluxograma de processamento sísmico básico em mar, não se levando em conta as prerrogativas que cada



levantamento sísmico necessita. Portanto o processamento aqui descrito pode ser muito mais complexo do que a abordagem apresentada neste trabalho.

### *PRÉ-PROCESSAMENTO*

Neste trabalho serão descritas sucintamente as etapas de pré-processamento mais relevantes. Para iniciar o pré-processamento é necessário a preparação dos dados sísmicos são que tem os seguintes aspectos:

- Leitura dos dados registrados em campo em fita ou CD e eventual conversão para os formatos compatíveis ao software utilizado. Geralmente os formatos dos dados gravados seguem os padrões da SEG-Society of Exploration Geophysics e podem ser SEG-B, SEG-D, SEG-2 e SEG-Y. Os mais utilizados são os SEG-Y e SEG-D;
- Visualização dos dados selecionando uma determinada faixa para o processamento eliminando os traços e famílias que estejam altamente distorcidas por ruídos;
- Georeferenciamento de cada traço sísmico.

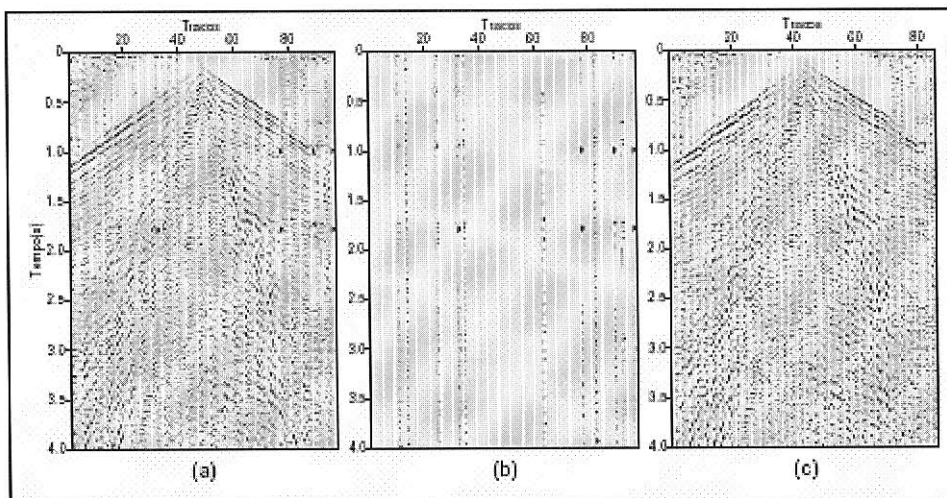
### *DEMÚLTIPLEXAÇÃO*

Em cada experimento realizado na aquisição sísmica, as informações das camadas geológicas em subsuperfície que chegam aos receptores são registradas simultaneamente em um modo denominado multiplexado. Neste processo inicialmente as amostras são registradas em ordem espacial e depois temporal, de modo que os primeiros traços gravados, terão a primeira amostra de todos os receptores e o segundo traço a segunda amostra e assim por diante.

Deste modo torna-se necessária uma reorganização onde cada traço dos sismogramas contenha informações correspondentes a um único receptor. Esta reorganização recebe o nome de demultiplexação. Esta fase do pré-processamento atualmente não é mais utilizada nos dados adquiridos recentemente, pois os sismógrafos atuais não multiplexa os dados, porem quando é necessário o processamento de linha antiga ainda se faz necessário esta etapa.

### **EDIÇÃO DOS DADOS**

Esta etapa do processamento envolve a visualização dos dados dos sismogramas e a eliminação dos traços que venham a comprometer a qualidade final do processamento, como exemplo pode-se citar a eliminação de ruídos aleatórios de alta frequência usando simulação de SGC com uma janela de 1000ms como. No caso da figura 31 (SILVA, 2001). De uma maneira geral, a edição dos traços sísmicos de levantamentos marinhos é menos dispendiosa que em dados sísmicos terrestres.



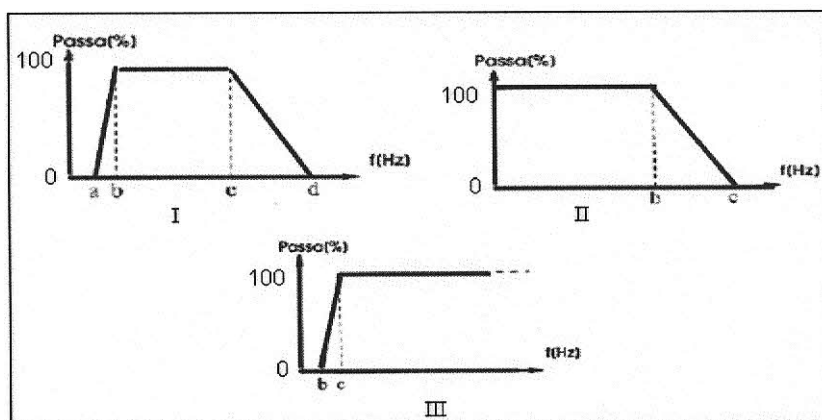
*Figura 31: No sismograma "a" mostra os dados originais, traços editados "b" e após edição "c" (SILVA, 2001).*

Os principais traços editados num sismograma são: traços com baixa razão sinal/ruído, sem sinal (amplitude zero), com sinal de monofreqüência (interferência externa no registro), traços contaminados pelo ruído transiente, traços com ruído aleatório relacionados ao mau acoplamento dos geofones e as ondas da superfície da água que provoquem vibrações do cabo. Nesta etapa deve-se ter muito cuidado pra não eliminar traços que tenham informações reais das reflexões.

### **PRÉ-FILTRAGEM DA FREQUÊNCIA**

O objetivo principal da pré-filtragem é remover componentes de freqüência indesejados dos dados sísmico e passar o resto do conteúdo por um filtro, sem alterar as freqüências desejadas.

Normalmente a freqüência dos dados sísmicos vão de 10 a 60Hz (TELFORD *et al.*, 1990). Para aplicar um filtro faz-se necessário que especifique um valor de freqüência, dentro do espectro de freqüência da sísmica que se deseja filtrar e usar um filtro para rejeitar ou passar as freqüências desejadas. Normalmente utilizam-se três tipos de filtros que são passa-banda, passa-baixa (corta-alta) e passa-alta (corta-baixa) (Fig. 32):



*Figura 32: Tipos de filtros mais utilizados. I - passa-banda; II - passa-baixa; e III - passa-alta.*



## GEOMETRIA

O objetivo da correção da geometria dos dados é assinalar a cada traço sísmico as coordenadas de ponto de tiro, receptor, ponto médio comum e seu afastamento correspondente. Esta etapa é fundamental para o processamento, pois qualquer erro durante a definição das coordenadas da fonte de energia ou dos receptores irá ocasionar a perda parcial ou total das demais atividades realizadas pelo processamento.

Para a correta montagem da geometria é necessário o entendimento do tipo de levantamento e dos arranjos utilizados na aquisição. No final desta etapa todas as informações são gravadas no *header* de cada traço e temos a possibilidade de organizar os dados em famílias de traço comum (Fig. 33). Verifica-se, na figura 33, que a família de tiro comum possuirá traços relacionados a cada receptor, assim como, a família de receptor comum será composta por traços referentes a diferentes pontos de tiro, na família CMP os traços estão relacionados ao mesmo ponto médio entre fonte receptor e diferentes afastamentos (SILVA, 2001).

Para considerar uma família CDP é necessário que os refletores sejam horizontais, casos não horizontais serão CMP's (Fig. 33).

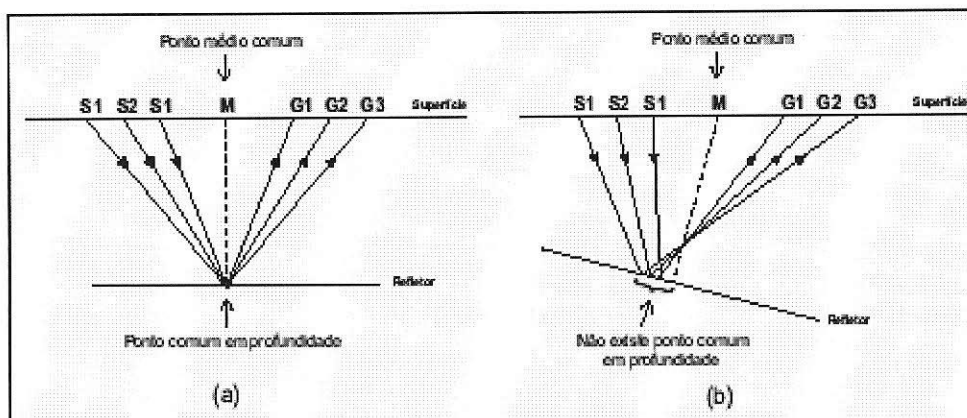
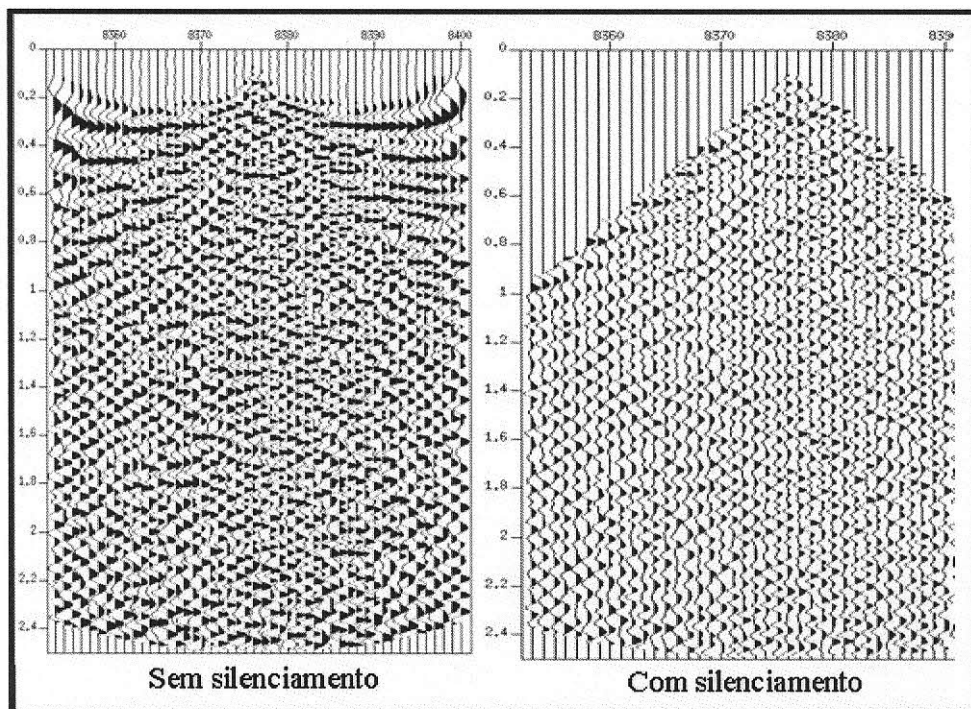


Figura 33: Arranjo geométrico de uma família CDP e caminho dos raios da fonte ao receptor para uma camada horizontal (a) e CMP para um refletor mergulhante (b) (SILVA, 2001).

### SILENCIAMENTO

Para a eliminação de valores das amplitudes do sismograma aplica-se o silenciamento ou *mute*, com isso podem-se anular áreas ruidosas das famílias de tiro comum, assim como áreas do sismograma onde se observa ondas diretas e as refratadas (Fig. 34). Esta ferramenta vem sendo muito utilizada nos fluxos de processamento não ficando restrita à fase de pré-processamento, recomenda-se a aplicação deste processo antes da deconvolução e da análise de velocidade (PARASNIS, 1997).



*Figura 34: Resultado da aplicação de silenciamento no sismograma de uma família de CDP. Observa-se os eventos de ondas diretas e refratadas sendo silenciados.*

### **RECUPERAÇÃO DE GANHO**

Devido à perda de energia do sinal sísmico e da atenuação das amplitudes do sismograma com o tempo de propagação da onda sísmica nas camadas geológicas é necessário corrigir as amplitudes com um ganho para poder melhor analisar os dados (Fig. 35).

As perdas podem ocorrer por divergência esférica ou absorção da energia pelo meio. As perdas por espalhamento geométrico ou divergência esférica estão associadas ao decaimento das amplitudes pelo espalhamento da frente de onda sísmica durante a propagação. Outro tipo de perda é pela absorção da energia sísmica transformando-a em calor durante a propagação da onda no meio, esta é uma transformação irreversível devido ao

comportamento elástico das rochas (TELFORD *et al.*, 1990). As perdas decorrentes da absorção são menores que as perdas associadas à divergência esférica para pequenas distâncias.

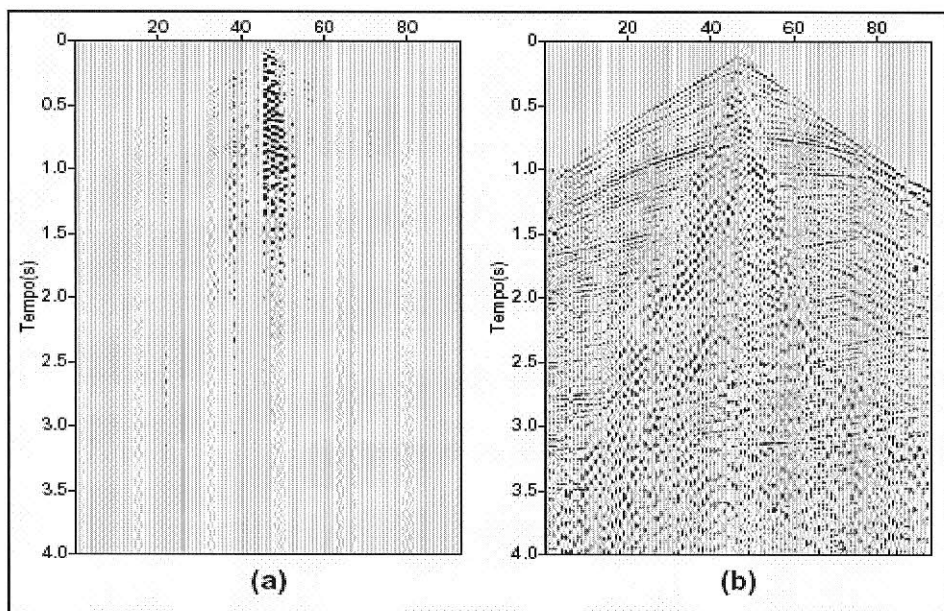


Figura 35: Recuperação das amplitudes de traço de uma família de tiro: a) sismograma sem ganho; b) sismograma após ganho (SILVA, 2001).

#### **ANÁLISE DE VELOCIDADE E CORREÇÃO NMO**

Esta etapa do processamento sísmico é de fundamental importância, pois o sucesso da seção sísmica empilhada depende do grau de precisão do campo de velocidade estimado das rochas em subsuperfície. Outro ponto importante é a correção de *normal moveout* ou correção NMO. O registro dos dados a diferentes afastamentos fonte-receptor irá fornecer informações sobre a velocidade em subsuperfície, analisando os CMP's gerando valores de tempo duplo para afastamento zero.



As velocidades sísmicas são interpretadas através da análise da velocidade chamada de Velan ou Anavel, onde se estima as velocidades das reflexões primárias que melhor corrige, ou seja, horizontalize o NMO. As funções estimadas das velocidades são interpoladas entre pontos de análise para fornecer valores de velocidades para todos CMP's ao longo da linha (YILMAZ, 2001).

Assumindo que os refletores são planos paralelos, quando os dados estão na forma de CDP têm-se vários eventos que ocorreram em subsuperfície que possuem um único ponto de incidência em profundidade. Esses refletores são vistos em um sismograma representados por uma forma hiperbólica, isto devido ao retardo da chegada do evento até o geofone, que é consequência do afastamento fonte receptor. A correção deste sobretempo é denominada de correção de NMO. Esta correção é calculada pela equação 3.5.

$$\Delta_t = \sqrt{t_0^2 + \left(\frac{x^2}{v}\right)} - t_0 \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Após esta correção, os eventos antes hiperbólicos, deverão ficar horizontalizados, para isto a velocidade NMO ( $V_{\text{NMO}}$ ) deve ser a mais correta possível. Posteriormente à horizontalização com a velocidade correta os traços são somados (empilhamento) gerando um traço de afastamento nulo ou *zero-offset*, este procedimento torna possível o aumento da relação sinal/ruído diminuindo o ruído aleatório.

Quando a velocidade utilizada para a correção de NMO for maior que a do meio terá uma subcorreção do evento hiperbólico, ou seja, o evento não estará totalmente horizontalizado (Fig. 36). Se a velocidade for menor teremos uma sobrecorreção (Fig. 36), assim necessitando de um modelo de velocidade o mais preciso possível para os eventos se horizontalizarem (YILMAZ, 2001).

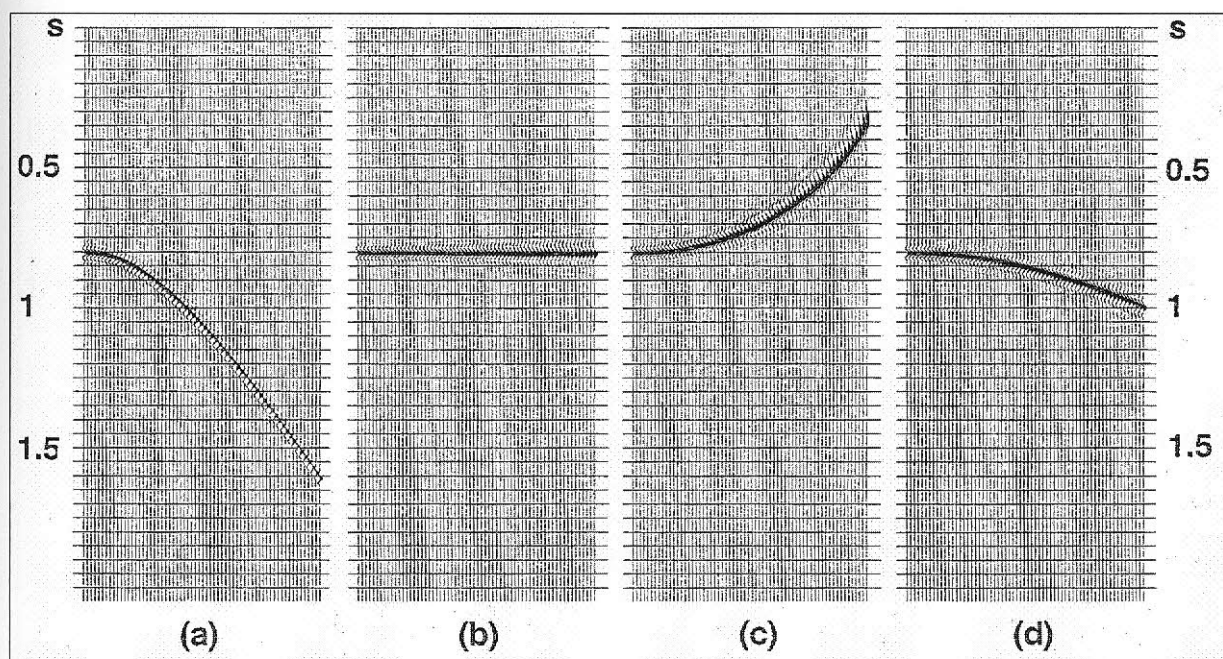


Figura 36: Sismogramas com um evento de velocidade NMO de 2264m/s (a); correção NMO usando um valor de velocidade mais próxima da real (b); correção de NMO ( $V_{NMO}=2000\text{m/s}$ ) com sobrecorreção (c); correção de NMO ( $V_{NMO}=2500\text{m/s}$ ) com subcorreção (d), (YILMAZ, 2001).

Como consequência da correção NMO ocorre diminuição na frequência nos offset's mais afastados gerando estiramento (Fig. 37). A parte onde ocorrem estiramentos introduzidos pelo processamento é eliminada do dado através do silenciamento (YILMAZ, 2001).

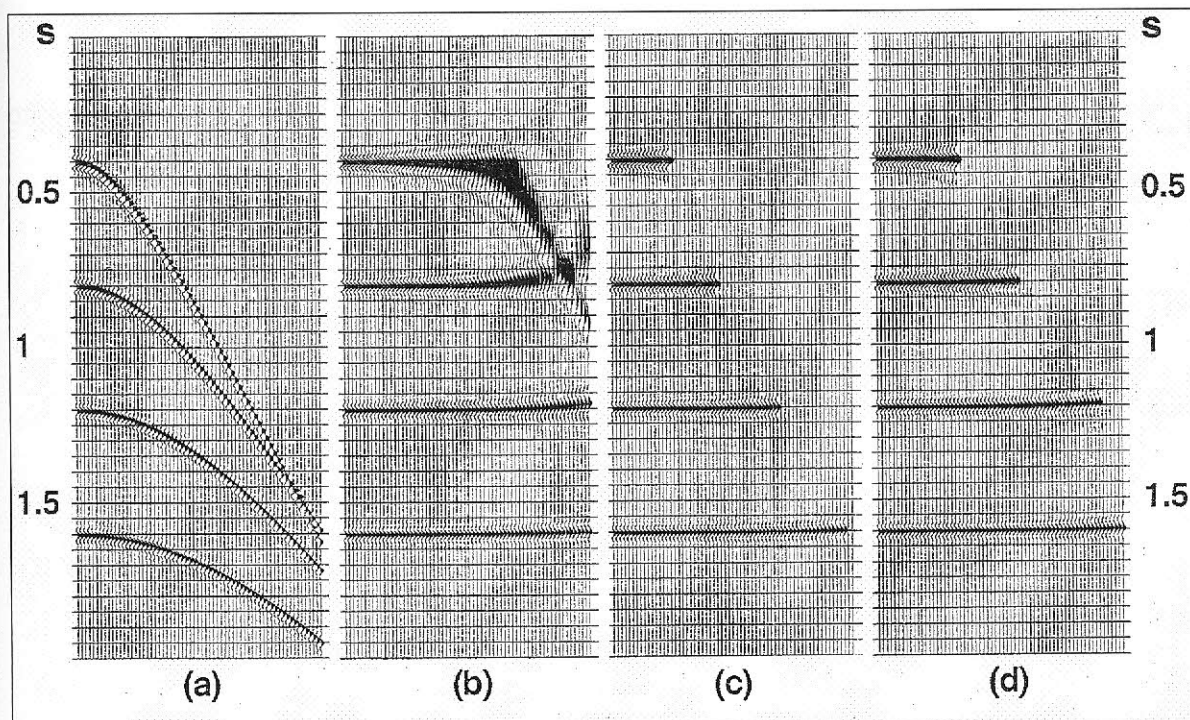


Figura 37: Sismograma com registros de eventos hiperbólicos (a); efeito de estiramento sobre a correção de NMO (b); silenciamento das áreas estiradas (c e d) (YILMAZ, 2001).

### DECONVOLUÇÃO

No processo de deconvolução tem-se a intenção de aumentar a resolução temporal e vertical dos traços sísmicos, além de atenuação de reflexões múltiplas e reverberações. Esta é uma ferramenta muito importante e eficiente sendo rotineiramente empregado no fluxo de processamento das empresas petrolíferas. Normalmente é empregada antes da análise de velocidade com os dados organizados no domínio do tiro.

A deconvolução é um processo matemático que tem por base a estimativa de um filtro inverso que quando convolvido com o pulso o converte em impulso, assim sendo capaz de fornecer a resposta impulsiva das camadas geológicas quando aplicado ao traço sísmico.

O modelo convolucional é matematicamente representado pela equação 3.6:

$$x(t) = w(t) * e(t) + n(t) \quad (\text{Eq. 3.6})$$

onde:

$x(t)$ -traço sísmico

$w(t)$ -pulso sísmico básico

$e(t)$ -função refletividade ou resposta impulsiva da terra

$n(t)$ -ruído aleatório

algumas hipóteses são admitidas no modelo convolucional (YILMAZ, 2001):

- A forma da onda não muda durante sua propagação, não existindo decaimento da amplitude decorrentes de efeitos de atenuação;
- A onda é longitudinal ou seja onda  $P$  com ângulo de incidência normal as camadas em subsuperfície;
- A forma da onda emitida pela fonte é conhecida;
- O ruído é desprezível;
- A função refletividade é considerada aleatória.

Para a aplicação da deconvolução pode-se optar pelo filtro inverso para atenuação dos efeitos da assinatura da fonte, para quando esta não é conhecida. Quando se conhece a assinatura da fonte pode-se aplicar o filtro preditivo. A deconvolução também é aplicada para a eliminação de efeitos dos instrumentos e efeitos de múltiplas.



### ***CORREÇÃO DE DMO***

A técnica de DMO corrige os dados sísmicos pré-empilhados das distorções causadas pelo espalhamento de energia em decorrência dos refletores serem mergulhantes, transformando as seções de afastamento não nulo em seções de afastamento nulo. Isso normalmente é feito em famílias de afastamentos comuns após a aplicação da correção de NMO. Quando aplica-se a migração pré-empilhamento não é necessário a correção DMO pois a migração já posiciona corretamente os refletores.

As velocidades de NMO são consideravelmente superiores às velocidades DMO-*Dip Moveout* para os refletores inclinados e os mergulhos das camadas são dependentes das  $V_{NMO}$ . Com isso tem-se a necessidade de corrigi-las e remover a dependência dessas velocidades de NMO.

Este processo melhora a resolução das reflexões em eventos com mergulhos conflitantes que tem diferentes velocidades NMO. Situações como estas podem ser encontradas em algumas feições geológicas como planos de falhas com altos mergulhos, conflitando com reflexões associadas a camadas de mergulhos baixos. Pode ocorrer em flancos de domos de sal interferindo nas reflexões das camadas adjacente (Fig. 38).

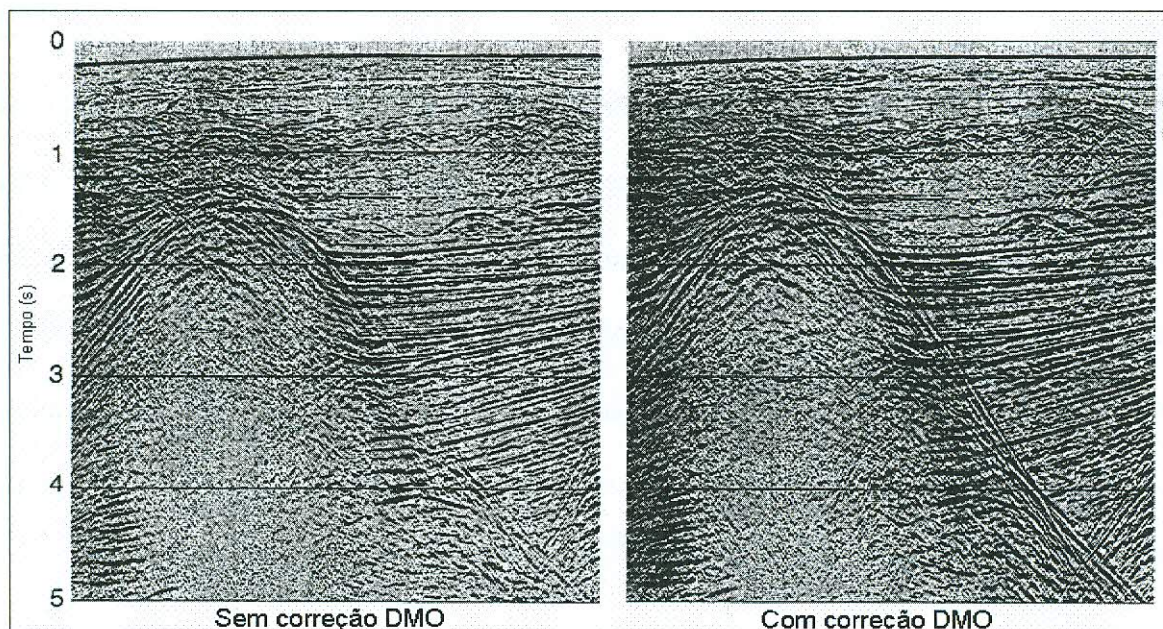


Figura 38: Correção DMO em uma área com domos salinos. A correção DMO melhora o imageamento nas bordas do domo onde há conflito com as reflexões das camadas adjacentes (YILMAZ, 2001).

### **EMPILHAMENTO**

Com os eventos sísmicos horizontalizados aplica-se o processo de empilhamento dos traços sísmicos, fase também chamado *stack*, isto é, a soma aritmética das amplitudes dos traços das famílias de CDP's. Nesta operação o produto final será um traço para cada família de CDP. As amplitudes de um traço são divididas pelo número de traços somados visando manter as amplitudes dos eventos sísmicos preservadas.

Para haver uma soma destrutiva dos ruídos e soma construtiva dos sinais, melhorando a razão sinal/ruído dos dados, é necessário que o grau de coerência alcançado nos eventos de reflexão seja máximo, todos os eventos estando o mais próximos da horizontal (Fig. 39).

Na figurar 39 vemos seis registros 2D no domínio do tiro na linha superior, isto é, cada traço representa o registro de um mesmo tiro. Destes dados do domínio do tiro é gerado um

CDP para cada ponto comum em profundidade, isto se faz da seguinte maneira: seleciona-se um traço de cada tiro que imagear o mesmo ponto em profundidade, assim reagrupando os dados no domínio do CDP. A partir disto aplica-se a correção NMO que horizontalizará as reflexões. Com o dado corrigido o NMO é aplicado a soma das amplitudes, ou seja, o empilhamento do CDP que gerará para um ponto em profundidade apenas um traços sísmico. Isto é valido apenas para o empilhamento de dados 2D, no caso de 3D os dados empilhados são aqueles que imagearam uma determinada área em subsuperfície.

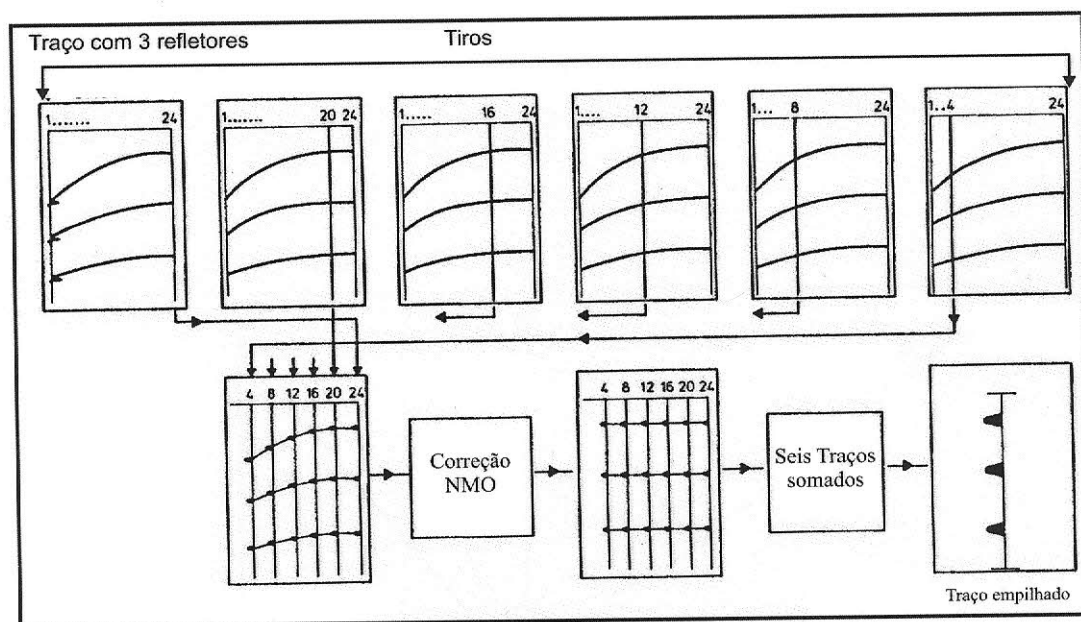


Figura 39: Esquema mostrando o processo de empilhamento 2D gerando um traço sísmico (PARASNIS, 1997).

## MIGRAÇÃO

Após os dados sísmicos serem submetidos ao empilhamento e correções necessárias ainda assim há deslocamentos dos refletores mergulhantes estando fora da sua posição correta aparecendo na seção empilhada como mergulho aparente. A seção sísmica migrada é muito preciosa para o mapeamento das estruturas geológicas, sendo uma imagem mais próxima da realidade.

A migração sísmica tem por fim corrigir a posição dos refletores inclinados, além disso, a migração também agrupa ou colapsa a energia difratada diminuindo as difrações (Fig. 40). Pode-se dizer na prática que os eventos mergulhantes dos refletores são movidos para cima na direção do mergulho (YILMAZ, 2001).

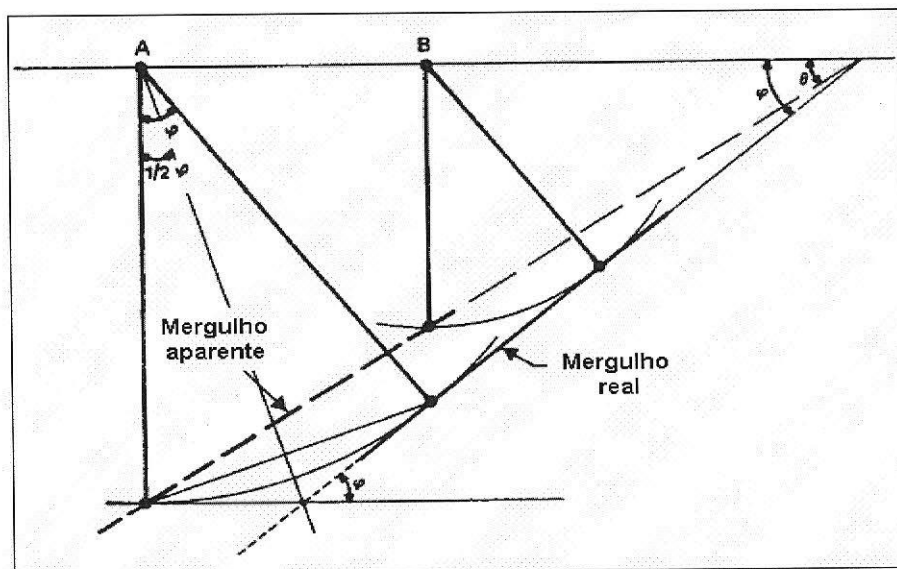
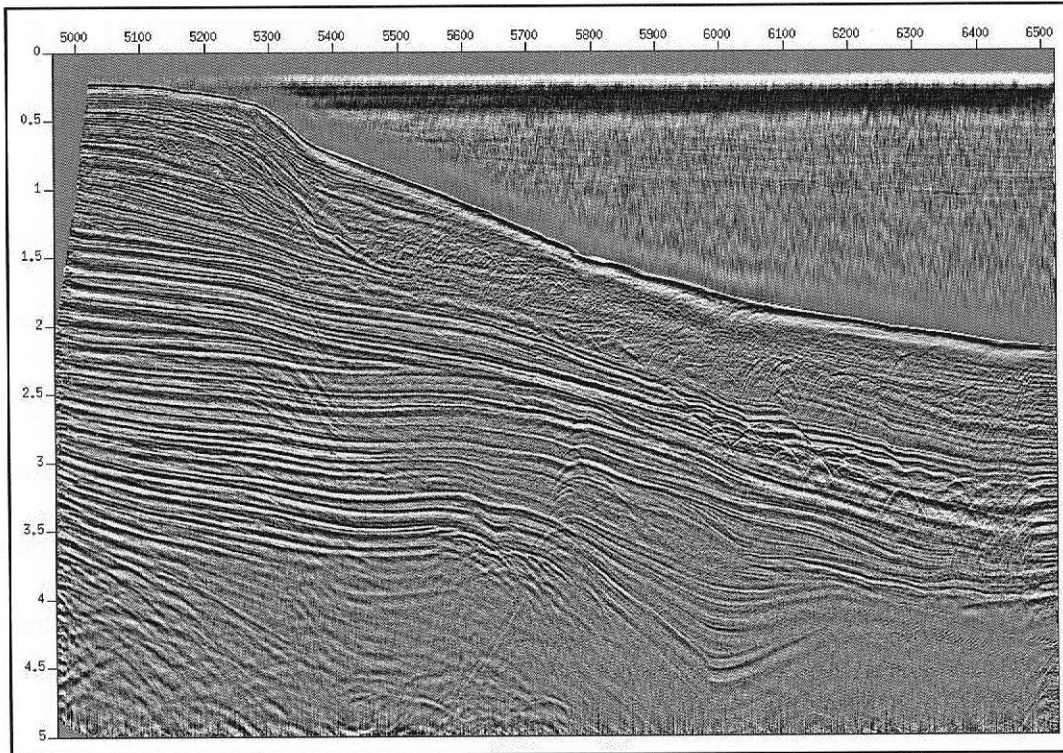


Figura 40: Posicionamento dos refletores sísmicos através da migração sísmica. Observar que o mergulho real é maior que o mostrado.

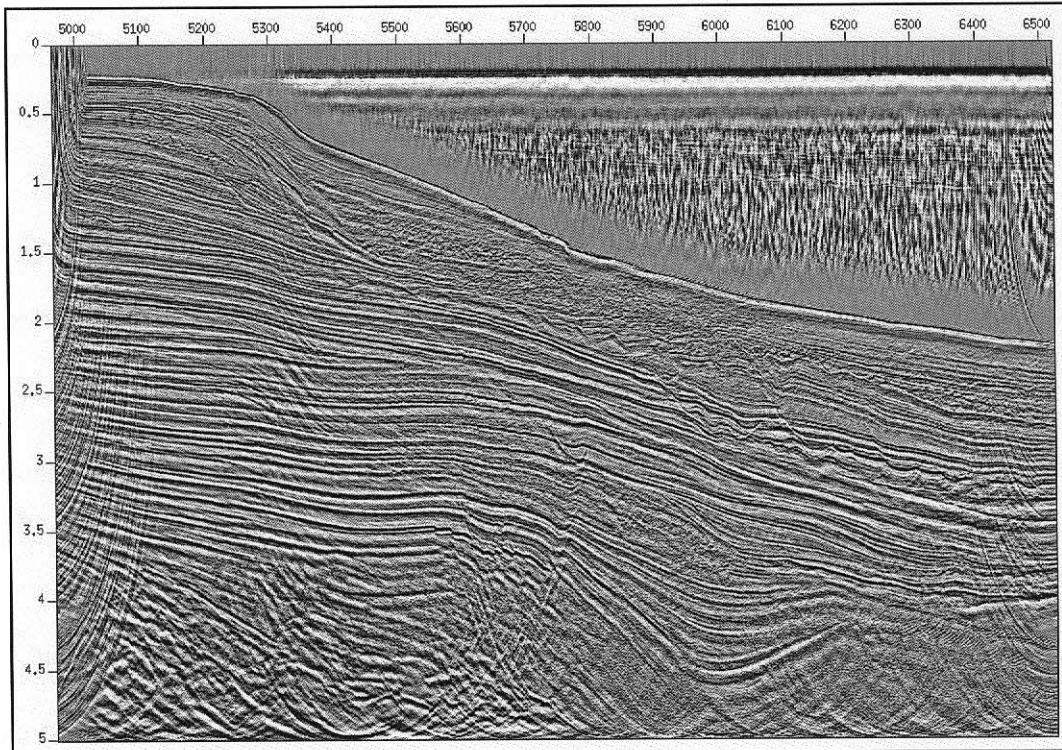


Esta operação pode tanto ser aplicada em dados pré-empilhamento como pós-empilhamento. Além disso a migração pode gerar uma seção sísmica em tempo ou em profundidade. Existe vários tipos de algoritmos de migração sísmica onde pode-se listar alguns mais conhecidos: Kirchhoff utiliza o princípio de Huygens e soma de difrações; Diferenças Finitas- método que simula a cada iteração o campo de ondas que seria registrado se uma camada fina do terreno tivesse sido retirada ou o *datum* que contém fonte e receptor fossem aprofundados; FK-migração no domínio  $f-k$ ; e FX-migração por diferenças finitas no domínio da frequência.

Na figura 41 podemos observar uma seção sísmica marítima onde não foi aplicada a migração. Nota-se que a imagem não permite definir com nitidez as estruturas geológicas, sendo muito contaminada por efeitos de difrações e mergulhos aparentes. Após a aplicação da migração é possível dar maior precisão aos refletores inclinados na seção (Fig. 42). Um dos efeitos causados pela migração chama-se “sorriso de migração” que é resultado de operadores de migração truncados (Fig. 42). Este efeito tem maior intensidade nas bordas das seções, em pontos difratores e em tempos maiores.



*Figura 41: Seção sísmica em tempo sem aplicar migração. Neste caso ocorre muitas difrações e refletores com mergulhos aparentes.*



*Figura 42: Seção sísmica migrada em tempo. Observar a melhora na resolução e imageamento dos falhamentos. Efeitos de sorriso de migração nas bordas seção e em tempos maiores.*

### 3.7 INTERPRETAÇÃO

Após o processamento sísmico ter gerado uma seção sísmica migrada inicia-se a interpretação da seção contextualizando-a geologicamente, dando um significado geológico aos sinais registrados pelos receptores. Isto irá embasar a localização de alvos exploratórios, dimensionamento das jazidas, obtenção de propriedades petrofísicas das rochas e monitoramento da produção dos reservatórios. Esta etapa do processo é a mais intuitiva exigindo grande criatividade e conhecimentos dos conceitos geológicos a fim que possa representar a geologia mais próxima da real na seção.

A interpretação costuma fazer uso de atributos sísmicos que auxiliem a identificar as propriedades das rochas através de vários parâmetros. A análise das amplitudes dos sinais é uma forma muito utilizada de se identificar diferentes litologias, entretanto existem inúmeros atributos que o interprete pode recorrer para melhor visualizar os dados.

Embora a sísmica seja uma ferramenta com alto poder de resolução espacial em área, na resolução vertical não acontece o mesmo. Uma das etapas de responsabilidade do interprete é calibrar a seção sísmica com os dados que tenham maior resolução vertical como de perfis de poços (raios gama, sônico, neutão, densidade, check shot e VSP) e dados diretos como testemunhos e descrições de amostra de calha, isto permite conectar o sinal sísmica ao contexto estratigráfico para mapeá-los em área.

Na interpretação sísmica 3D pode-se visualizar os dados linha a linha, sendo este um sistema utilizado antigamente. Hoje em dia utiliza-se a visualização 3D (Fig. 43) para mapear e manipular os principais atributos da sísmica visualizando melhor os aspectos estruturais e estratigráficos. Isto permite visualizar as seções em qualquer direção além de visualizar os



dados em seções horizontais em tempo ou profundidade (*time slices e depth slice*). Isto exige um grande aparato computacional, pois manipula grande quantidade de dados.

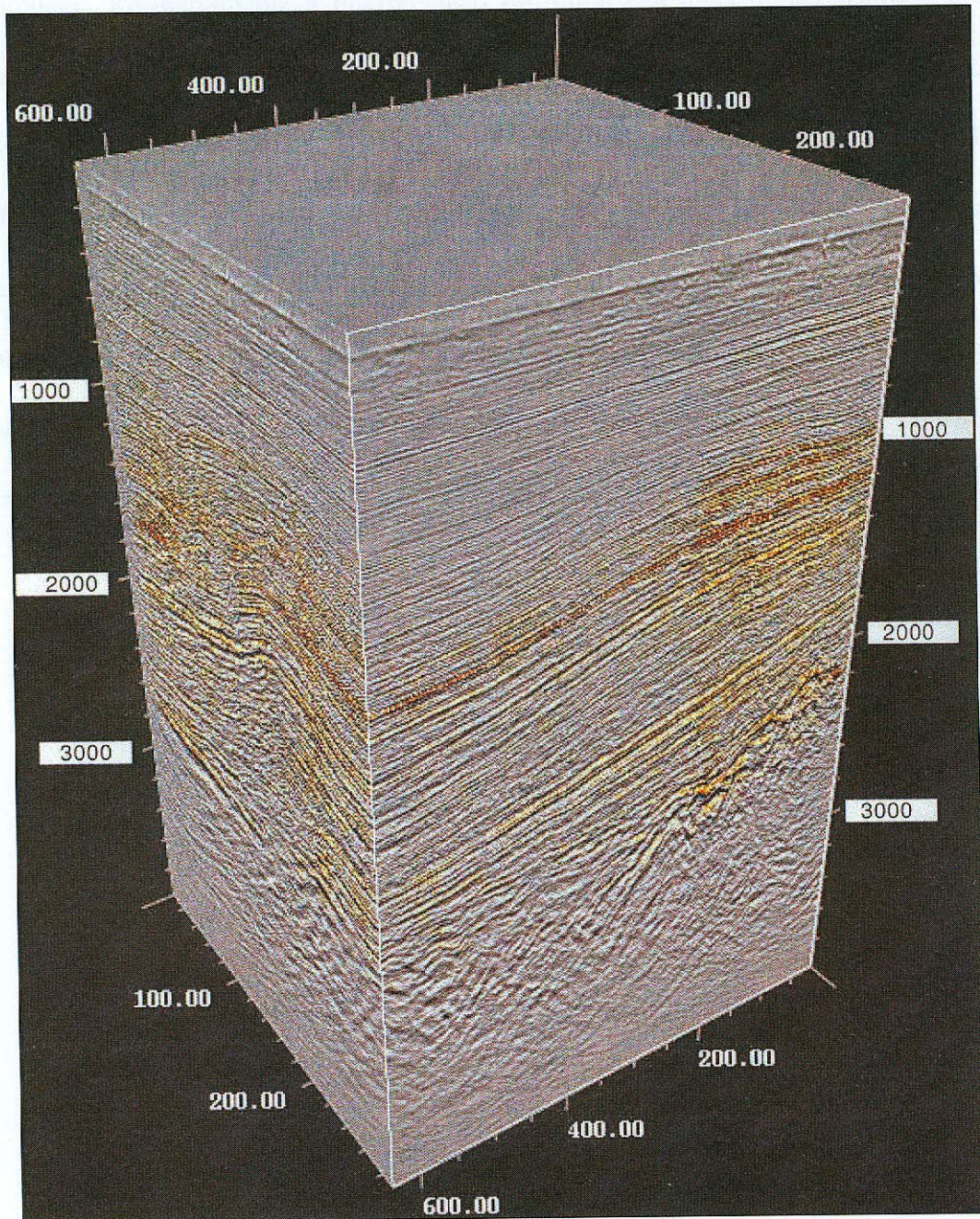


Figura 43: Imagem de cubo sísmico 3D derivado de migração sísmica pré-stack de dados 3D marinho (YILMAZ, 2001).



A interpretação foca-se no mapeamento do tempo de trânsito e amplitude da onda contidos na imagem 2D e 3D. A interpretação utiliza seções sísmicas em tempo ou profundidade. Rotineiramente a interpretação estrutural usa duas linhas sísmicas cruzando uma a outra para a identificação das direções estruturais preferenciais de cada modelo geológico assim determinando o padrão estrutural da área de estudo. No auxílio da identificação das estruturas utiliza-se *time slices* que permite ver o dado em mapa em determinado tempo da seção gerando mapas de contorno estrutural (Fig. 44). Na interpretação estrutural é primeiramente baseado na identificação do tempo de trânsito que são coincidentes com as camadas geológicas. Em áreas de complexa estruturação a visualização por *time slices* pode em alguns casos ser utilizada para mapear falhas e contorno de horizontes (Fig. 45).

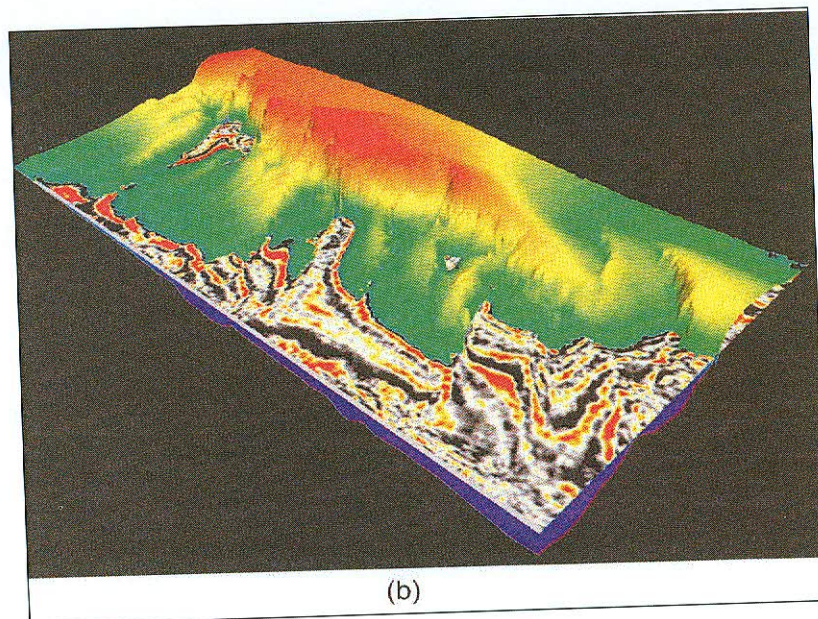
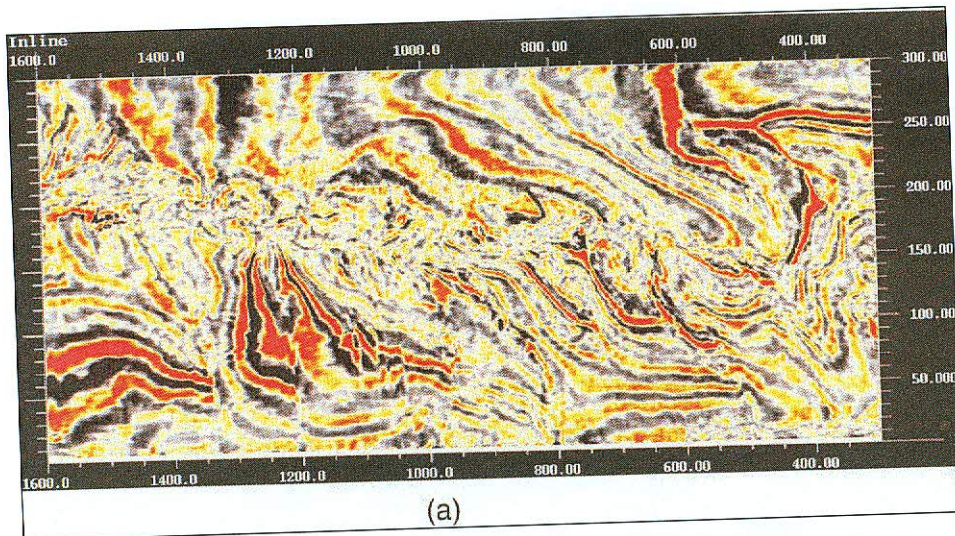
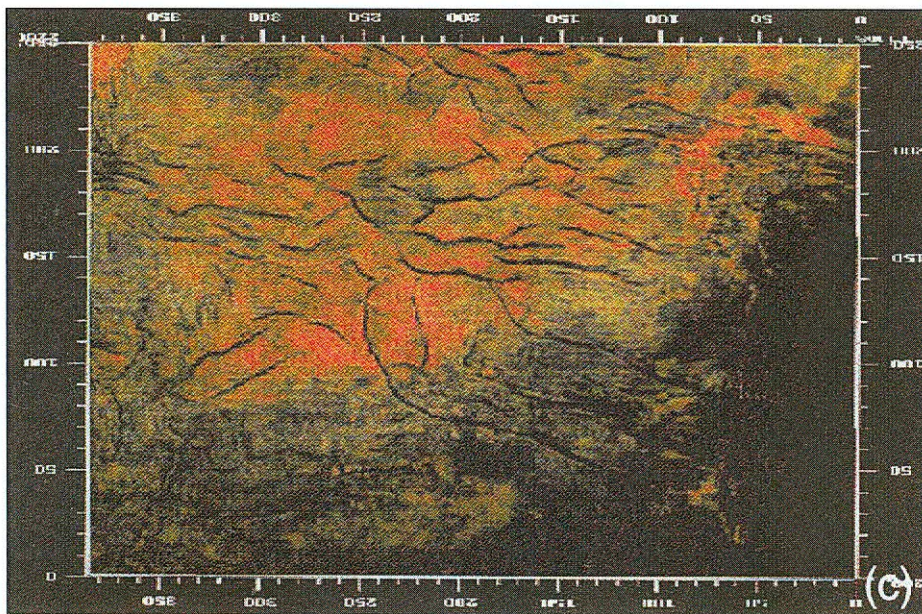


Figura 44: Time slices de uma seção migrada mostrando intenso falhamento (a) e intersecção de time slices com superfície estrutural derivada de interpretação de um volume de dados (YILMAZ, 2001).





*Figura 45: Interpretação estrutural de padrões de falhas utilizando imagens em mapa de horizontes (YILMAZ, 2001).*

Na interpretação sísmica estratigráfica são primeiramente identificadas as amplitudes para realçar as características associadas aos ambientes deposicionais e a sedimentologia (YILMAZ, 2001). A interpretação inicia-se com o mapeamento dos horizontes conforme a amplitude que se observa, normalmente utiliza-se a técnica de plantio de sementes que rastreia as amplitudes de um determinado horizonte automaticamente. Os produtos dos mapeamentos dos horizontes são a geração de mapas de isópacas e isócronas. SHERIFF (1978) resumiu alguns pontos importantes a serem observados nos dados sísmicos que podem auxiliar na interpretação de feições estratigráficas (Tabela 4).

Tabela 4: Principais parâmetros a serem considerados na interpretação sísmica estratigráfica (SHERIFF, 1978).

	Litologia					Sedimentar					Histórica	
	Velocidade-contraste de densidade	Textura	Natureza da rocha	Variação lateral	Conteúdo de fluido	Espessura	Continuidade de espessura	Processos deposicionais	Direção de Fonte	Ambiente deposicional	Subsidência/erosão	Soerguimento
Amplitude	Ok			Ok	Ok	Ok						
Frequência dominante		Ok			Ok	Ok						
Continuidade da Reflexão							Ok	Ok		Ok		
Abundancia de Refletores		Ok										
Configuração da Reflexão			Ok					Ok	Ok	Ok	Ok	
Variação de Intervalos			Ok						Ok		Ok	

A interpretação de uma seqüência deltaica pode ser interpretada utilizando dados sísmicos 3D e a manipulação de amplitudes. A figura 46 mostra a interpretação de um sistema deltaico em seção e visualizando-o tridimensionalmente (YILMAZ, 2001). Na figura 47 podemos observar uma seção com a interpretação do topo e base do reservatório associado à falhas.



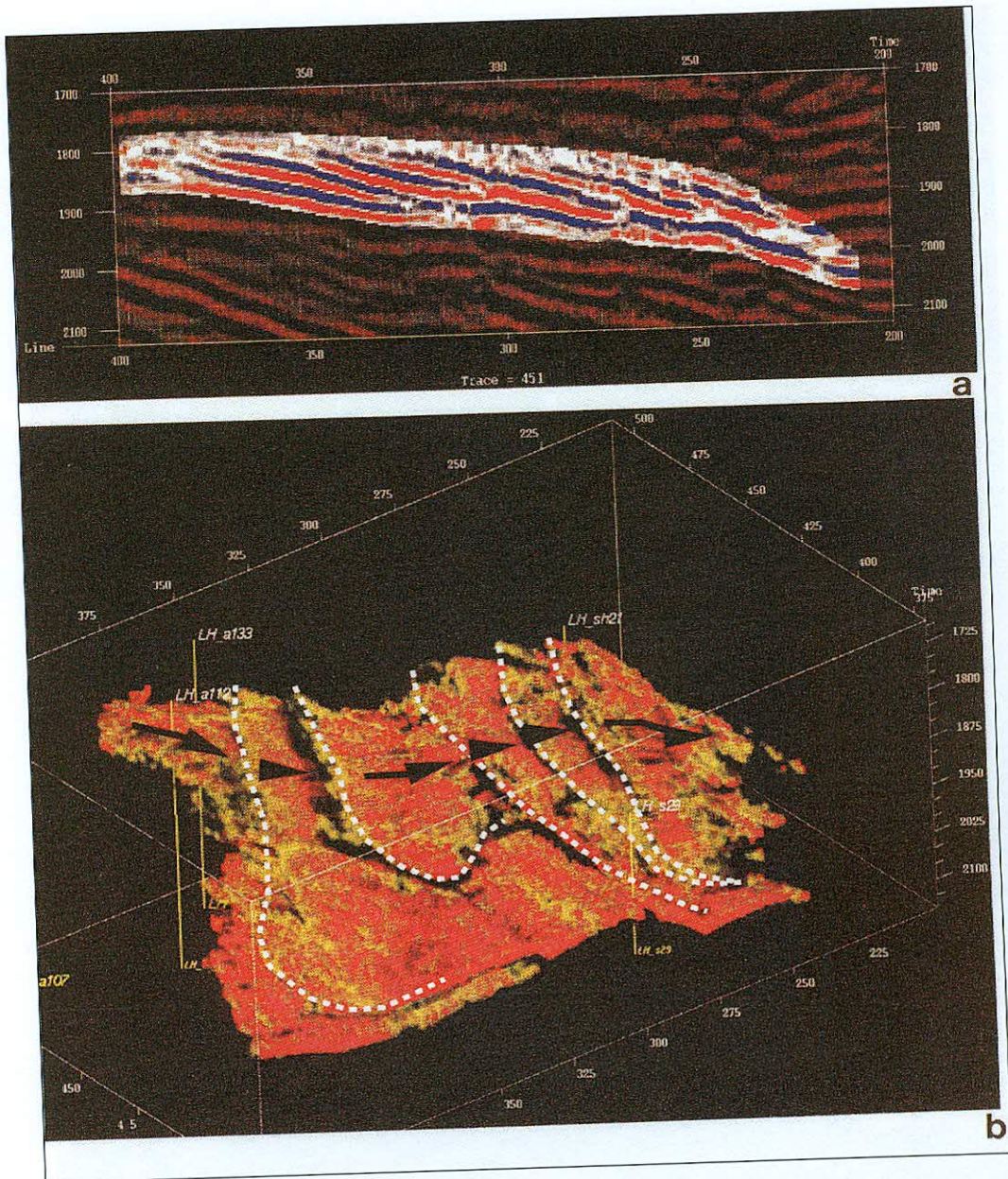
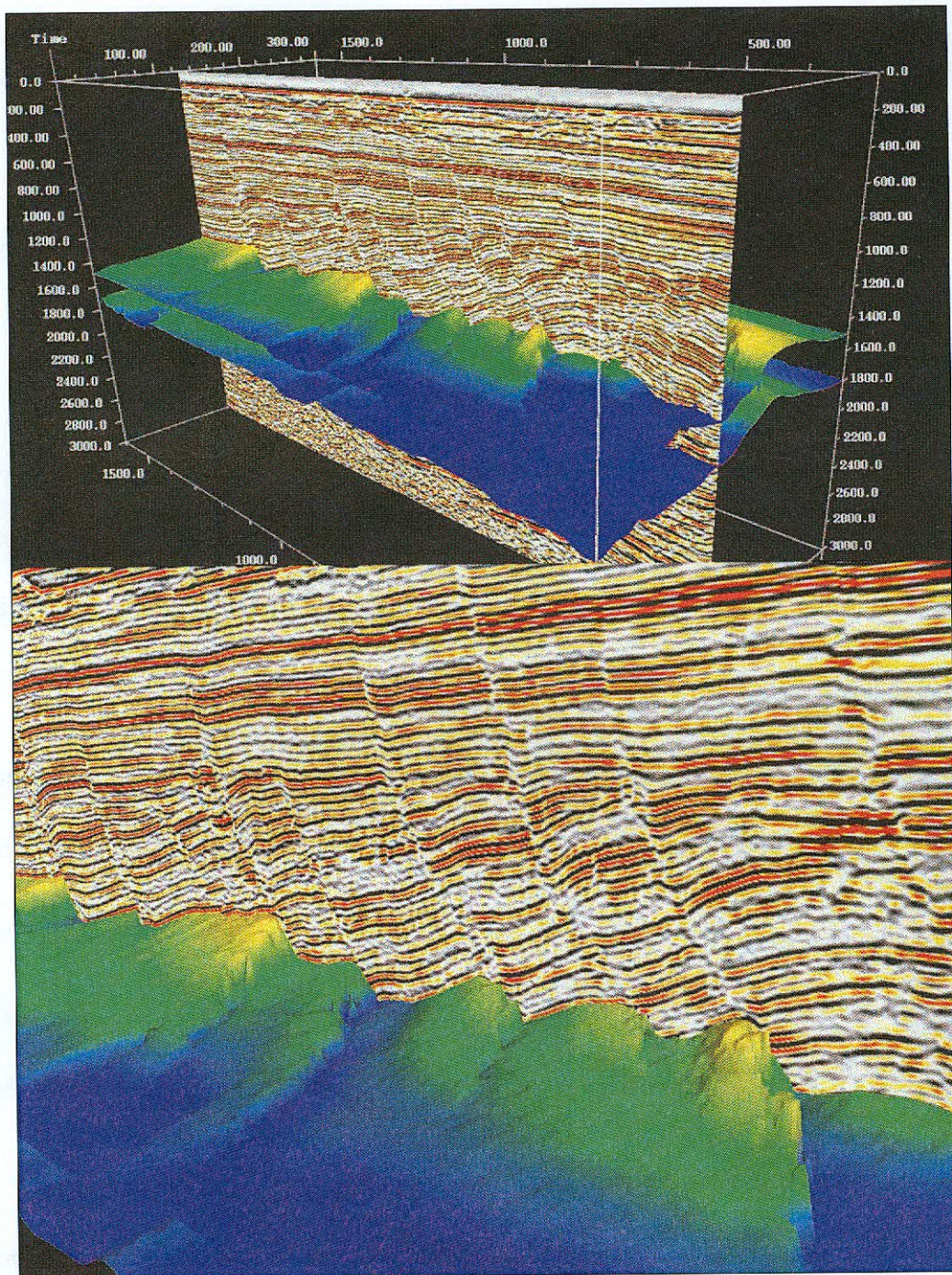


Figura 46: Seqüência deposicional associadas a delta visto em seção (a) e visualização tridimensional de um sistema deltaico (YILMAZ, 2001).





*Figura 47: Cubo sísmico 3D com interpretação de topo e base de reservatório e detalhe de uma seção. Notar inúmeras falhas que cortam o reservatório (YILMAZ, 2001).*



## CAPÍTULO 4 ESTUDO DE CASO: EXPERIENCIA DA APLICAÇÃO DE SÍSMICA 4D PARA MONITORAMENTO DE RESERVATORIOS NA BACIA DE CAMPOS

---

### 4.1 INTRODUÇÃO

Vários indicadores técnicos econômicos caracterizam a atividade de E&P. Destes índices dois são muito importantes: o sucesso exploratório e fator de recuperação. Na análise de gerenciamento de projetos em E&P são comumente usados o valor presente líquido e valor monetário esperado para quantificação.

Em muitos casos, no entanto, apesar da significativa quantia do capital de investimento ser despendido em novas tecnologias em E&P, o sucesso exploratório de uma jazida e o fator de recuperação ainda não chega a 50%.

Considerando algumas razões associadas às incertezas geológicas, a tecnologia sísmica tem historicamente desenvolvido um grande papel, contribuindo com a indústria petrolífera na diminuição das incertezas geológicas e melhorando os indicadores de E&P.

O uso de sísmica 4D ou *time-lapse* permite a indústria de E&P melhorar os índices relacionados ao gerenciamento de reservatórios. Além de refinar o modelo geológico 3D e o modelo de fluxo. Informações novas de sísmica 4D ajudam não só a aumentar a caracterização de reservatório, mas também a revelar áreas com potencial exploratório ainda não mapeados e o monitoramento do reservatório.

As experiências de sísmica 4D no Brasil iniciaram-se em 1994 e podem ser divididas em 3 fases: estudos de viabilidade técnica e econômica e estudos pilotos *onshore*; aplicação de projetos de pesquisa; e projetos em águas profundas. Durante este período desenvolveu-se



na Petrobras um fluxo de trabalho com 15 etapas que vai da identificação do potencial 4D até a quantificação do retorno do investimento (ROI). Os campos de Fazenda Alvorada e Alto do Rodrigues na porção terrestre das bacias do Recôncavo e Potiguar, respectivamente, foram os pioneiros na aplicação da sísmica 4D no Brasil, em 1994 no Recôncavo e 1998 em Potiguar.

Comparativamente a sísmica 2D e 3D pode-se considerar que a sísmica 4D ainda está iniciando no Brasil. Isto se deve a muitos dos campos maduros estar localizado em bacias terrestres, inviabilizando a aplicação da sísmica 4D, e maior parte dos campos em águas profundas ainda não estarem em seu estágio maduro, dispensando o emprego de tecnologias emergentes como suplemento.

Em muitos dos casos *onshore* a aplicação da sísmica 4D é normalmente mais dispendiosa comparando-se ao custo de perfuração de um novo poço, em média o custo de perfurar 5 a 10 poços em terra equivale à execução de um projeto de sísmica 4D para uma área de 100 km<sup>2</sup>. Neste contexto, para o gerenciamento do campo é preferível perfurar novos poços ou mudar a zona de completação, ação esta que compensará os investimentos que seriam realizados em sísmica 4D.

O contexto da aplicação da sísmica 4D *offshore* no Brasil, particularmente em águas profundas e ultra-profundas, é completamente diferente de áreas *onshore*. Neste caso, a perfuração de um ou dois poços, em media é comparável ao desempenho de um projeto 4D para uma área de 600 km<sup>2</sup>. Baseado na prerrogativa econômica que um poço em águas

profundas tem um custo muito elevado, a sísmica 4D torna-se uma técnica atrativa para os campos *offshore* brasileiros.

O passo inicial para estratégia de execução do levantamento sísmico 4D é interagir em conjunto com as equipes de reservatório e grupos de suporte técnico das unidades de negócios buscando novas oportunidades que viabilizem a execução de sísmica 4D.

Nos projetos desenvolvidos na América do Sul deve-se levar em consideração aspectos particulares comparando os custos de serviços sísmicos realizados no Mar do Norte e Golfo do México. Em particular, na América do Sul o custo de mobilização/desmobilização das equipes sísmicas vindas geralmente do hemisfério norte pode ser significativo na exeqüibilidade do projeto chegando a representar de 20 a 30% do custo total de um levantamento. Por esta razão o grupo de trabalho de E&P integra uma visão de portfólio com projetos de sísmica 3D e 4D para minimizar a incidência destes custos de deslocamento inerentes ao hemisfério sul.

A experiência da sísmica 4D no Brasil em sua primeira fase é caracterizada por estudos de viabilidade técnica e econômica em projetos pilotos *onshore*, embora ainda se estuda nos dias de hoje a performance desta técnica em alguns projetos. A segunda fase foi iniciada em 1999 com o primeiro projeto de pesquisa aplicada em sísmica 4D denominado de PRAVAP 10. Em 2001 teve início um outro projeto chamado PRAVAP 19.

Com a experiência adquirida na execução dos projetos prévios definiu-se uma nova estratégia a ser seguida. Hoje a estratégia do PRAVAP 19 esta focada na transição de estudos

profundas tem um custo muito elevado, a sísmica 4D torna-se uma técnica atrativa para os campos *offshore* brasileiros.

O passo inicial para estratégia de execução do levantamento sísmico 4D é interagir em conjunto com as equipes de reservatório e grupos de suporte técnico das unidades de negócios buscando novas oportunidades que viabilizem a execução de sísmica 4D.

Nos projetos desenvolvidos na América do Sul deve-se levar em consideração aspectos particulares comparando os custos de serviços sísmicos realizados no Mar do Norte e Golfo do México. Em particular, na América do Sul o custo de mobilização/desmobilização das equipes sísmicas vindas geralmente do hemisfério norte pode ser significativo na exeqüibilidade do projeto chegando a representar de 20 a 30% do custo total de um levantamento. Por esta razão o grupo de trabalho de E&P integra uma visão de portfólio com projetos de sísmica 3D e 4D para minimizar a incidência destes custos de deslocamento inerentes ao hemisfério sul.

A experiência da sísmica 4D no Brasil em sua primeira fase é caracterizada por estudos de viabilidade técnica e econômica em projetos pilotos *onshore*, embora ainda se estuda nos dias de hoje a performance desta técnica em alguns projetos. A segunda fase foi iniciada em 1999 com o primeiro projeto de pesquisa aplicada em sísmica 4D denominado de PRAVAP 10. Em 2001 teve início um outro projeto chamado PRAVAP 19.

Com a experiência adquirida na execução dos projetos prévios definiu-se uma nova estratégia a ser seguida. Hoje a estratégia do PRAVAP 19 esta focada na transição de estudos



de viabilidade para a escale real de execução dos projetos de sísmica 4D. Com isto já se aprendeu algumas lições sobre sísmica 4D e já tem se aplicado melhores práticas desta tecnologia.

Uma das aprendizagens que se pôde ter com estes anos de pesquisa em sísmica 4D foi o desenvolvimento de um fluxo de processos de trabalho que são resumidos em 15 etapas:

1. Identificação de grupos de sísmica 4D; análise de VOI inicial
2. Estudos de viabilidade técnica e econômica (física de rocha 4D, modelagem sísmica inicial, análise de VOI, etc)
3. Integração de sísmica sintética 4D, modelagem geológica e modelagem de fluxo
4. Portifólio do potencial do Projeto sísmico 4D, risco e análise de prioridade
5. Avaliação sísmica e desenho – fase de planejamento (geometria e simulação de *offset*, análise de amostragem e azimute, estudos de iluminação, análise de repetibilidade)
6. Aquisição de dados sísmicos 4D – operacional e controle de qualidade
7. Processamento de sísmica 4D
8. Processamento especial para 4D – inversão 4D, reconhecimento de padrões sísmicos 4D
9. Interpretação sísmica 4D – discriminação de saturações e pressões, contatos de fluidos, detecção de falhas e barreiras de permeabilidade
10. Melhorias na modelagem geológica 4D – distribuição das fácies eletrofísicas
11. Integração da modelagem sísmica 4D com o modelo de fluxo e histórico
12. Planejamento de perfurações com o suporte das interpretações dos dados sísmicos 4D

13. Perfuração dos novos poços baseados nas interpretações sísmicas 4D
14. Quantificação *a posteriori* de ROI
15. Tecnologia sísmica 4D: lições aprendidas, melhores práticas junto com o plano de comunicação entre o cliente e a equipe

## **4.2 PROJETO DE SÍSMICA 4D EM ÁGUAS PROFUNDAS DO COMPLEXO MARLIM**

No projeto 4D do Complexo de Marlim foram levantados cerca de 1.520 km<sup>2</sup> de dados sísmicos focando a caracterização do reservatório e monitoramento da produção, sendo que este projeto é o maior já realizado nos campos brasileiros para este objetivo. É um projeto recente e inovador na exploração petrolífera brasileira que está na fase de interpretação dos dados.

### ***CONTEXTO GEOLÓGICO***

O campo gigante de Marlim foi descoberto em 1985, localiza-se na Bacia de Campos a uma distância de 100 km da costa e águas de 600 a 1100m de profundidade. É o maior campo em produção no Brasil com aproximadamente 500 mil barris por dia e iniciou sua produção em 1991 através de um sistema de produção piloto. Conta com volume de óleo *in place* de 6.4 bilhões de barris STB. O campo é explotado com 87 poços de produção, 45 injetores e 7 unidades flutuantes de produção (Fig. 48).

O reservatório de Marlim é parte de um sistema de trato de mar baixo de terceira ordem seqüência a qual é associada a uma importante eustasia ocorrida a 25 Ma. Os lobos

turbidíticos preencheram uma ampla depressão desenvolvida no talude inferior em rochas evaporíticas aptianas.

As fácies reservatório compreendem camadas amalgamadas pobremente consolidada, sem estratificação e arenitos médio a fino com muito pouco silte e argila. A porosidade e permeabilidade são relativamente homogêneas. O sistema turbidítico de Marlim é dividido em 9 zonas de produção, a maioria reconhecida por descontinuidades em perfiz de poços ou testemunhos. Os limites a leste do campo são caracterizados por falhamentos e o restante do campo é limitado por acunhamento dos arenitos.

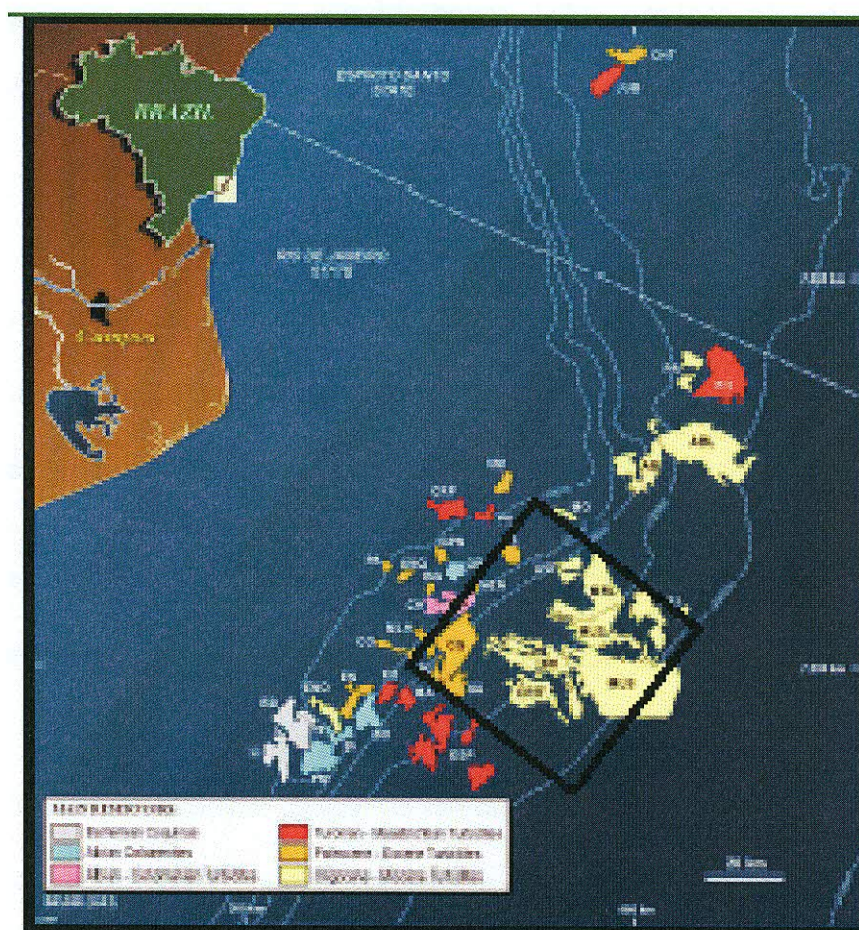


Figura 48: Localização do Complexo de Marlim. Área do complexo de Marlim inserida no polígono (BRUHN, et al 2003 apud JOHANN et al, 2006).



A fase inicial de desenvolvimento do Campo de Marlim foi concluída recentemente com mais de 200 poços perfurados com sucesso, incluindo 41 horizontais. A nova fase de desenvolvimento envolve um risco maior devido ao fato de incluir perfuração de poços com a possibilidade de locação nas bordas do reservatório ou a navegação de poços horizontais em camadas delgadas. Para tentar coibir o risco inerente a perfuração de poços em águas profundas a sísmica 4D foi executada.

#### *FASE DE ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA*

Os principais objetivos de adquirir novos dados sísmicos são, através da melhor resolução dos dados, caracterizar mais precisamente a geometria interna identificando barreiras de permeabilidade nos reservatórios, acrescentar melhorias no mapeamento estrutural e no mapeamento das bordas do reservatório, além do monitoramento da movimentação dos fluidos, mapeamento da capa de gás e revelar algumas áreas com óleo original. Todo estes objetivos ajudará a otimizar e reduzir os riscos de perfuração de novos poços e também a identificar novas oportunidades exploratórias.

Uma análise de risco relatando a espessura das camadas reservatório, qualidade das rochas, arcabouço estrutural, constituintes básicos e razão gás-óleo-água foi realizada para cada poço. A informação de dados sísmicos novos e maior resolução permitiram estimar que será possível identificar a movimentação de saturação de fluidos. A melhor caracterização do reservatório permitirá reduzir o número de poços e otimizar a disposição no reservatório.

A Bacia de Campos é muito prolífica em termos de óleo e o segundo benefício que os levantamentos sísmicos 4D trazem é o incremento dos dados possibilitando a identificação de novos níveis estratigráficos a serem explorados.

Para a análise econômica do projeto utilizou-se a metodologia de VOI com dois caminhos de árvore de decisão, um com nova sísmica e outro com nenhuma sísmica. Para o caminho que tinha a sísmica foi estimado o valor monetário esperado considerando o sucesso e fracasso. O mesmo foi aplicado ao caminho sem sísmica. Esta simples aproximação permitiu estimar de forma aproximada o valor das informações agregadas com os novos dados sísmicos.

Para cada projeto de estudo de VOI necessitou-se identificar oportunidades em potencial e o potencial de ganho após a interpretação dos dados sísmicos 4D e estimar a porcentagem de rentabilidade para construir cada caminho no modelo de árvore de decisão.

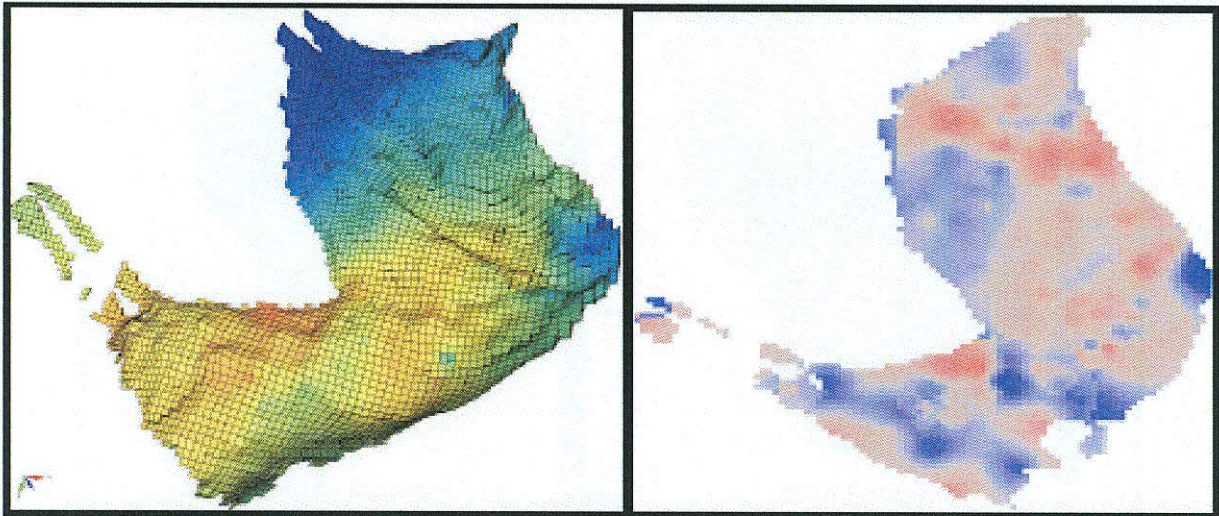
Neste projeto do Complexo de Marlim foram identificados seis ganhos potenciais após a interpretação dos dados sísmicos 4D.

- Novos poços
- Perfurar poços como apoio as incertezas geológicas
- Reduzir investimentos em perfuração
- Incremento da produtividade dos poços
- Identificação de novas oportunidades exploratórias
- Incremento na eficiência de trabalho

#### *INTEGRAÇÃO DE SÍSMICA 4D, MODELAGEM GEOLÓGICA E DE FLUXO*

Tanto o PRAVAP 10 e PRAVAP 19 desenvolveram pesquisas para melhor entender como integrar interpretações sísmicas 4D com modelos geológicos e de fluxo. Para o projeto

Marlim foram construídos o modelo petro-elástico baseado na equação de Gassmann e o modelo sísmico sintético com informações de simulação de fluxo, pressão e fluidos (Fig. 49).



*Figura 49: Modelo de fluxo 3D de Marlim (camada 13) à esquerda e modelo de sísmica sintética à direita (EMRICK, 2004 apud JOHANN et al., 2006).*

Foram investigadas no trabalho algumas metodologias integradas com o objetivo de checar as informações da sísmica 4D a respeito do mapeamento da distribuição espacial da saturação de água. O primeiro passo foi construir o modelo para gerar imagens sísmicas sintéticas e impedância acústica derivadas do modelo de fluxo.

A figura 50 mostra a diferença entre o modelo de impedância sísmica sintética de 1991 (antes de injeção de água) e um de 2003 (após a injeção de água) e mapa de saturação de fluxo da camada 13 realizado em 2003. A correlação espacial entre o mapa de saturação de 2003 da camada 13 e imagens de impedância acústica sintética são consideradas consistentes.



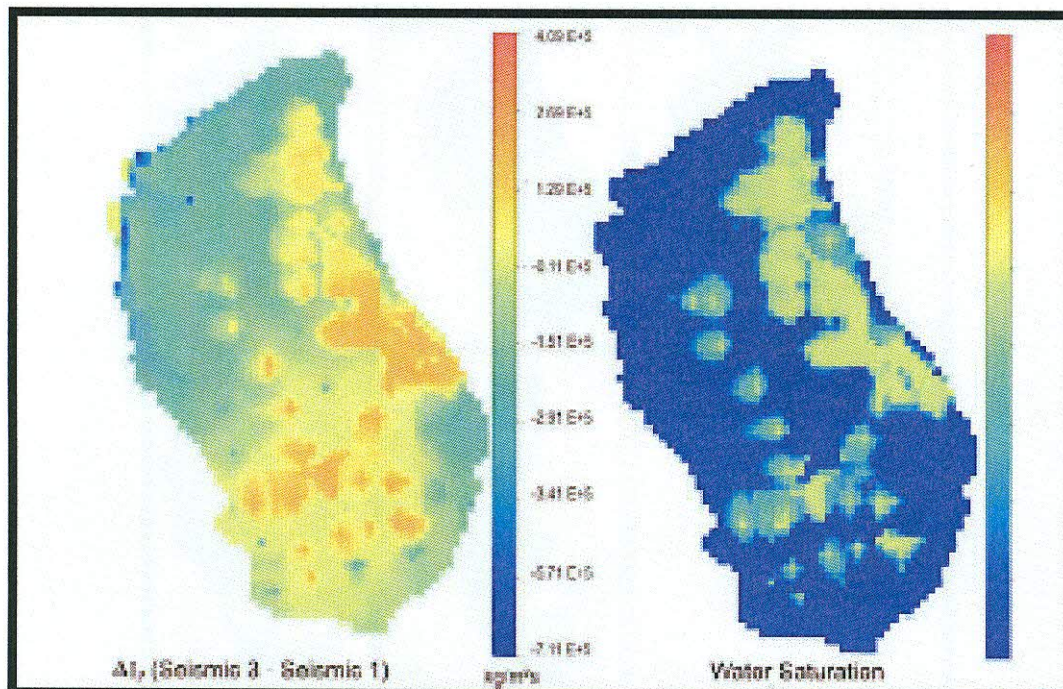


Figura 50: Diferença de impedância acústica sintética (2003 e 1991) à esquerda e mapa de saturação (2003) do modelo de fluxo à direita (EMRICK, 2004 apud JOHANN et al., 2006).

Os dados sintéticos permitiram ao final esperar um bom sinal dos dados sísmicos 4D de 2005 e 1997 e mais dois anos de injeção de água.

A figura 51 mostra o mapa de impedância acústica do modelo de fluxo da camada 13 por vários casos: modelagem petro-elástica, antes do histórico, após o ajuste de histórico com informações de produção, após ajuste de histórico com produção e informações sísmicas e após ajuste de histórico com informações sísmicas. As informações temporais ajudam a aperfeiçoar o modelo sintético quando comparado ao uso somente de informações de produção.

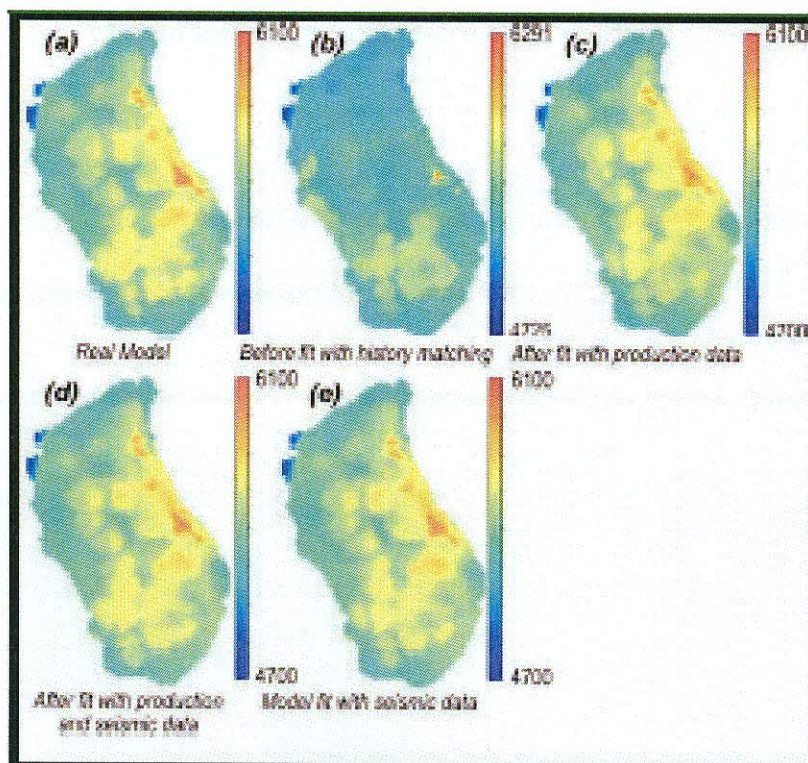


Figura 51: Impedância acústica - a) modelo real; b) após considerando o histórico; c) após dados de produção; d) após dados de produção e sísmicos; e) modelo com dados sísmicos (EMRICK, 2004 apud JOHANN et al., 2006).

#### ***AVALIAÇÃO SÍSMICA E PROJETO – FASE DE PLANEJAMENTO***

Durante esta fase após análise de alguns perfis de poços, VSP e modelagem sísmica esperava-se encontrar uma forte velocidade compressional e contraste de densidade do reservatório Marlim. Entretanto, há pequeno contraste de velocidades cisalhantes e uma forte resposta de AVO improvável. Alguns AVO's de alto ângulo assemelha-se a aumento de contraste de densidade. A frequência dominante dos dados sísmicos prévios de 30Hz não é suficiente para conseguir uma resolução sísmica vertical. Pelo menos 60HZ é desejável para interpretações sísmicas. Com isso, a análise executada nestes dados sísmicos sugerem que o sinal de reflexão do reservatório ainda é forte para máximos *offset*'s com aproximadamente



3800m. O Campo de Marlim Sul requer maior atenuação múltipla a qual implicou num *offset* máximo de 6000m.

Análise de dados 2D nos *offset*'s mais longos mostraram que o sinal de reflexão do nível do reservatório persiste por aproximadamente 5000 (Fig. 52).

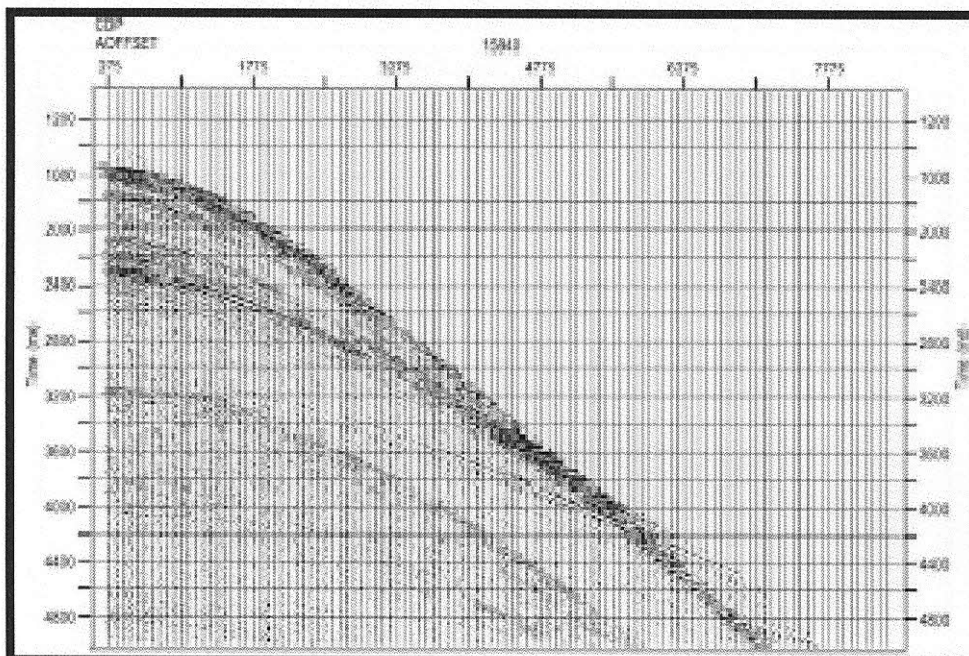


Figura 52: Simulação de *offset*. Sinal do reservatório superimposto a base do oceano em torno de 5500m (HALL, 2005 apud JOHANN et al., 2006).

O sinal sísmico dos refletores de 800 ms estende-se além de 6000m. A anisotropia é evidente, iniciando não longe do fundo do mar. O sinal de *offset*'s longos é de baixa frequência e sofre mudança de fase, assim, pode não ser suficiente para empilhar, mas contém informações a respeito da natureza do reservatório.

Nesta fase foi realizado análise de iluminação do Campo de Marlim por *ray tracing* usando um modelo de velocidades simples com diferentes arranjos e simulando deriva (Fig.



53). O arranjo dos tiros usou 8 cabos de 6 km cada espaçados de 50m com 25m de espaçamento das fontes. A técnica de undershooting não proporciona cobertura nos *offset's* próximos e também causa falhas nos *offset's* médios. Entretanto, amostragem por undershooting é suficiente para obter cobertura adequada. Neste caso decidiu-se usar duas linhas de sobreposição na borda de cada *swath*.

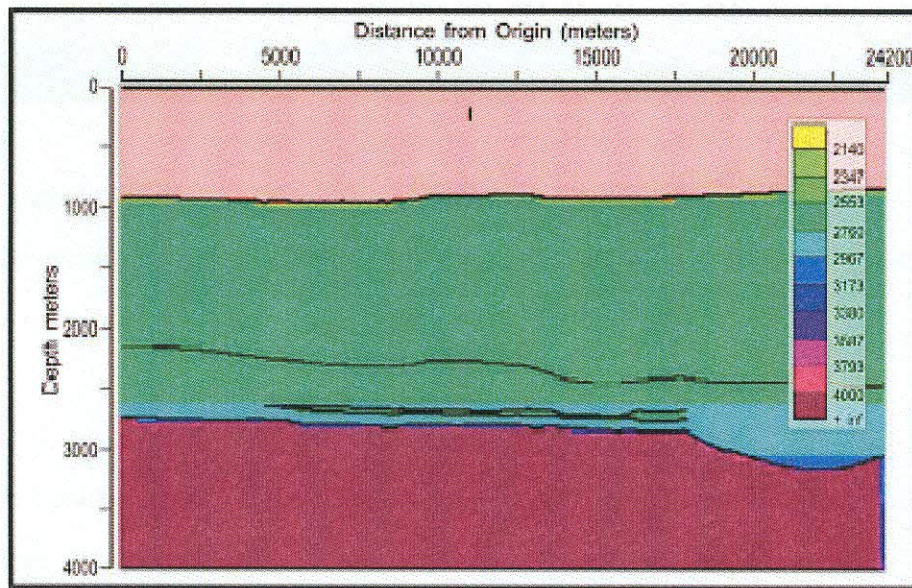


Figura 53: Modelo de velocidade de Marlim (HALL, 2005 apud JOHANN *et al.*, 2006).

Estudos de iluminação mostraram que é insignificante a diferença entre as duas simulações de tiros realizadas em diferentes direções. Assim pode ser orientado na maneira que melhor se adaptasse a logística da aquisição.

Os estudos de viabilidade demonstraram dificuldades de obter cobertura completa nas regiões com muitos obstáculos. Claramente, é dificultoso obter bom recobrimento por tiros com mesma direção e undershooting. Para realizar o melhor trabalho deveria ser feito cuidadosamente em torno dos obstáculos e mais elaborado os tiros.

Os parâmetros de aquisição foram definidos após uma avaliação sísmica e de geometria. Na tabela 5 são colocados estes parâmetros para aquisição de Marlim além de parâmetros de outros levantamentos.

*Tabela 5: Parâmetros sísmicos de aquisição dos projetos do Campo de Marlim.*

Ano / Parâmetro	1986	1997	2005
Área (km <sup>2</sup> )	900	720	1520
Número de cabos	1	6	10
<i>Spread</i> (offset's, m)	0-213-3188	0-148-3535.5	0-140-6000
Canais	120	288	1920
IPT (m)	25	25	18.5
IR (m)	25	12.5	3.125
Intervalo de Cabos	75	50	50
Taxa de Amostragem (ms)	4	1	2
Tamanho da Cella (m)	25 x 75	12.5 x 25	3.125 x 12.5
Profundidade do Cabo (m)	10	9	7
Azimute (graus)	90	123	123
<i>Fold</i> Nominal	60	72	80
Traços/km <sup>2</sup>	32.000	230.400	2,048.000



*FASE DE AQUISIÇÃO 4D – NOVEMBRO 2004 A MAIO DE 2005*

O projeto de levantamento sísmico 4D do Complexo de Marlim cobriu uma área de 1520 km<sup>2</sup> sendo necessários 201 dias de trabalhos ininterruptos. Foram usado neste projeto os navios sísmicos Western Pride e o Geco Tau como fonte (Fig. 54 e 55).



*Figura 54: Navio sísmico Western Pride rebocando cabos durante aquisição do projeto de Marlim.*



*Figura 55: Navio de fontes sísmica Geco Tau no Complexo de Marlim.*



Quando adquirem-se dados sísmicos sobre um campo marítimo em produção é comum deparar-se com a estrutura de produção necessária ao escoamento. O Complexo de Marlim é extenso e com muitos poços produtores e injetores onde tem-se instalações fixas e obstruções não permanentes que requereu um detalhado plano para tornar-se mais eficiente as operações sísmicas. Foram encontradas diversas obstruções:

- Plataformas de produção
- Tanques
- Linhas de dutos
- Marcos de bóia
- Tráfego marinho em geral
- Perfurações
- Plataforma flutuantes de produção e armazenamento

#### ***PLANO OPERACIONAL DE AQUISIÇÃO***

O espaçamento entre cabos era de 50m com cabos de 6 km em navio fonte. Isto só foi possível para uma parte da área. Ao final foram dois navios de tiros o Geco Tau e o Pride reduzindo o comprimento dos cabos 3000m em áreas de *undershooting* (Fig. 56).

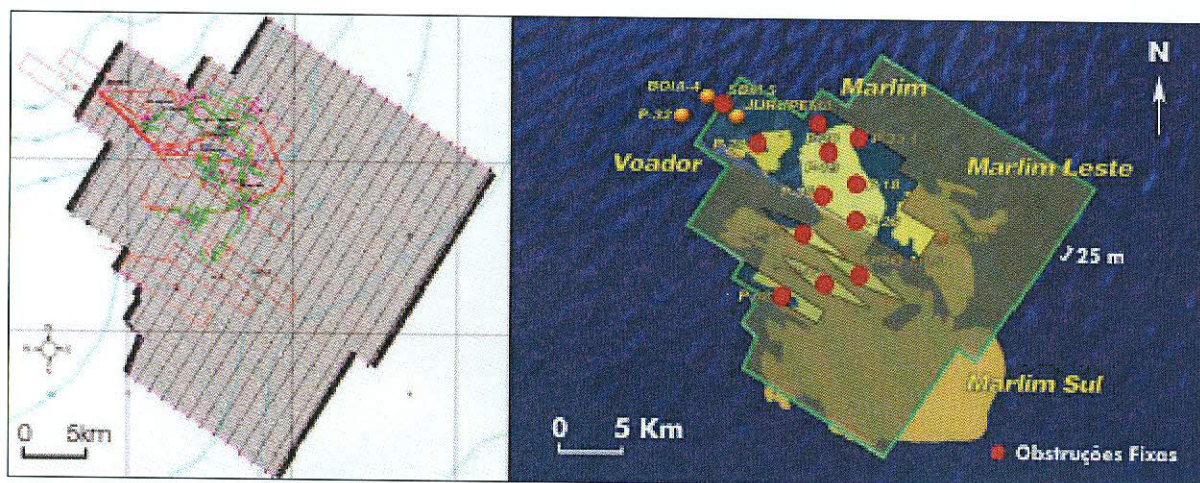


Figura 56: Mapa do plano de tiros a esquerda e mapa de undershooting.

Esta operação foi complicada pela chegada prevista de uma outra embarcação sísmica, que iria realizar um levantamento ao norte da área. Para evitar interferência, decidiu-se disparar primeiramente nos *swaths* do norte e mover-se então para o sul quando a outra embarcação chegar para registrar um outro projeto. Os dois primeiros dias de novembro foram feitos testes para assegurar que todos os sistemas estavam prontos para o começo do levantamento.

### **REGISTRO DA AQUISIÇÃO**

O início dos registros começaram em novembro de 2004 quando uma corrente forte do sul foi encontrada alcançando 2.2 nós e causando 17.5 graus de desvio. Durante as primeiras duas semanas de novembro o tempo piorou e parou a aquisição. Nas últimas semanas de novembro, o tempo melhorou bastantes para recomençar a aquisição. Durante as voltas, as bóias da cauda cruzavam-se frequentemente por causa de correntes elevadas.

Durante este período, o grupo podia desdobrar o barco de trabalho para inspecionar e reparar os cabos em algumas ocasiões notaram-se o crescimento rápido de organismos nos cabos que causava aumento de tensão e diminuíram a velocidade da embarcação (Fig. 57).





*Figura 57: Cabos recobertos por organismos marinhos que atrapalham o desempenho da produção.*

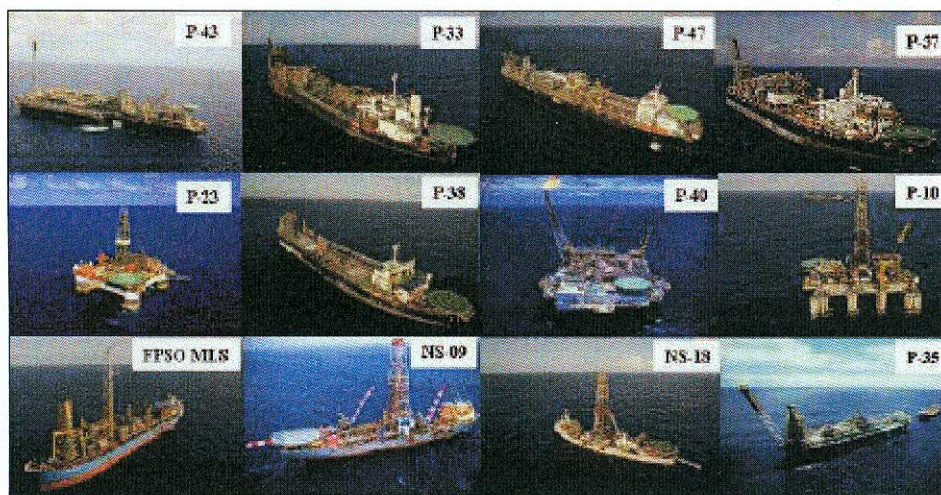
Dado o tempo bom durante todo mês de dezembro, a embarcação podia continuar no primeiro *swath* mais ao norte. O crescimento de organismos nos cabos necessitou de uma limpeza parando a produção porém nunca mais que 24hs. Em dezembro, todo o *swath* do norte foi completado e a embarcação movida para o do sul.

#### ***OBSTRUÇÕES AO LEVANTAMENTO***

Em Janeiro de 2005, durante o primeiro período de registro do *swath* do sul, notou-se que havia umas obstruções extras nas linhas e ao norte do *swath*. Estas obstruções eram as embarcações FPSO-P43 e ROV, Sea Kommander 3000, que foram encontradas aproximadamente a 10 quilômetros a leste da extremidade de linha 4105. Seis bóias ficaram situadas aproximadamente 4 km ao sul da extremidade leste do *swath*. Na extremidade ocidental do *swath* sul, a embarcação de ROV, estava colocando os dutos na FPSO P43. Isto afetou o levantamento tendo algumas mudanças de linhas. A corrente predominante no *swath* sul estava ao norte opostamente do *swath* norte. Nenhuma linha poderia estar ao norte do tiro



da FPSO P33 porque a área era eficazmente obstruída devido ao posicionamento de dois semi-submersíveis, P57 e P23 (Fig. 58).



*Figura 58: Algumas obstruções da estrutura de produção de Marlim ao levantamento.*

#### ***FASE DA AQUISIÇÃO DE UNDERSHOOTING***

Um das grandes dificuldades foi realizar as operações com os navios em meio à estrutura de produção de Complexo de Marlim (Fig. 59). O *swath* do sul esteve completo e a embarcação começou a trabalhar em torno da P40 e do MLS FPSO. As correntes mais baixas em torno destas obstruções reduziram mais tarde a quantidade de *undershoot* requerida. O equipamento NS09 foi estacionado no meio da área aberta ao sudeste da área principal de Marlim. Este único equipamento teve um impacto na aquisição. A planta original era o tiro estar em área aberta inteira com uma única embarcação que dispararia em direção a Marlim Sul e longe de Marlim ao norte. Todas as linhas deveriam ser paradas próximo aos equipamentos de Marlim e começaria a disparar longe de Marlim.





*Figura 59: Navio sísmico realizando o levantamento ao lado das estruturas de produção do Complexo de Marlim.*

No fim de fevereiro, a embarcação sísmica Geco Tau chegou no prospecto para agir como uma embarcação de segunda fonte. A planeamento original era para P38, P40, FPSO MLS e P37 ser *undershot* com uma única passagem, ao longo dos cabos. O desvio das obstruções seria então realizado por *undershot* com 2 cabos curtos, após que o Pride tinha sido reconfigurado aos cabos de 10 x 3 quilômetros. Esta planta teve também que mudar por causa do acréscimo de obstruções. NS18 e P23 localizados ao sudeste de P38 impediram todas as passagens longas dos cabos pela P-38.

As duas embarcações com as fontes empregaram técnicas *undershooting* par poder desviar das obstruções e imagear a área de interesse. Foram utilizadas as técnicas de *nears ahead*, *nears behind*, *fars ahead*, *fars bhind*, *Quad mode* e *shuffle* (Fig. 60).

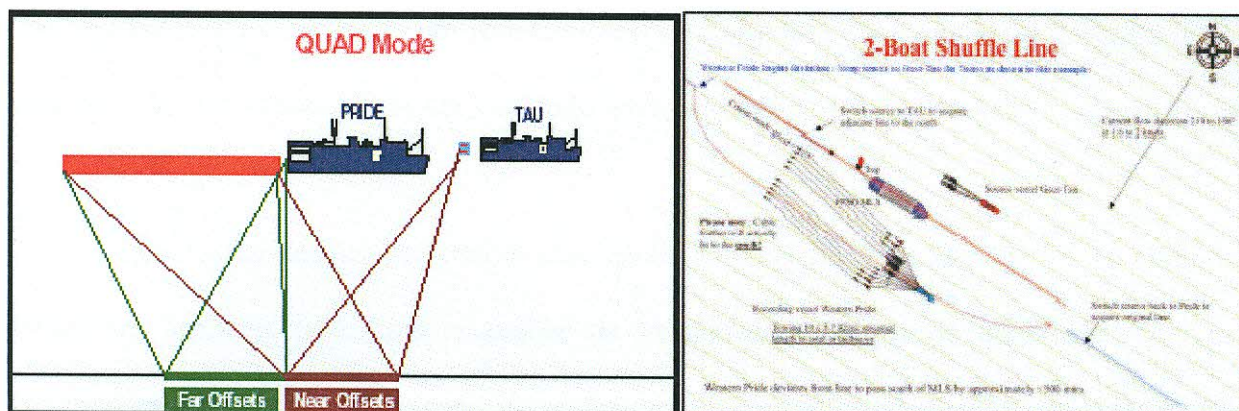


Figura 60: Esquema de técnica de Quad mode especialmente desenvolvida para o levantamento de Marlim em áreas com obstáculos (ANDERSON E DEAL, 2005 apud JOHANN et al., 2006).

#### **FASE DE PROCESSAMENTO 3D E 4D – NOVEMBRO 2004 A ABRIL DE 2006**

O processamento dos dados sísmicos iniciou com 152 terabytes e foi realizada parte no Rio de Janeiro e partes como atenuação de múltiplas e migração em centros de processamento em Houston e Gatwick. Para isto foram necessárias 9000 cpu's em Houston e 3000 em Gatwick para o processamento.

O processamento sísmico foi dividido em duas fases principais: processamento 3D (novembro, 2004 a janeiro, 2006) e processamento 4D (outubro, 2005 a abril, 2006). Para o processamento 3D 438 seqüências dos dados foram adquiridos. O processamento ainda na embarcação começou em novembro de 2004 e teve duas fases: pré-processamento e atenuação do ruído.

O processamento em terra foi realizado no Rio de Janeiro aplicando atenuação adicional nos ruídos, compensação para mudanças da velocidade da água e na atenuação de múltipla. A fase de atenuação de múltipla era muito intensa e requereu testes e interpretação

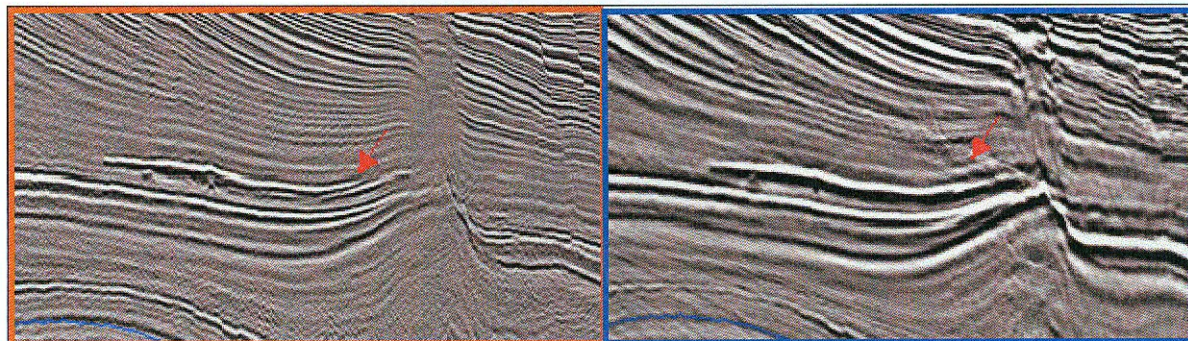


dos resultados. Para conseguir um resultado sem as múltiplas com a qualidade desejada, uma aproximação conectada em cascata incluindo interpolação de tiros foi aplicada.

Uma decisão técnica importante relacionada ao processamento sísmico foi envolver os intérpretes sísmicos para fazer a análise da velocidade (controle de qualidade sobre as velocidades automáticas, anisotropia do parâmetro e velocidades residuais), uma etapa chave e de enorme importância para assegurar um controle de qualidade consistente sobre o processamento sísmico.

A fase da migração foi executada separando a área em quatro blocos devido à quantidade de dados envolvidos e o fim do prazo para a análise da velocidade. Dois blocos foram migrados em Gatwick e dois blocos em Houston. Durante os períodos de migração, este projeto fez um uso simultâneo de 12.000 processadores centrais (9.000 em Houston e 3.000 em Gatwick). Em janeiro 2006, recebe-se o dado migrado em tempo pré-stack (PSTM).

A figura 61 mostra os resultados preliminares de PSTM de uma seção sísmica migrada do Complexo de Marlim comparando com a mesma linha da série de dados 1997. Este resultado preliminar foi considerado proeminente nos termos da definição sísmica a melhorar a caracterização do reservatório.



*Figura 61: Seção sísmica do Complexo de Marlim. A esquerda seção nova (2005) a direita seção antiga (1997). Na seção antiga a múltipla do fundo do mar não foi completamente atenuada, nos dados mais novos há melhor separação das unidades internas do reservatório.*

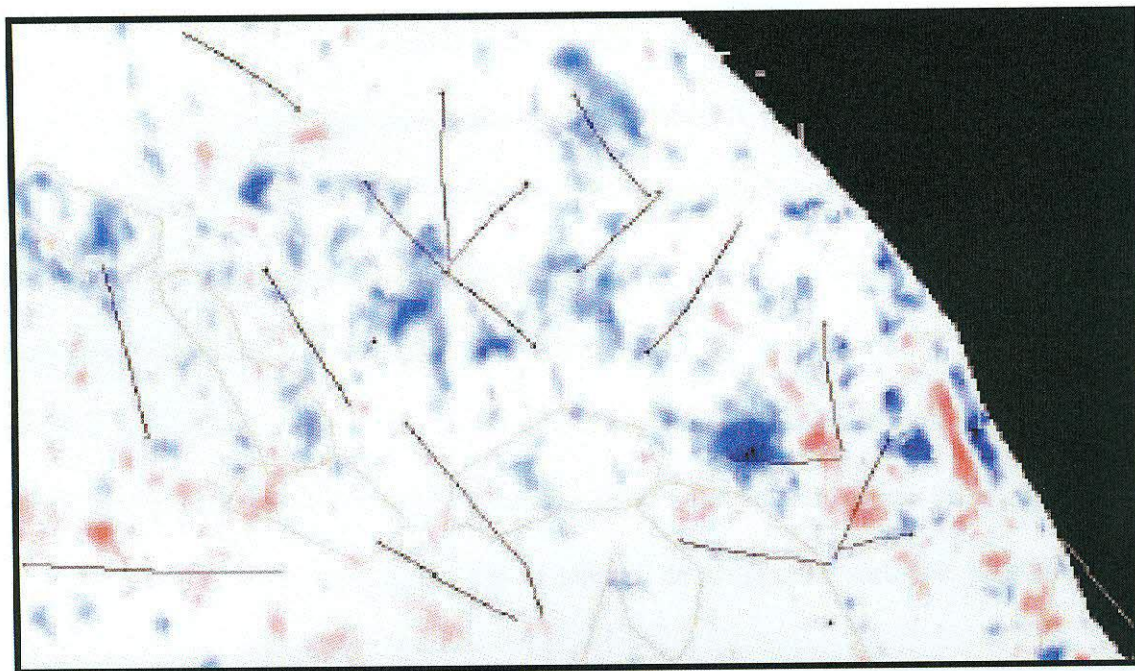
O processamento sísmico 4D inicial foi aplicado para combinar a fase e amplitude diferentes da aquisição de 1997 e 2005. As séries de dados também foram compensadas em relação ao efeito dinâmico causados por mudanças na velocidade da água sobre o tempo. A fim gerar uma resposta 4D das duas séries de dados, era necessário primeiramente minimizar as diferenças da aquisição entre os projetos de levantamento, além das diferenças dos parâmetros de aquisição e diferenças na cobertura sísmica obtida. Isto era devido a significativo aumento nas instalações de produção em superfície de 1997 a 2005.

Anomalias nos testes de qualidade dos atributos destacam as áreas onde pode haver uma diferença residual de aquisição. Os testes preliminares mostraram um potencial grande para o sinal 4D no campo de Marlim.

As interpretações sísmicas 3D e 4D do Complexo de Marlim estão sendo realizada no momento. Figura 62 mostra os primeiros resultados em termos do sinal 4D do campo de Marlim. Deve-se recordar que os dados eram cross-equalizados pós empilhamento. Em 2005, a quantidade de injeção da água aumentou consideravelmente, isto potencialmente ajudará a



identificar a recolocação do óleo com água devido ao aumento da área da injeção da água no reservatório de Marlim.



*Figura 62: Mapa de diferenças de amplitudes da base do reservatório. Áreas em azul indicam poços de injeção de água.*



## CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES

---

A Bacia de Campos foi muito bem estudada até então, isto faz dela uma bacia com inúmeros trabalhos publicados por muitos geocientistas. A evolução geológica da Bacia de Campos retrata uma parte da fragmentação do Gondwana ao longo da Plataforma Continental Brasileira durante o Cretáceo. O fato de esta bacia ser a mais prolífica reflete a eficiência da atuação dos elementos do sistema petrolífero tanto no tempo quanto no espaço. Seus principais reservatórios são arenitos turbidíticos do Terciário e subordinadamente do Cretáceo, as rochas geradoras são folhelhos calcíferos lacustre e as selantes podem ser evaporitos ou folhelhos terciários. Os condutos de migração são por janelas na seção evaporítica e falhas lítricas.

Grande parte do conhecimento geológico da Bacia de Campos foi possível devido a inúmeros levantamentos de dados sísmicos já adquiridos além dos inúmeros poços perfurados. A sísmica participou e participa intensamente na exploração da bacia e desenvolvimento dos campos.

O método sísmico mostrou-se ser uma ferramenta muito utilizada na indústria petrolífera desde a década de 20 com a função de minimizar os custos da exploração e os riscos inerentes a prospecção de estruturas portadoras de hidrocarbonetos. Devido ao fato de muitos pesquisadores terem contribuído para o desenvolvimento da sísmica fica difícil identificar o pioneirismo da sísmica, entretanto ao que tudo indica Reginald Aubrey Fessenden deu o primeiro passo ao desenvolvimento do método sísmico ao tentar identificar *icebergs*.

A experiência adquirida pela Petrobras nos estudos de sísmica 4D foram importantes para balizar aplicações futuras nas condições que requerem as nossas bacias. No caso das experiências *offshore* do Complexo de Marlim foram efetuadas 9 diferentes geometrias para poder imagear adequadamente os reservatório, isto devido ao fato de intensa estrutura de produção já montada neste campo. Outro fator enfrentado neste levantamento foi as correntes marinhas que nem sempre permitem uma boa repetibilidade dos dados. Com interpretação das imagens sísmicas 4D a locação de poços de desenvolvimento do campo puderam ser executadas com maior precisão além do possibilitar o acompanhamento da movimentação dos fluidos no reservatório. Este tipo de estudo facilitará no futuro a tomada de decisões com respeito ao gerenciamento de um campo trazendo a sísmica mais próxima à produção.

A execução deste trabalho propiciou um maior contato com o mundo da indústria petrolífera almejando primordialmente a indústria sísmica que é responsável por grande parte das descobertas das jazidas de hidrocarbonetos, isto subsidiado pelas pesquisas na bibliografia e nas aulas ministradas.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICA

ALLEN, S. J. Seismic Method. **Geophysics**. Arroyo Parkway, Pasadena, CA  
vol 45. n.11. p.1619-1633, 1980.

ANP/BDEP. **Banco de Dados de Exploração**. Rio de Janeiro. Disponível em  
<[www.bdep.gov.br](http://www.bdep.gov.br)>. Acesso em 2/2007.

ASMUS,E.H. E PORTO,R. Diferenciação nos estágios iniciais da evolução da margem  
continental brasileira: possíveis causas e implicações. In: Congresso Brasileiro de Geologia,  
31, 1980, Camboriú, **Anais**, SGB, 1: 225-233.

LINDSAY THOMAS. **Seismic Method: Refraction and Reflection**. Melbourne, SCHOOL  
OF EARTH SCIENCESW, University of Melbourne Disponível em  
<<http://www.earthsci.unimelb.edu.au/ES304/MODULES/SEIS/NOTES/sintro.html>>. Acesso  
em 01/2007.

BRAIAN, R. Introduction to AVO and this special issue. **The Leading Edge – SEG Houston**,  
vol. 12, n.1, p. 161. 04/1993.

BRUHN *et al.* Campos Basin: Reservoir characterization and management-historical  
overview and future challenges. In: Offshore Technology Conference - OTC, 2003. Houston,  
Texas, EUA.

DIAS-BRITO, D. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos  
calcilutitos, margas e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?). **Boletim de  
Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, vol. 25, p.84-97, 1982.

DIAS, J.L. Integração do Arcabouço estrutural da Bacia de Campos com o embasamento pré-  
Cambriano adjacente. In: I Simpósio de Geologia Regional RJ-ES. 1987, Rio de Janeiro.  
SBG, vol.1 p. 189-197.



DIAS, J.L. *et al.* **Aspectos da evolução tectono-sedimentar e ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos.** In: Raja Gabaglia, G.P. e Milani, E.J., (coords.) *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares.* 1990. vol.1, p.333-360.

DITZ, R. C. Curso de aquisição sísmica. Curso de formação para geofísicos - Petrobrás. Notas de aula. 2006.

FERNANDES, F.L. **Estudo da Evolução Tectono-Sedimentar da Região Centro-Oeste da Bacia de Campos, Através da Técnica de Restauração de Seções Geológicas.** 2001. 192p Tese (Doutorado em Geociências) – Programa de Pós-graduação em Geologia Regional, Instituto de Geociência e Ciências Exatas, UNESP-Universidade Estadual Paulista, campus de Rio Claro-SP.

GUARDADO, L. R.. *et al.* **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, A Model for a Producing Atlantic Type Basin.** In: EDWARDS, J. D. & SANTOGROSSI (ed), P. A. *Divergent/Passive Margin Basin.* AAPG Memoir 48, 1989. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 252p.

JOHANN, P. R. S. *et al.* 4D Seismic in Brazil: Experiences in Reservoir Monitoring. In: Offshore Technology Conference - OTC, 2006., Houston, Texas, EUA.

MARTINS, C.A *et al.* 3-D seismic: A successful strategy in the Campos Basin. **The Leading Edge – SEG.** Houston, vol.14, n.1, p.701-704. 1995.

MELLO, M.R. *et al.* Selected Petroleum Systems in Brazil. In: MAGOON, L.B. & DOW, W.G. (ed), 1994. *The Petroleum System-From Source to Trap.* AAPG Memoir 60, 1994. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 512p.

MIZUSAKI, A. M. P. E THOMAZ-FILHO, A. **O Magmatismo Pós-Paleozóico no Brasil.** In: Mantesso-Neto; A. Bartorelli; C. D. R. Carneiro; B. B. Brito Neves. (Org.). *Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida.* São Paulo: Beca Produções Culturais Ltda., 2004, v.1, p. 281-291.

MOHRIAK, W. U. **Recursos energéticos associados à ativação tectônica mesozóico-cenozóica da América do Sul.** In: Mantesso-Neto; A. Bartorelli; C. D. R. Carneiro; B. B. Brito Neves. (Org.). *Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando*

Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca Produções Culturais Ltda., 2004, v.1 , p. 293-318.

ONIP. **Situação da sísmica terrestre no Brasil: Projeto ONIPGEO**. Elaborado por Bacoccoli Consultores Associados. 2005. Rio de Janeiro.

PARASNIS, D. S. **Principles of geophysics**. 5º edição. USA: Editora Chapman & Hall. Vol.1, 1997.

RANGEL, H. D. *et al.* Bacia de Campos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, vol.8. 1994.

RANGEL, H.D E MARTINS, C.C. **Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos**. In: (ed) *Searching For Oil and Gás in the Land of Giants*. 1998. Rio de Janeiro, Schlumberger Edição Especial sobre o Brasil, 32-40.

SCHALLER, H. **Estratigrafia da Bacia de Campos**. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 27, 1973, Aracaju. **Anais**. SBG.

SHERIFF, R. **A First Course in Geophysical Exploration and Interpretation**. IHRDC.1978 University of Houston USA.

SILVA, M. G. **Processamento de dados sísmicos da Bacia de Tacutu**. 2004. 126p. Dissertação (Mestrado em Geofísica) – Programa de Pós-graduação em Geofísica. Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia. Salvador.

SOLDAN, A. L. *et al.* Giant Deep Water Oil Fields in Campos Basin, Brazil: A Geochemical Approach. **Rev. Latinoamericana de Geoquímica Orgânica**. v.1, n.1. 1995.

TELFORD *et al.* **Applied Geophysics**. Ed. Cambridge University Press.1990. 770p.

THE LEADING EDGE. **Industry at a crossroads: a message from the geophysics industry**. International Association of Geophysical Contractors. SEG. 2003.

TRINDADE, L.A.F. *et al.* Evidências Geoquímicas de Migração de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geoquímica, 1, 1987. Porto Alegre. **Anais**. Sociedade Brasileira de Geoquímica. v2. p343-361.

Yilmaz, O. **Seismic data analysis: processing, inversion and interpretation of seismic data**. Ed. SEG, 2001, vol. 1 e 2, 2<sup>o</sup> edição, Tulsa, OK, USA.