

VINHO



UFRJ

Elton Luiz Diniz Ferreira

**ANÁLISE DE UM PROJETO SÍSMICO NA ÁREA DE COVUNCO,
PROVINCIA DE NEUQUÉN.**

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

Orientadores:

Leonardo Borgui
Webe João Mansur

Rio de Janeiro
Agosto de 2007



M
GL
F383AP

Elton Luiz Diniz Ferreira

INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E FLUXO DE TRABALHO NA ÁREA DE
COVUNCO, PROVÍNCIA DE NEUQUÉN

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.

Elton Luiz Diniz Ferreira

Trabalho de Conclusão de Curso

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Trabalho de Conclusão de Curso

2007

ELTON, Luiz Diniz Ferreira

Análise de um projeto sísmico na área de Covunco, província de Neuquén / Elton Luiz Diniz Ferreira -- Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2007.

99 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: Leonardo Borgui, Webe João Mansur.

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

Elton Luiz Diniz Ferreira

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA E FLUXO DE TRABALHO NA ÁREA DE
COVUNCO, PROVINCIA DE NEUQUÉN.**

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

Orientadores:

Leonardo Borgui
Webe João Mansur

Aprovada em: dia.mês.2007

Por:

Leonardo Borgui (UFRJ)

Webe João Mansur (UFRJ)

UFRJ
Rio de Janeiro
2007

Agradecimentos

Este trabalho foi realizado graças ao apoio financeiro da FAPESP (nº 01/00012) e da FINEP/UNICAMP (nº 01/00012). Agradeço também aos meus pais, Celso e Bernadete, por sempre acreditarem em mim e me apoiarem em minhas decisões.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho, especialmente aos da equipe de desenvolvimento de software, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus amigos, especialmente aos da equipe de pesquisa, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus professores, especialmente aos do curso de Engenharia de Software, por sua orientação e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus colegas de curso, especialmente aos da turma de Engenharia de Software, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho, especialmente aos da equipe de desenvolvimento de software, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus colegas de curso, especialmente aos da turma de Engenharia de Software, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também aos meus colegas de trabalho, especialmente aos da equipe de desenvolvimento de software, por sua colaboração e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

À minha esposa Amanda, e aos meus pais Celso e Bernadete. Obrigado por sempre acreditarem em mim, e me apoiarem em minhas decisões.

Agradecimentos

Gostaria de prestar minha profunda gratidão àqueles que me deram sua ajuda e seu apoio, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho. Seria impossível mencionar a todos. Entretanto estou especialmente grato:

À Deus por me dar forças para transpassar cada barreira, e nunca desistir de meus objetivos.

À minha esposa Amanda Caroline Reichert pelo amor, atenção, companheirismo, e principalmente compreensão no período que estive ausente.

Aos meus pais Celso Luiz Diniz Ferreira e Bernadete Diniz Ferreira pelo incentivo e pela educação que me foi dada.

À PETROBRAS pelos conhecimentos adquiridos, apoio e oportunidade de novos desafios dentro da companhia.

Aos amigos que formaram o grupo de estudo da Bacia de Neuquén, principalmente César Kazzuo e Marcio José, pois sua ajuda foi de grande importância na confecção do capítulo sobre geologia.

A todos os meus amigos, pois sem amizade não se atinge nada na vida.

Ao corpo docente, funcionários e colegas da Universidade Petrobras, que contribuíram para minha formação na carreira de geofísica.

Resumo

FEREIRA, Elton Luiz Diniz. **Análise de um projeto sísmico na área de Covunco, província de Neuquén. 2007.** 99 p. 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.

Este trabalho tem como principal objetivo o estudo de um projeto sísmico realizado por Lubín Eric Cayo (2005), na região de Covunco, Província de Neuquén, Argentina. Foram empregados métodos sísmicos através de 49 linhas 2D, com mais de 790 km de extensão, cobrindo cerca de 950 km². Além de informações adicionais da perfilagem de 21 poços, sendo 18 deles dentro da área de estudo, foi confeccionado o sismograma sintético de 4 poços. Através da correlação do sismograma sintético com as linhas sísmicas, foi possível traçar vários horizontes sísmicos. Foram analisadas cinco seções sísmicas visando representar a forma estrutural da área de estudo, como também a disposição das unidades sedimentares distintas que foram interpretadas. Apenas dois horizontes foram identificados com clareza e continuidade, o topo da formação Mulichinco e o topo da formação Tordillo. Através destes horizontes foram traçados mapas isócronos. Com a obtenção destes mapas foi possível identificar: uma importante frente de falha localizada no setor oeste da área com numerosas falhas subordinadas à ela; a existência de numerosas estruturas de interesse, algumas coincidentes com os poços existentes; e o aprofundamento das formações para o norte da área, coincidentes com a localização do centro da bacia. O autor identificou uma zona de interesse a partir dos mapas isócronos, que foi proposta como possível objeto de perfuração, já que se encontra em uma posição estrutural interessante e está acompanhada de um forte fraturamento. Porém a perfuração deste novo poço deve ser precedida de uma aquisição sísmica 3D.

Palavras-chave: Sísmica; Neuquén; Covunco.

Abstract

FEREIRA, Elton Luiz Diniz. **Análise de um projeto sísmico na área de Covunco, provincia de Neuquén.** [*Analysis of a seismic project in the area of Covunco, province of Neuquén*]. 2007. 99p. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Geofísica do Petróleo) – Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The main objective of this work is the study of a seismic project carried through by Lubín Eric Cayo (2005), in the region of Covunco, Province of Neuquén, Argentina. Seismic methods were used, through 49 2D lines, with more than 790 km extension, covering about 950 km². Besides the additional information of log in of 21 wells, 18 of them being located within the study area, the synthetic seismogram of 4 wells was confectioned. With the correlation of the synthetic seismogram with the seismic lines, it was possible to draw several seismic horizons. Five seismic sections were analyzed, aiming to represent the structural form of the study area, as well as the disposal of the distinct sedimentary units that had been interpreted. Only two horizons were identified with clarity and continuity, the top of the Mulichinco formation and the top of the Tordillo formation. Through these horizons isochronous maps were drawn. With the attainment of these maps it was possible to identify: an important front of imperfection located in the sector west of the area with numerous imperfections subordinated to it; the existence of numerous structures of interest, some coincident with existing wells; and the deepening of the formations northward of the area, coincident with the localization of the basin center. The author identified a zone of interest from the isochronous maps wich was proposed as possible object of drilling, since it is located in an interesting structural position and it has a density cracked. However, the new well drilling must be preceded by a seismic 3D acquisition.

Key-Words: Seismic; Neuquén; Covunco

Lista de Figuras

- Figura 1.1 – Mapa de localização da bacia de Neuquén situada no oeste da Argentina, próxima à cadeia andina (HOWELL, 2005)..... 3
- Figura 1.2 – Mapa geológico regional da bacia de Neuquén (COBBOLD & ROSSELO, 2003).
..... 5
- Figura 1.3 – Coluna estratigráfica da Bacia de Neuquén. Modificado de VERGANI et al., 1995. 7
- Figura 1.4 – Ocorrência espacial de depósitos sedimentares em diferentes grupos e formações da bacia de Neuquén: (A) depósitos do Grupo Cuyo (depocentros controlados por falhas); (B) depósitos tipicamente continental e marinho referente à base do Grupo Lotena; (C) depósitos evaporíticos e carbonáticos característicos de um ambiente de circulação de água restrito (topo do Grupo Lotena); (D) depósitos continentais da Formação Tordillo (Grupo Mendonza), cuja sedimentação ocorreu após a inversão estrutural Araucaniana (144 Ma); (E) depósitos da Formação Mulichinco (Grupo Mendonza), principal rocha reservatório, característicos de ambientes de sedimentação costeiro com influência de marés e fluvial distal; (F) depósitos silicilásticos da base do Grupo Neuquén, característicos de um ambiente fluvial continental. Modificado de VERGANI et al., 1995. 8
- Figura 1.5 – (a) Mapa dos principais elementos tectônicos da bacia de Neuquén e (b) ocorrências de campos de óleo e gás associados, e localização em planta de três linhas sísmicas que seccionam os principais elementos tectônicos da bacia. Modificado de VERGANI et al., 1995. 10
- Figura 1.6 – Assinatura (a) magnética e (b) gravimétrica da região da bacia de Neuquén, onde observamos grandes alinhamentos na direção geral NNW-SSE, possivelmente relacionados as zonas de sutura entre os terrenos Cuyania, Chilenia e Patagonia no Paleozóico. (c) Interpretação da extensão destas zonas de sutura para a parte meridional da América do Sul. CHERNICOFF & ZAPPETTINI (2004). 10
- Figura 1.7 – Linha sísmica A (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada para a transição do evento de subsidência mecânica (fase sin-rifte) à cobertura pós-rifte. Exagero vertical 4.2:1 em 1.4 s (VERGANI et al., 1995). 11

Figura 1.8 – <i>Linha sísmica B (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada, parte Oeste da Dorsal de Huincul, para o evento de inversão estrutural Araucaniano (144 Ma). Exagero vertical 2:1 em 1 s (VERGANI et al., 1995).</i>	13
Figura 1.9 – <i>Linha sísmica C (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada, parte Leste da Dorsal de Huincul, na região de Estância Vieja. Repare a diminuição da deformação para o leste da bacia se comparado com Figura 1.8. Exagero vertical 2.3:1 em 1 s (VERGANI et al., 1995).</i>	14
Figura 1.10 – <i>Localização da bacia de Neuquén na parte oeste do supercontinente Gondwana no Jurássico Médio. Modificado de SCOTESE, 2003.</i>	18
Figura 1.11 – <i>Principais características das bacias Mesozóicas da Argentina (VILAR et al., 1998).</i>	19
Figura 1.12 – <i>Evolução esquemática da bacia Neuquén entre o Triássico Inferior e o Cenozóico. Modificado de HOWELL et al., 2005.</i>	20
Figura 1.13 – <i>Perfis geológicos regionais nas direções: (a) leste-oeste da parte norte; (b) leste-oeste da parte central; e (c) norte-sul na Dorsal de Huincal da Bacia de Neuquén. Legenda: 1. embasamento, 2. depósitos do Jurássico Inferior à Médio, 3. evaporitos do Oxfordiano, 4. sedimentos siliciclásticos do Kimmeridgiano, 5. depósitos marinhos do Cretácio Inferior ao Titoniano, 6. evaporitos do Aptiano ao Aalbiano, 7. arenitos tipo hadbad do Cretácio Superior e 8. depósitos do Terciário e derrames de lava (Modificado de ULLANA & LEGARRETA, 1993).</i>	24
Figura 2.1 – <i>Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo. (Tese de Lima, 2005).</i>	33
Figura 2.2 – <i>Ilustração do princípio de Huygens para a construção geométrica de uma frente de onda, a partir de uma frente de onda anterior. Esta onda poderia estar sofrendo uma reflexão, neste caso os raios refletidos serão perpendiculares a primeira frente de onda. (Figura obtida no site http://efisica.if.usp.br/optica/universitario/difracao/huygens/ em 24/07/2007).</i>	36
Figura 2.3 – <i>Ilustração dos processos de aquisição sísmica. (Figura adaptada de Gerhardt, 1998).</i>	38
Figura 2.4 – <i>Traço sísmico (esquerda), seção sísmica (centro) e cubo sísmico (direita). (Tese de Cayo, 2005).</i>	44
Figura 2.5 – <i>Modelo de convolução. (Adaptado de Gerhardt, 1998).</i>	45

Figura 2.6 – <i>Figura esquemática do CMP e CDP. (Adaptada do site da Schlumberger, 21/05/2007)</i>	48
Figura 2.7 – <i>Diagrama esquemático dos eventos observados em uma sísmica de reflexão. (Site www.scielo.br/img/revistas/rbg/v19n3/a02fig04.gif - 2008).</i>	49
Figura 2.8 – <i>Matriz velocidade x tempo, para o CMP 5200, de um dado coletado em mar. (Figura feita em sala de aula, para treinamento).</i>	50
Figura 2.9 – <i>Análise de velocidade para correção de NMO. No track velocity a linha preta corresponde a velocidade escolhida; o track offset corresponde a um offset sem correção de velocidade; e o track function traz o traço sísmico após a correção de NMO . (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico)</i>	52
Figura 2.10 – <i>Seção sísmica 2D empilhada. Esta seção ainda não passou pelo processo de DMO e Migração, por isto ainda são observadas muitas hipérbolas de difração em profundidades maiores. (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico)</i>	53
Figura 2.11 – <i>Seção sísmica 2D empilhada. Nesta seção já foi efetuado o DMO e a Migração, a qualidade dos refletores está mais enfatizada. (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico)</i>	54
Figura 3.1 – <i>Mapa de localização da área de estudos, escala 1:200000 (Adaptada da tese de Cayo, 2005).</i>	62
Figura 3.2 – <i>Imagem de satélite da área de estudos, escala 1:200000 (Tese de Cayo, 2005).</i> 63	
Figura 3.3 – <i>Mapa geológico da área de estudos (área de Convuco e regiões interioranas), com as principais formações e falhas geológicas (Adaptada da tese de Cayo, 2005; baseado no Geophoto Services Inc., 1971)</i>	64
Figura 3.4 – <i>Mapa de aquisição sísmica 2D, da área de estudos, efetuada pela empresa YPF (Adaptada da tese de Cayo, 2005)</i>	65
Figura 3.5 – <i>Mapa de aquisição sísmica 2D, da área de estudos, efetuada pela empresa Veritas DGC Land (Adaptada da tese de Cayo, 2005).</i>	66
Figura 3.6 – <i>Mapa base do projeto sísmico Convuco Norte Sul. Este mapa contém as localizações de linhas sísmicas, e dos poços utilizados para o trabalho (Adaptada da tese de Cayo, 2005).</i>	68
Figura 3.7 – <i>Sismograma sintético do poço Anticlical Esquinero x-1 (Tese de Cayo, 2005)....</i>	75
Figura 3.8 – <i>Sismograma sintético do poço Cerro Ladrollo x-2 (Tese de Cayo, 2005).....</i>	76
Figura 3.9 – <i>Sismograma sintético do poço Ojo de Agua x-2 (Tese de Cayo, 2005).</i>	77

Figura 3.10 – <i>Sismograma sintético do poço Cerro Azul x-1 (Tese de Cayo, 2005)</i>	78
Figura 3.11 – <i>Mapa Isócrono do topo da formação Tordillo (Adaptado da tese de Cayo, 2005)</i>	80
Figura 3.12 – <i>Mapa Isócrono do topo da formação Mulichinco (Adaptado da tese de Cayo, 2005)</i>	81
Figura 3.13 – <i>Seção sísmica correspondente à linha 35377-06 (Tese de Cayo, 2005)</i>	87
Figura 3.14 – <i>Seção sísmica correspondente à linha 20074 (Tese de Cayo, 2005)</i>	88
Figura 3.15 – <i>Seção sísmica correspondente à linha 17061 (Tese de Cayo, 2005)</i>	89
Figura 3.16 – <i>Seção sísmica correspondente à linha 24311-06 (Tese de Cayo, 2005)</i>	90
Figura 3.17 – <i>Seção sísmica correspondente a linha 35371-06 (Tese de Cayo, 2005)</i>	91
Figura 3.18 – <i>Esquema de proposta de perfuração de poço, extraído do isócrono do topo da formação Tordillo (Adaptado da tese de Cayo, 2005)</i>	95
Figura 3.19 – <i>Esquema de proposta de aquisição sísmica 3D (Adaptado da tese de Cayo, 2005)</i>	96

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 – <i>Características geoquímicas e estratigráficas das principais rochas geradoras de hidrocarbonetos da bacia de Neuquén (VILAR et al., 1998).....</i>	26
Tabela 3.1 – <i>Tabela da aquisição sísmica 2D utilizada para o projeto Covunco. As linhas em amarelo são as linhas auxiliares, utilizadas para explicação da interpretação sísmica da região. (Adaptada da tese de Cayo, 2005).</i>	69

Sumário

Agradecimentos	i
Resumo	ii
Abstract.....	iii
Lista de Figuras.....	iv
Lista de Tabelas	viii
Sumário.....	ix
INTRODUÇÃO.....	1
1 GEOLOGIA DA BACIA DE NEUQUÉN	2
1.1 Introdução	2
1.2 Histórico	2
1.3 Estratigrafia	4
1.3.1 Grupo Choiyoi (Cisuraliano-Triássico Inferior, 280-240 Ma)	6
1.3.2 Grupo Pré-Cuyo (Noriano-Sinemuriano, 216-196 Ma).....	8
1.3.3 Grupo Cuyo (Pliensbachiano-Bathoniano, 189-167 Ma)	9
1.3.4 Grupo Lotena (Calloviano-Oxfordiano, 164-161 Ma)	12
1.3.5 Grupo Mendoza (Kimmeridgiano-Barremiano, 155-130 Ma)	13
1.3.6 Grupo Rayoso (Aptiano-Albiano, 125-112 Ma).....	15
1.3.7 Grupo Neuquén (Cenomaniano-Campaniano, 99-83 Ma).....	16
1.3.8 Grupo Malargüe (Maastrichtiano-Paleoceno, 70-55 Ma).....	16
1.3.9 Formações do Eoceno ao Plioceno, 55-1.8 Ma	16
1.4 Evolução tectonosedimentar	17
1.4.1 Triássico Superior - Jurássico Inferior, fase sin-rifte.....	21
1.4.2 Jurássico Inferior – Cretáceo Inferior, fase pós-rifte	21
1.4.3 Cretáceo Superior - Cenozóico, fase orogenética.....	22
1.5 Estilo estrutural da bacia.....	23
1.6 Sistemas petrolíferos.....	25
1.6.1 Rochas geradoras	25
1.6.2 Rochas Reservatórios	27
2 MÉTODO SÍSMICO	28
2.1 Introdução	28
2.2 Teoria Sísmica	29

2.2.1 Conceituação	29
2.2.2 Equações da onda	31
2.2.3 Ondas de corpo: ondas P e S e velocidade sísmica.	32
2.2.4 Fatores que interferem na aquisição sísmica	34
2.2.5 Movimento da onda	35
2.3 Aquisição Sísmica	37
2.3.1 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NA AQUISIÇÃO SÍSMICA	39
2.3.1.1 Equipamentos de geração de onda sísmica.....	39
2.3.1.2 Equipamentos de detecção da onda sísmica	40
2.3.2 Pré-processamento dos dados	41
2.4 Processamento Sísmico	43
2.4.1 Deconvolução	45
2.4.2 Aplicação de filtros.....	46
2.4.3 Reorganização em Ponto Médio Comum (CMP).....	47
2.4.3 Análise de Velocidade	48
2.4.4 Correções de sobre tempo normal (NMO) e sobre tempo de mergulho (DMO).....	51
2.4.5 Empilhamento dos dados.....	52
2.4.6 Migração dos dados	53
2.5 Interpretação Sísmica.....	55
2.5.1 Sismograma sintético e amarração com dados de poços	56
2.5.2 Horizontes sísmicos	57
2.5.3 Obtenção de mapas de eventos sísmicos	59
2.5.4 Interpretação de falhas	59
3 ESTUDO DO PROJETO SÍSMICO NA ÁREA DE COVUNCO, PROVÍNCIA DE NEUQUÉN	61
3.1 Introdução	61
3.2 Aquisição sísmica na área de estudo	67
3.2.1 Escolha e localização de linhas sísmicas e dos poços no projeto	67
3.3 Análises prévias para interpretação dos dados	69
3.3.1 Carregamento das linhas sísmicas no projeto.....	69
3.3.2 Análise de velocidades sísmicas.....	70
3.3.3 Criação de sismogramas sintéticos.....	71
3.4 Interpretações e resultados.....	72

3.4.1 Dados interpretados	72
3.4.2 Obtenção dos sismogramas sintéticos dos poços	73
3.4.2.1 Sismograma sintético do poço Anticlinal Esquinero x-1.....	73
3.4.2.2. Sismograma sintético do poço Cerro Ladrillo x-2.....	74
3.4.2.3. Sismograma sintético do poço Ojo De Agua x-2.....	74
3.4.2.4. Sismograma sintético do poço Cerro Azul x-1	74
3.4.3. Mapas isócronos auxiliares.....	78
3.4.3.1. Isócrono do topo da formação Tordillo	79
3.4.3.1. Isócrono do topo da formação Mulichinco	80
3.4.4. Linhas sísmicas auxiliares	82
3.4.4.1. Linha 35377-06 (Estacas 2094 – 2514)	82
3.4.4.2. Linha 20074 (Estacas 1070 – 2402).....	83
3.4.4.3. Linha 17061 (Estacas 1030 – 1342).....	83
3.4.4.4. Linha 24311-06 (Estacas 7025 – 7689)	84
3.4.4.5. Linha 35371-06 (Estacas 1003 – 2510)	84
3.4.5 Considerações geológicas.....	85
3.5. Conclusões do autor.....	92
3.5.1. Propostas do autor para perfuração de um novo poço e local para aquisição sísmica 3D na área de estudo.....	94

INTRODUÇÃO

Este documento faz parte dos requisitos exigidos pela Universidade Petrobrás em continuação ao processo seletivo de formação de Geofísico Jr. (concurso 2005), sob coordenação do MS. Álvaro Lúcio de Oliveira Gomes. Ao final do programa de formação o *trainee* receberá o título de Especialista em Geofísica do Petróleo pelo programa de Pós-graduação em Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), no convênio com a Universidade Petrobrás. A orientação requerida pelo programa foi ministrada pelo Dr. Leonardo Borgui (UFRJ) e a co-orientação pelo Dr. Webe João Mansur (UFRJ).

O objetivo do trabalho consiste no levantamento de dados geofísicos da bacia de Neuquén aplicado à exploração de petróleo e gás. No capítulo 1 apresentamos uma compilação sucinta da geologia da bacia sedimentar, focando nos controles estruturais e estratigráficos envolvidos na geração, migração e acumulação de óleo e gás. Os principais artigos utilizados na elaboração deste capítulo foram Legarreta & Gulisano (1989), Uliana & Legarreta (1993), Vergani *et al.* (1995), Howell *et al.* (2005). O capítulo 2 apresenta uma breve explanação sobre o método sísmico para mapeamento de subsolo, desde seus conceitos básicos, até a explicação sobre os processos de aquisição, processamento e interpretação de um dado sísmico. Para confecção deste capítulo foram utilizados principalmente os livros de Telford & Geldart – *Applied Geophysics*, (2004) e de Ylmaz – *Seismic Data Analysis* (2001). O capítulo 3 explica a aplicação do método sísmico na bacia de Neuquén, na região de Covunco, Argentina. Este capítulo foi baseado no trabalho de conclusão de curso de Cayo – *Interpretación sísmica integral y su flujo de trabajos em el área Covunco, província de Neuquén*. No capítulo 4 apresentamos as considerações finais do trabalho referente à importância e viabilidade do método sísmico aplicado à bacia em estudo.

1 GEOLOGIA DA BACIA DE NEUQUÉN

1.1 Introdução

A bacia Neuquén está localizada entre os paralelos 33° e 41°S na parte centro oeste da Argentina, região meridional da cordilheira dos Andes (Figura 1.1). É limitada a oeste pela cordilheira dos Andes, a nordeste e a sul pelos maciços Serra Pintada e Patagônia do Norte, respectivamente. Neuquén é uma das principais bacias argentinas associadas a recursos petrolíferos, somente em 2005 a produção de óleo e gás correspondeu a 45% e 61%, respectivamente, de toda a produção do país (MENDIBERRI *et al.*, 2005).

1.2 Histórico

O nome bacia de Neuquén, também conhecida como “Engolfamiento Neuquino”, foi designado por DIGREGORIO (1972 *apud* GUERELLO, 2006) para a província geológica dentro dos limites: leste da Província de Neuquén, sul de Mendoza, noroeste de Rio Negro e sudoeste de La Pampa. Os primeiros trabalhos de cunho geológico na bacia datam do final do século XIX com os estudos das sucessões sedimentares jurássicas da bacia. KEIDAL (1910 *apud* GUERELLO, 2006) e GROEBER (1929 *apud* GUERELLO, 2006) descreveram as sucessões juro-cretáceas juntamente com o seu conteúdo fossilífero.

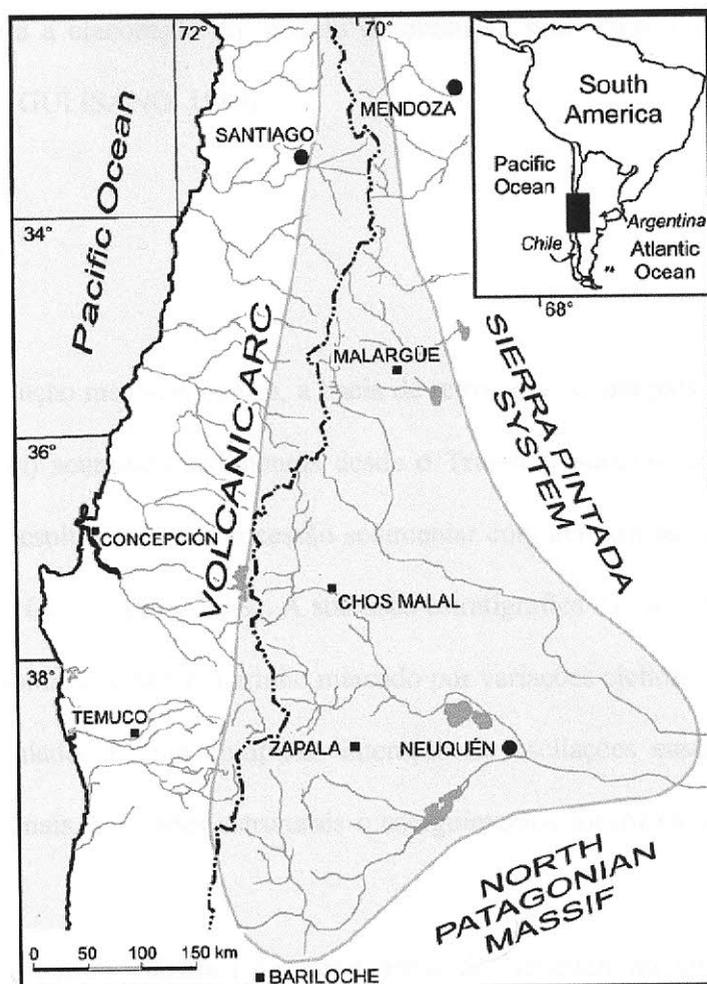


Figura 1.1 – Mapa de localização da bacia de Neuquén situada no oeste da Argentina, próxima à cadeia andina (HOWELL, 2005).

HERRERO DUCLOUX (1943 *apud* GUERELLO, 2006) publicou seus estudos geológicos concernentes ao arcabouço estrutural, estratigrafia e evolução tectônica da bacia. GROEBER (1946 *apud* GUERELLO, 2006) apresentou uma série de mapas geológicos (1:500.000) ao longo do meridiano 70°, da parte sul da Província Mendoza até norte de Neuquén. LEANZA (1942 *apud* GUERELLO, 2006) em seus estudos paleontológicos de amonites propiciou importante contribuição para a estratigrafia da bacia.

Na década de 1980, a estratigrafia de seqüências permitiu a resolução de diversos problemas estratigráficos da bacia, tornando o enfoque da estratigrafia de seqüências como a

principal base para a elaboração do modelo de evolução sedimentar da bacia de Neuquén (LEGARRETA & GULISANO, 1989).

1.3 Estratigrafia

Em sua evolução meso-cenozóica, a bacia de retro-arco de antepaís de Neuquén (*retro-arc foreland basin*) acumulou sedimentos desde o Triássico Superior ao Jurássico Inferior (Figura 1.2), que resultou em uma sucessão sedimentar com aproximados 7 km de espessura (LEGARRETA & GULISANO, 1989). A sucessão estratigráfica da bacia retrata um ambiente deposicional predominantemente marinho marcado por variações cíclicas do nível do mar. Os ciclos estão vinculados a uma complexa interação de oscilações eustáticas, subsidências termais e extensionais, inversões estruturais e soerguimentos localizados (VERGANI *et al.*, 2005).

Entre os primeiros trabalhos da estratigrafia de Neuquén no início do século XX, GROEBER (1937 *apud* GUERELLO, 2006) dividiu a seção sedimentar da bacia em três grandes ciclos denominados de Jurássico (Pliensbachiano-Oxfordiano), Andico (Kimeridgiano-Cenomaniano) e Riograndico (Cenomaniano-Paleoceno). Posteriormente, LEGARRETA & GULISANO (1989) com base na estratigrafia de seqüências compartimentaram a bacia em três conjuntos denominados Substrato, Preenchimento Sedimentar e Cobertura Cenozóica.

O Substrato corresponde ao embasamento cristalino, caracterizado por rochas vulcânicas, plutônicas, metamórficas e sedimentares (Paleozóico Inferior ao Triássico Superior). O Preenchimento Sedimentar refere-se aos depósitos siliciclásticos, carbonáticos, evaporíticos e vulcânicos do Triássico Superior ao Paleoceno. A Cobertura Cenozóica é composta por rochas ígneas e depósitos sedimentares contemporâneos à orogenia andina.

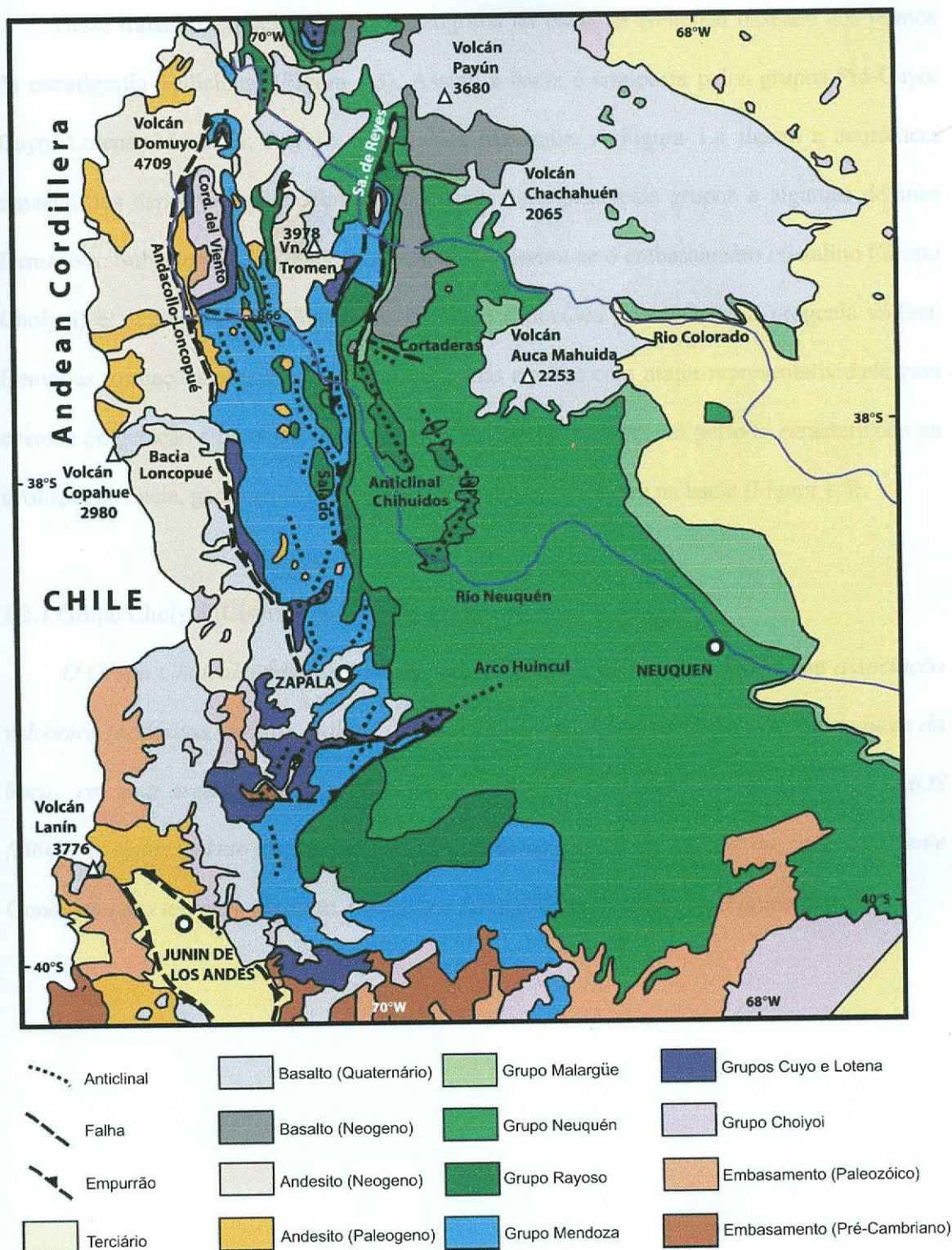


Figura 1.2 – Mapa geológico regional da bacia de Neuquén (COBBOLD & ROSSELO, 2003).

Neste trabalho explicitaremos a estratigrafia da bacia de Neuquén baseado nos termos da estratigrafia tradicional (Figura 1.3). Assim, a bacia é composta pelos grupos Pré-Cuyo, Cuyo, Lotena, Mendoza, Rayoso, Neuquén e Malargüe. A Figura 1.4 ilustra a ocorrência espacial dos depósitos sedimentares concernentes aos principais grupos e algumas de suas formações. Subjacente às unidades supracitadas encontra-se o embasamento cristalino (Grupo Choiyoi) e, superpostos, as formações de idade cenozóica relacionadas a orogenia andina. Dentre as formações presentes destacamos apenas aquelas com maior representatividade para eventos de geração e/ou acúmulo de óleo e gás, ou que marcam um período característico na evolução da bacia, geralmente associados às estruturas tectônicas na bacia (Figura 1.5).

1.3.1 Grupo Choiyoi (Cisuraliano-Triássico Inferior, 280-240 Ma)

O Grupo Choiyoi, embasamento da bacia, é caracterizado por uma extensa associação vulcânica (andesitos, dacitos, riolitos, ignimbritos e depósitos piroclásticos) na parte oeste da bacia, em uma área de aproximadamente 200.000 km². Segundo MOSQUERA & RAMOS (2005), o embasamento de Neuquén foi o resultado da amalgamação ao supercontinente Gondwana dos terrenos Cuyania, Chilenia e Patagônia no Paleozóico (Figura 1.6).

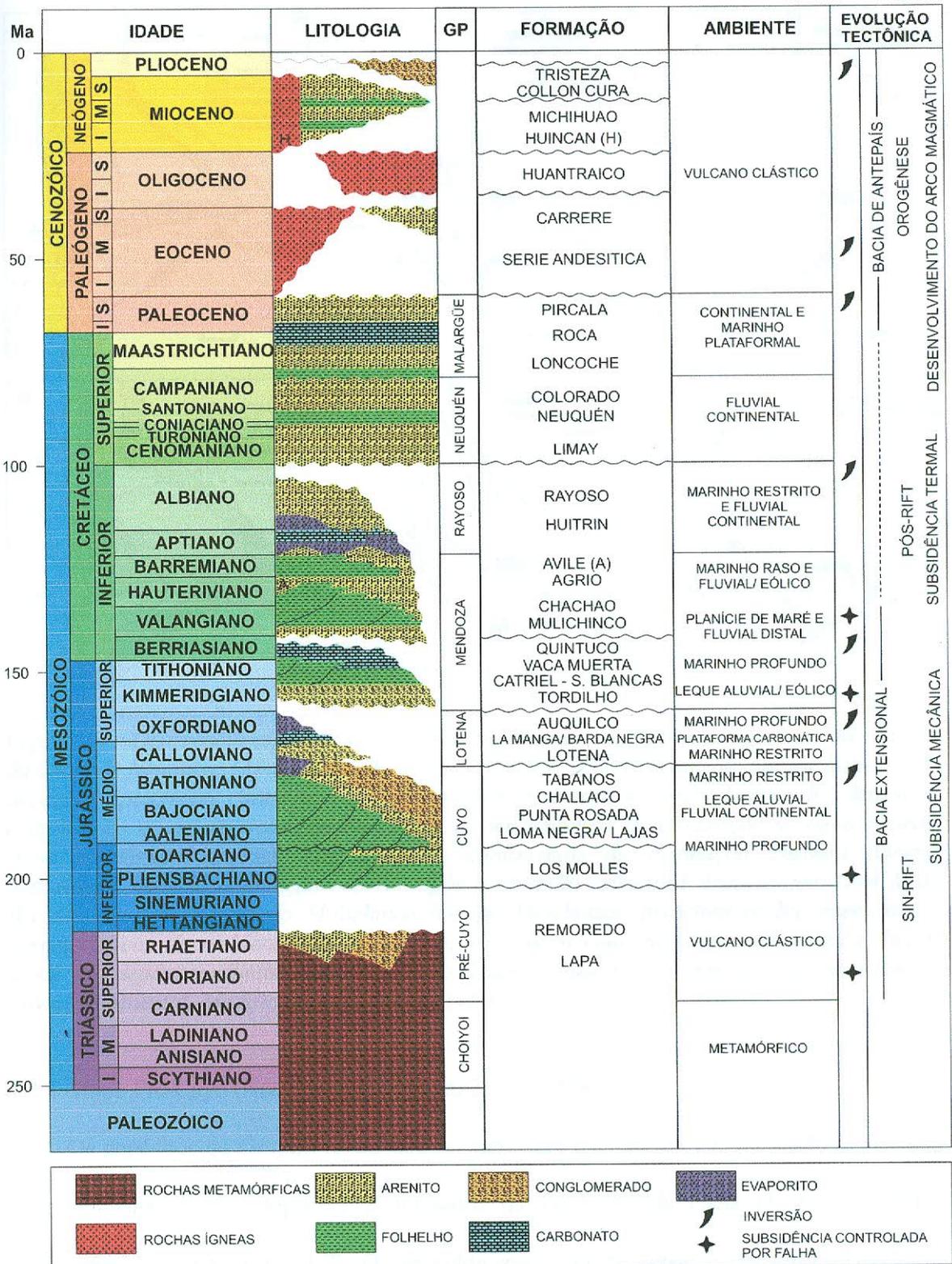


Figura 1.3 – Coluna estratigráfica da Bacia de Neuquén. Modificado de VERGANI et al., 1995.

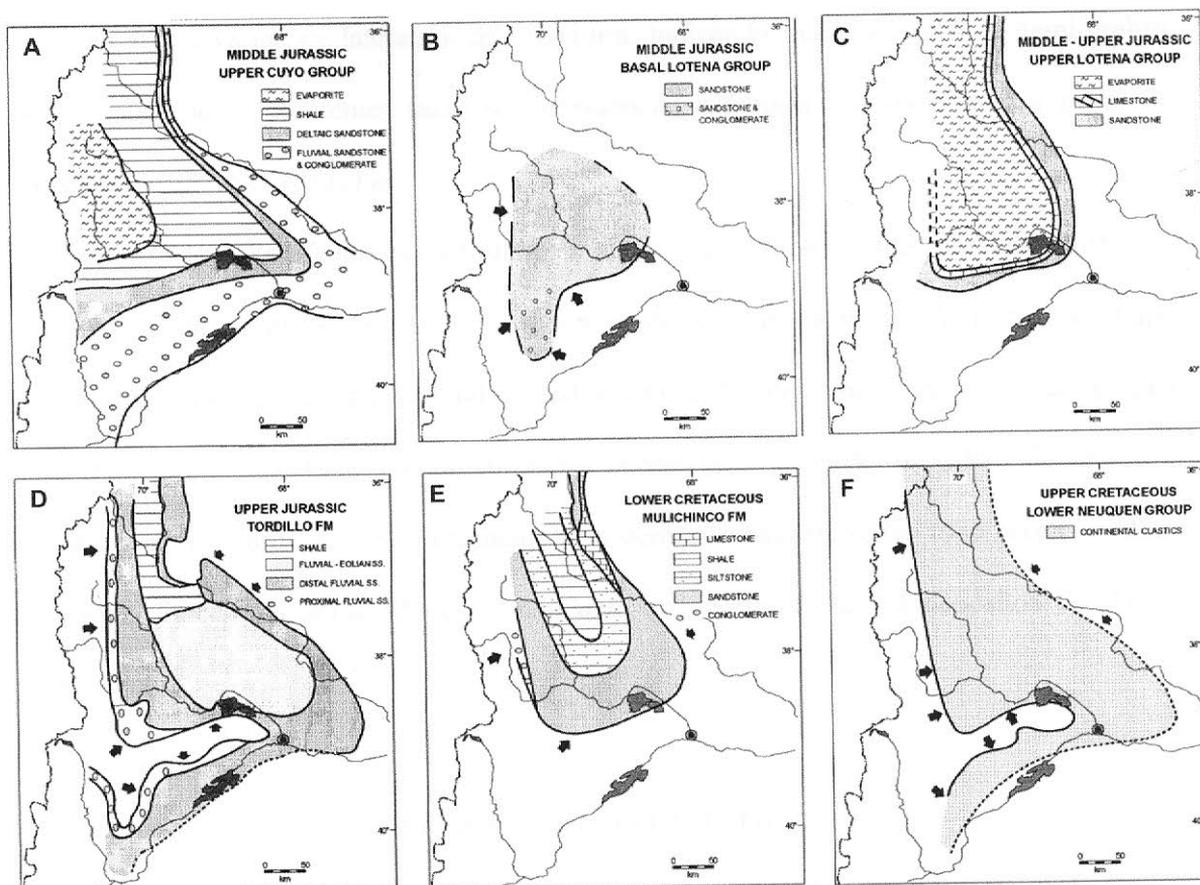


Figura 1.4 – Ocorrência espacial de depósitos sedimentares em diferentes grupos e formações da bacia de Neuquén: (A) depósitos do Grupo Cuyo (depocentros controlados por falhas); (B) depósitos tipicamente continental e marinho referente à base do Grupo Lotena; (C) depósitos evaporíticos e carbonáticos característicos de um ambiente de circulação de água restrito (topo do Grupo Lotena); (D) depósitos continentais da Formação Tordillo (Grupo Mendoza), cuja sedimentação ocorreu após a inversão estrutural Araucaniana (144 Ma); (E) depósitos da Formação Mulichinco (Grupo Mendoza), principal rocha reservatório, característicos de ambientes de sedimentação costeiro com influência de marés e fluvial distal; (F) depósitos silicilásticos da base do Grupo Neuquén, característicos de um ambiente fluvial continental. Modificado de VERGANI et al., 1995.

1.3.2 Grupo Pré-Cuyo (Noriano-Sinemuriano, 216-196 Ma)

Os depósitos do Grupo Pré-Cuyo, com espessura máxima de 1000m, estão associados ao preenchimento dos depocentros formados na fase rifte da bacia (Triássico Médio-Sinemuriano, Figuras 1.3 e 1.7). O preenchimento sin-rifte consiste em tufo riolíticos a dacíticos e lavas ácidas a básicas intercalados com folhelhos, arenitos e conglomerados de ambientes lacustre e fluvial (MANCEDA & FIGUEROA, 1995). As formações deste grupo

possuem fortes variações laterais e de espessura, indicando que o sistema de hemi-gráben esteve submetido a diferentes taxas de subsidência, associadas possivelmente a zonas de transferência (PÁNGARO *et al.*, 2002).

A Formação Remoredo é constituída por siltitos vermelhos e verdes, folhelhos tufáceos, conglomerados, arenitos fluviais e carbonatos de origem lacustre. A Formação Lapa compreende na sua porção basal conglomerados com clastos de composição granítica, riolítica e andesítica. Superposto aos conglomerados ocorre uma sucessão de 200m de arenitos, argilitos e níveis carbonáticos intercalados com derrames basálticos. No topo ocorrem 120m de rochas vulcânicas ácidas de cor amarelada, que correspondem a depósitos de fluxos piroclásticos.

1.3.3 Grupo Cuyo (Pliensbachiano-Bathoniano, 189-167 Ma)

O Grupo Cuyo está em discordância com os depósitos vulcano-siliciclásticos do Grupo Pré-Cuyo (Figuras 1.3 e 1.4a). Na Mesosseqüência Cuyo inicia-se a primeira etapa de sedimentação marinha na bacia de Neuquén que foi subdividida em seis seqüências deposicionais (LEGARRETA & GULISANO, 1989).

A primeira das seqüências deposicionais é caracterizada por uma inundação da bacia, devido ao efeito combinado da elevação do nível do mar e subsidência da bacia. Conforme LEGARRETA & GULISANO (1989), restam dúvidas acerca da distribuição paleogeográfica da primeira seqüência e de suas relações com os demais membros da Mesosseqüência Cuyo. No entanto, por apresentar grande afinidade com os sedimentos desta mesosseqüência, a primeira seqüência foi colocada na base e definida como uma seqüência deposicional independente a partir da qual se inicia a deposição marinha da bacia.

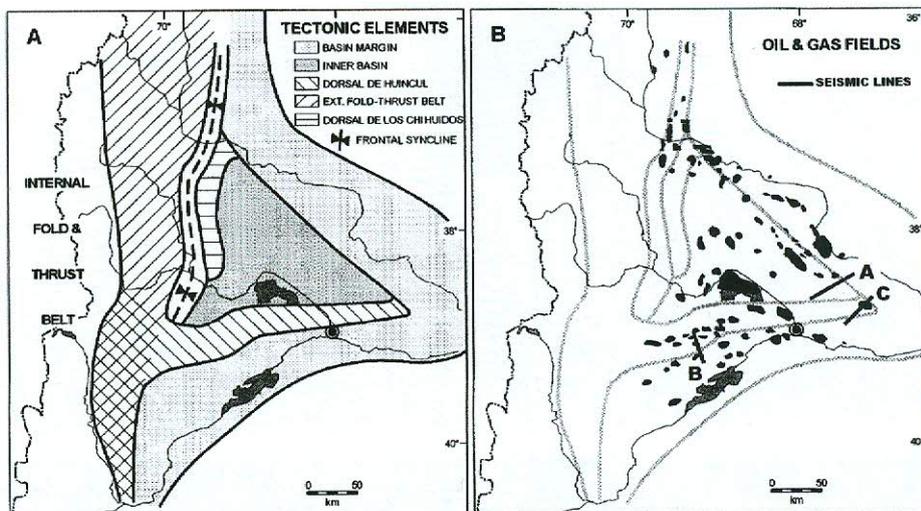


Figura 1.5 – (a) Mapa dos principais elementos tectônicos da bacia de Neuquén e (b) ocorrência de campos de óleo e gás associados, e localização em planta de três linhas sísmicas que seccionam os principais elementos tectônicos da bacia. Modificado de VERGANI et al., 1995.

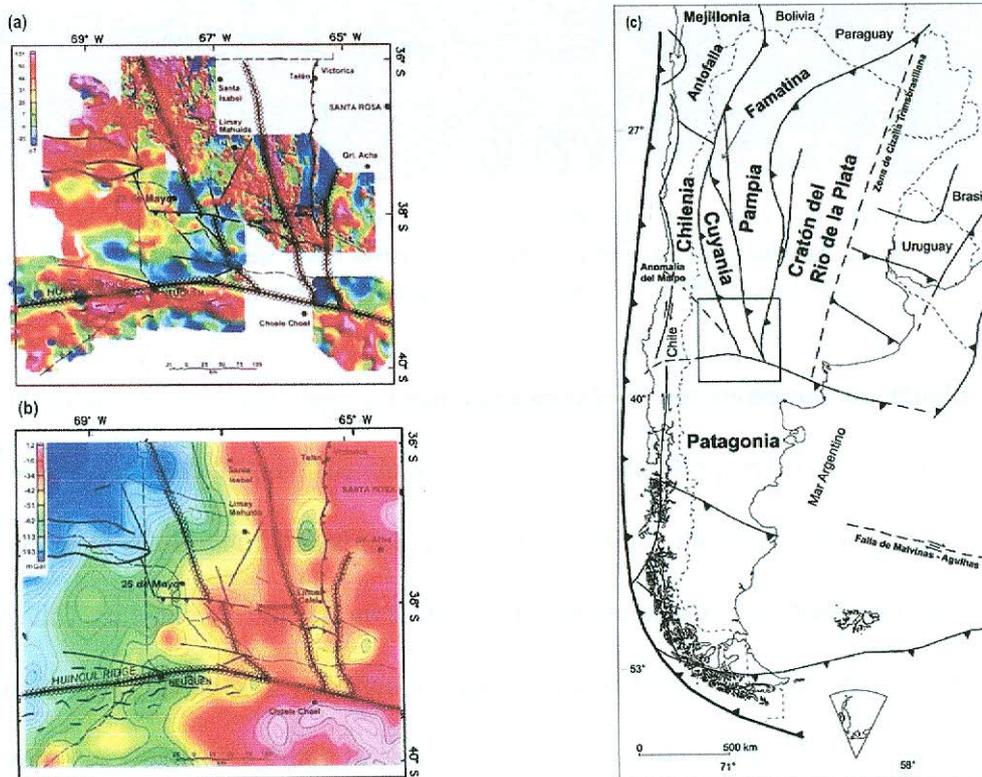


Figura 1.6 – Assinatura (a) magnética e (b) gravimétrica da região da bacia de Neuquén, onde observamos grandes alinhamentos na direção geral NNW-SSE, possivelmente relacionados as zonas de sutura entre os terrenos Cuyania, Chilenia e Patagonia no Paleozóico. (c) Interpretação da extensão destas zonas de sutura para a parte meridional da América do Sul. CHERNICOFF & ZAPPETTINI (2004).

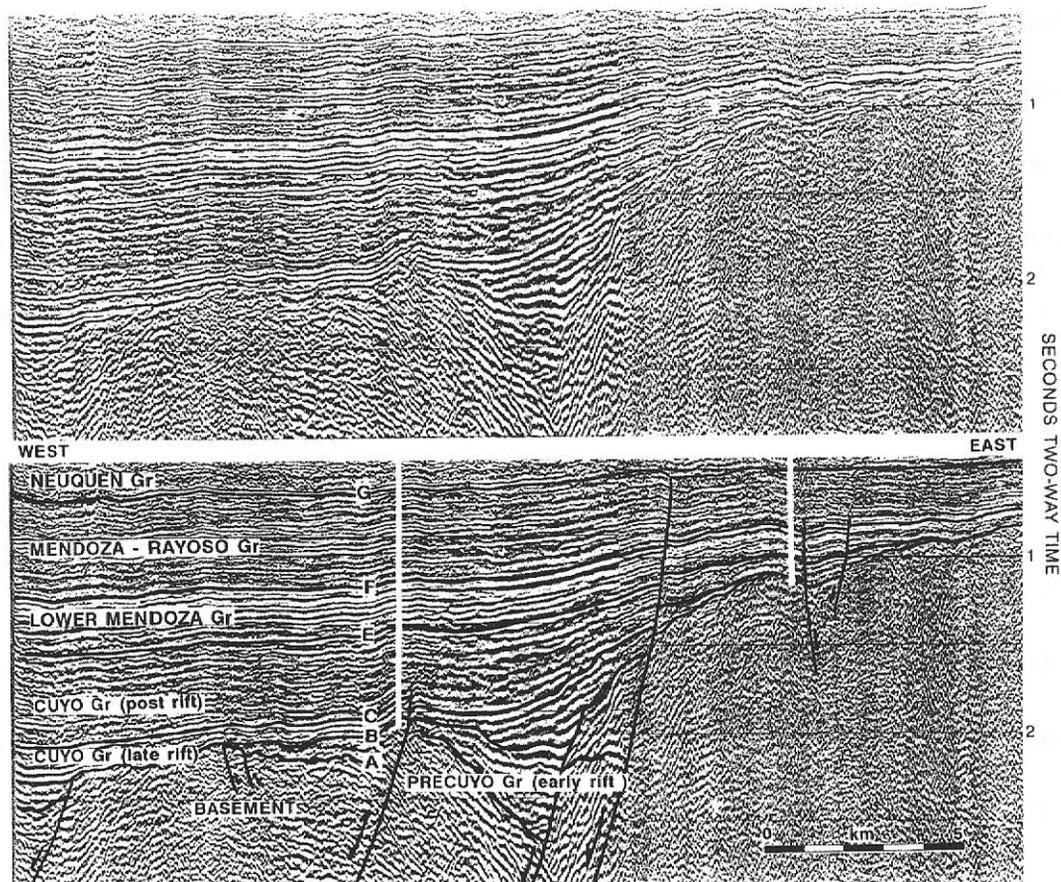


Figura 1.7 – Linha sísmica A (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada para a transição do evento de subsidência mecânica (fase sin-rifte) à cobertura pós-rifte. Exagero vertical 4.2:1 em 1.4 s (VERGANI et al., 1995).

A segunda seqüência deposicional corresponde a um momento de rápido aumento relativo do nível do mar, que permitiu a expansão da bacia. Na parte sudoeste da Província de Mendoza, esta seqüência é constituída por sedimentos silicilásticos continentais. Eles foram depositados em ambientes de leques aluviais e rios entrelaçados, que transicionam para fácies de praia, interdigitados com folhelhos negros. Neste ambiente depositaram-se os sedimentos das formações Challacó e Punta Rosada, ambas caracterizadas por conglomerados e arenitos vermelhos intercalados subordinadamente com folhelhos.

As seqüências deposicionais C3 a C6 caracterizam-se por uma tendência de retrogradação marinha. São formadas por depósitos fluviais e de leques aluviais, seguidos por fácies arenosas de margem continental, depositadas em ambientes de praia e delta, que

chegam por fim aos folhelhos da Formação Los Moles. No setor sudeste da bacia ocorrem turbiditos na base da terceira seqüência (LEGARRETA & GULISANO, 1989). A seqüência superior corresponde a última etapa do ciclo Cuyano com os evaporitos da Formação Tábanos. LEGARRETA & GULISANO (1989) interpretam os depósitos desta formação como o resultado de condições geológicas que limitaram a circulação de água do Oceano Pacífico na bacia de Neuquén.

1.3.4 Grupo Lotena (Calloviano-Oxfordiano, 164-161 Ma)

O Grupo Lotena está limitado pelas discordâncias Lotena (152 Ma), em sua base, e pela inversão Araucariana (144 Ma), em seu topo - Figuras 1.4b, 1.4c, 1.8 e 1.9. É constituído por argilitos de ambiente marinho profundo, corpos carbonáticos plataformais, evaporitos e depósitos clásticos continentais. Após o intenso período de dissecação da bacia há um retorno do contato da bacia sedimentar com o oceano Pacífico devido a uma transgressão marinha que ocasionou o aumento da área deposicional (LEGARRETA & GULISANO, 1989).

A Formação Lotena caracteriza-se, em sua base, por calcarenitos e lentes de conglomerados e, no topo, por intercalações de pelitos com arenitos grosseiros (turbiditos). Nas formações La Manga e Barda Negra ocorrem, respectivamente, *grainstones* oolíticos associados a corpos descontínuos de corais e folhelhos negros. Na Formação Auquilco ocorre uma espessa seqüência evaporítica, com predominância de depósitos de anidrita laminada, *boundstones* e pelitos com nódulos de anidrita. As fácies evaporíticas representam uma importante mudança na batimetria da bacia no Oxfordiano, indicando condições de queda do nível relativo do mar. Este fenômeno explica a mudança abrupta da sedimentação de águas profundas para sedimentação de águas rasas relacionadas à dissecação da bacia.

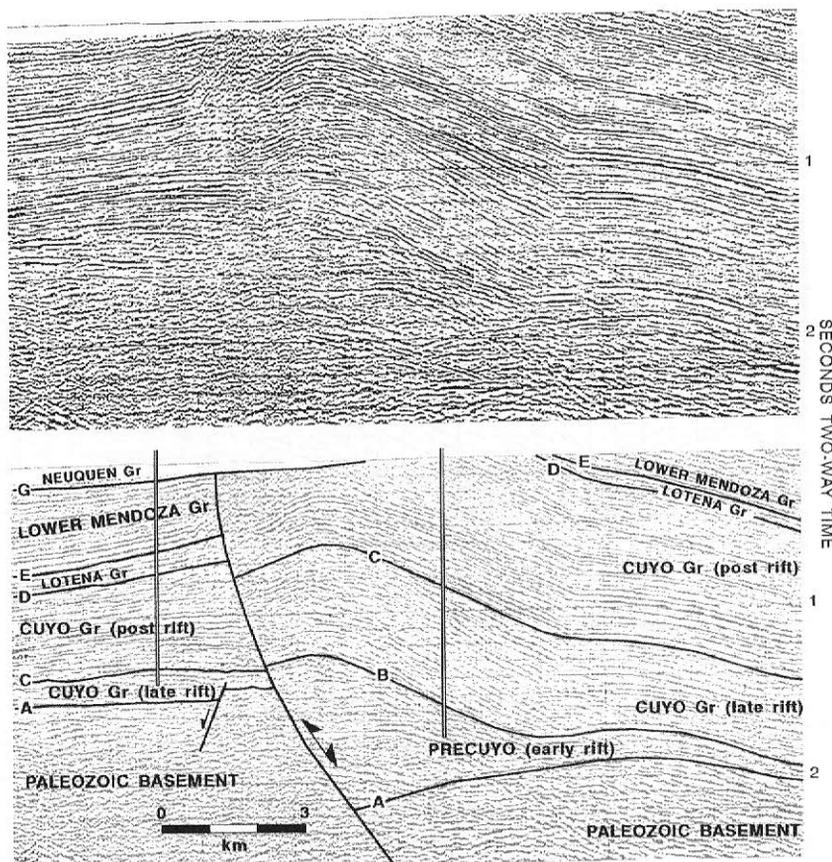


Figura 1.8 – Linha sísmica B (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada, parte Oeste da Dorsal de Huincul, para o evento de inversão estrutural Araucaniano (144 Ma). Exagero vertical 2:1 em 1 s (VERGANI et al., 1995).

1.3.5 Grupo Mendoza (Kimmeridgiano-Barremiano, 155-130 Ma)

No Kimmeridgiano até o Cenomaniano Médio iniciou-se um novo ciclo sedimentar na bacia de Neuquén (Figuras 1.8 e 1.9). Neste período ocorreu a deposição dos sedimentos dos grupos Mendoza e Rayoso pertencentes a Supersequência Média (LEGARRETA & GULISANO, 1989). Dentre as formações que compõe o Grupo Mendoza destacamos as de Tordillo (Figura 1.4d), Vaca Muerta, Mulichinco (Figura 1.4e), Agrio e Avilé.

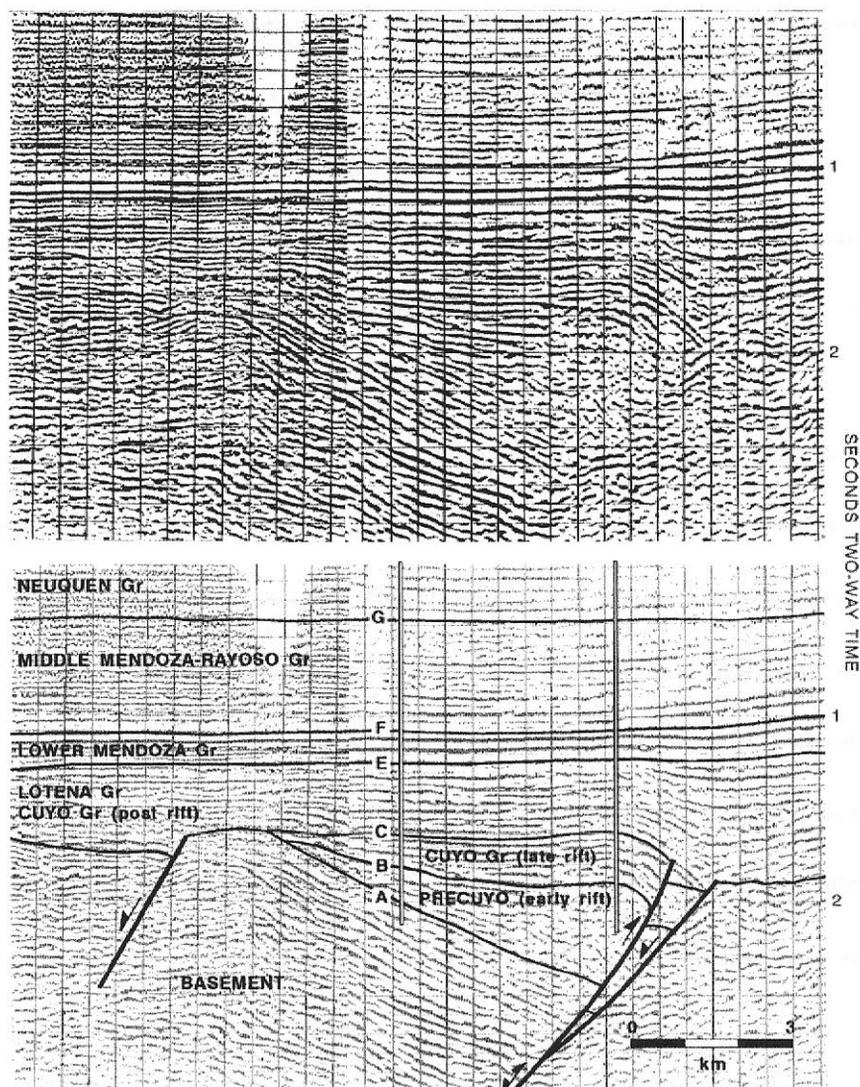


Figura 1.9 – Linha sísmica C (ver sua localização na Figura 1.5b). Seção sísmica não interpretada e interpretada, parte Leste da Dorsal de Huincul, na região de Estância Vieja. Repare a diminuição da deformação para o leste da bacia se comparado com Figura 1.8. Exagero vertical 2.3:1 em 1 s (VERGANI et al., 1995).

A Formação Tordillo é composta por bancos de arenitos e conglomerados com ocorrência subordinada de argilitos, característicos de ambientes continentais do tipo leque aluvial, fluvial entrelaçado, eólico e lacustre. A Formação Sierras Blancas é constituída por arenitos e subordinadamente conglomerados, ambas as rochas estão em parte cimentados por anidrita.

A Formação Vaca Muerta, principal rocha geradora da bacia, é composta principalmente por pelitos negros, com alto conteúdo de matéria orgânica, intercalados com calcários micríticos, característicos de um ambiente anóxico. Na Formação Mulichinco, principal rocha reservatório, ocorrem arenitos finos a médios (cimentação carbonática e matriz argilosa) intercalados com argilitos. O ambiente de sedimentação desta formação é caracteristicamente costeiro com influência de marés e fluvial distal.

A Formação Agrio é constituída principalmente por margas, calcarenitos, folhelhos negros e arenitos finos, característicos de um ambiente marinho raso e subordinamente fluvial e eólico. AGUIRRE & RAWSON (1997) subdividem a Formação Agrio em dois membros. O Membro Inferior, com espessura de 600m, é composto por folhelho marinho com intercalações de argilitos com arenitos, *wackestones* e *packstones*. O Membro Superior caracteriza-se por uma sucessão de cerca de 1000m de depósitos marinhos, constituídos por folhelho, argilito, arenito e *boundstone*. A Formação Avilé é composta por intercalações de arenitos finos com conglomerados e argilitos subordinados, provenientes de ambientes fluviais e eólicos.

1.3.6 Grupo Rayoso (Aptiano-Albiano, 125-112 Ma)

O Grupo Rayoso é constituído por evaporitos, carbonatos e depósitos siliciclásticos pertencentes as formações Huitrín e Rayoso. A Formação Huitrín é composta por arenitos com intercalações de folhelhos e evaporitos, característicos de um ambiente fluvial e marinho hipersalino. A Formação Rayoso é composta, em sua base, por folhelho com intercalação subordinada de anidrita nodular e carbonatos; e, no topo, por conglomerados e folhelhos, característicos respectivamente de um ambiente marinho hipersalino e fluvial anastomosado. Os depósitos deste grupo refletem a mudança no regime hidrológico da bacia para um ambiente de baixa energia e circulação restrita de água.

1.3.7 Grupo Neuquén (Cenomaniano-Campaniano, 99-83 Ma)

O Grupo Neuquén é constituído em sua maioria por sedimentos siliciclásticos, exclusivamente de fácies fluviais continentais (Figuras 1.3 e 1.4f). A parte basal deste grupo está composta principalmente por conglomerados e arenitos intercalados com folhelhos. LEGARRETA & GULISANO (1989) ressaltam que os depósitos deste grupo foram fortemente controlados pelas variações relativas do nível de base da bacia, estabelecendo diferentes momentos de erosão e sedimentação. Nos períodos de nível de base baixo houve uma intensificação dos processos erosivos, e os sistemas fluviais migraram para o interior da bacia. Nos momentos de nível de base alto houve uma redução da taxa de erosão e uma migração dos sistemas fluviais para áreas marginais da bacia.

1.3.8 Grupo Malargüe (Maastrichtiano-Paleoceno, 70-55 Ma)

O Grupo Malargüe (Figura 1.3) representa o último episódio deposicional marinho-continental da bacia de Neuquén com depósitos. Neste grupo ocorrem sedimentos marinhos intercalados com carbonatos, evaporitos e depósitos piroclásticos, indicando um ambiente sedimentar de mar restrito. LEGARRETA & GULISANO (1989) reconhecem uma descontinuidade estratigráfica basal, definida por uma brusca mudança granulométrica entre o topo do Grupo Neuquén e a base do Grupo Malargüe, e a atribuem a uma mudança no perfil de equilíbrio, causado provavelmente por uma queda brusca do nível de base da bacia.

1.3.9 Formações do Eoceno ao Plioceno, 55-1.8 Ma

Do Eoceno ao Plioceno, os sedimentos juro-cretáceos foram cobertos por depósitos piroclásticos e siliciclásticos, depositados em depocentros alongados e paralelos a cordilheira andina. EISNER (1992) reconheceu três diferentes eventos de atividade vulcânica na bacia: o

primeiro durante o Eoceno-Oligoceno; o segundo no Mioceno; e o terceiro do Mioceno ao Plioceno, caracterizado pela ocorrência de andesitos e granitos.

1.4 Evolução tectonosedimentar

A bacia de Neuquén, ao longo de seus 200 Ma de subsidência, é marcada por uma complexa história de formação, controlada principalmente pelos regimes tectônicos atuantes na margem oeste de Gondwana (Figura 1.10). Juntamente com as outras bacias Mesozóicas da Patagônia, esta bacia está associada a história Paleozóica de seus precursores. Muitas das bacias Mesozóicas ocorrem acima de depocentros Paleozóicos (Figura 1.11), sugerindo que seu desenvolvimento ocorreu devido a reativação de estruturas pré-existentes (VERGANI *et al.*, 2005).

No final do Paleozóico a região de Neuquén no supercontinente Gondwana foi severamente afetada por regimes convergentes, atuantes do oeste da América do Sul até a Austrália. Após um período de espessamento crustal, a América do Sul, a Laurentia e a África entraram em um período de quietude tectônica do Neoarqueano até o Jurássico Médio. No Permiano Superior, a região passou por intensa atividade magmática, com a intrusão de plutons graníticos em conjunto com andesitos-dacitos, riolitos e ignimbritos. Esta associação foi denominada como Grupo Choiyoi e constitui o embasamento da bacia de Neuquén.

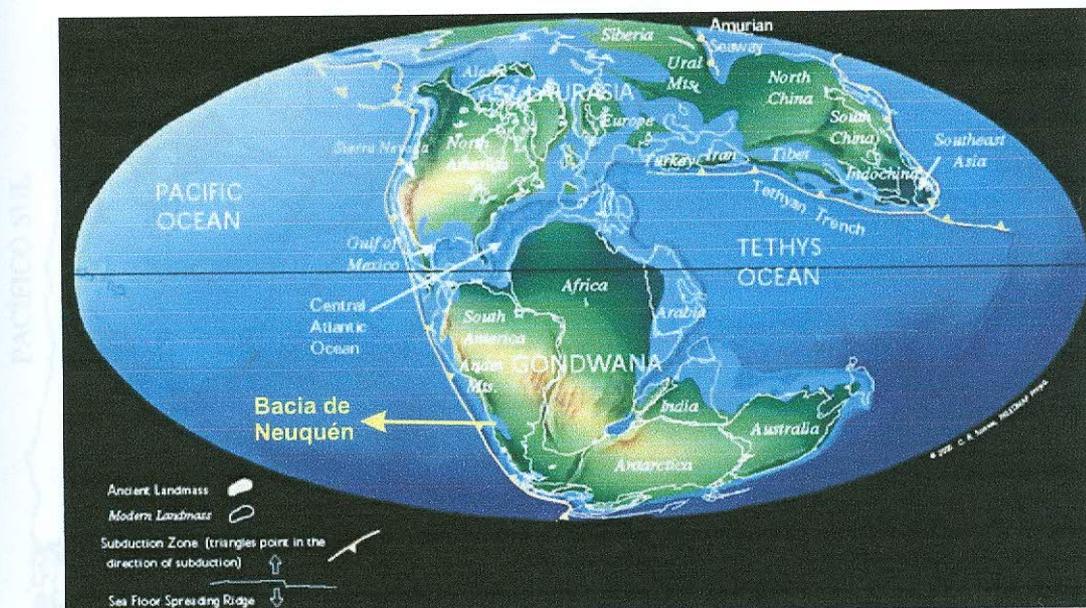


Figura 1.10 – Localização da bacia de Neuquén na parte oeste do supercontinente Gondwana no Jurássico Médio. Modificado de SCOTSE, 2003.

A Figura 1.12 ilustra a evolução e o desenvolvimento da bacia de Neuquén que, didaticamente, pode ser subdividida em três fases principais:

1. sin-rifte, que antecede a subducção da placa de Nazca sob a placa América do Sul;
2. pós-rifte, caracterizada pelo predomínio da subsidência termal da bacia e a intensificação do processo de subducção associado a evolução do arco magmático andino;
3. orogenética, caracterizada pela influência da subida da cadeia orogenética andina na deformação e deposição de sedimentos na bacia.

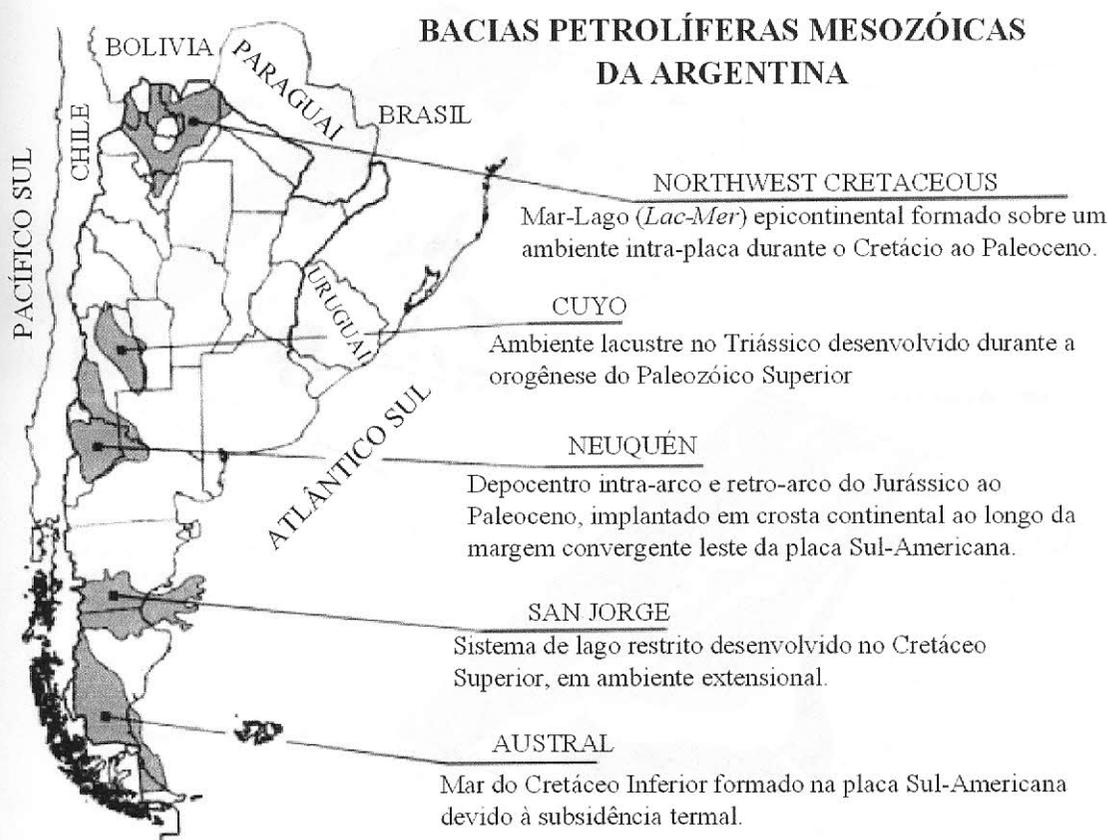


Figura 1.11 – Principais características das bacias Mesozóicas da Argentina (VILAR et al., 1998).

Os principais fatores, concernentes a arquitetura tectônica que controlam a distribuição dos campos de óleo e gás (Figura 1.5b), incluem os processos extensionais no Triássico-Jurássico; múltiplos episódios de inversão estrutural no Meso-Cenozóico; e o desenvolvimento da cadeia orogénica andina e da bacia de antepaís (HOWELL, 2005).

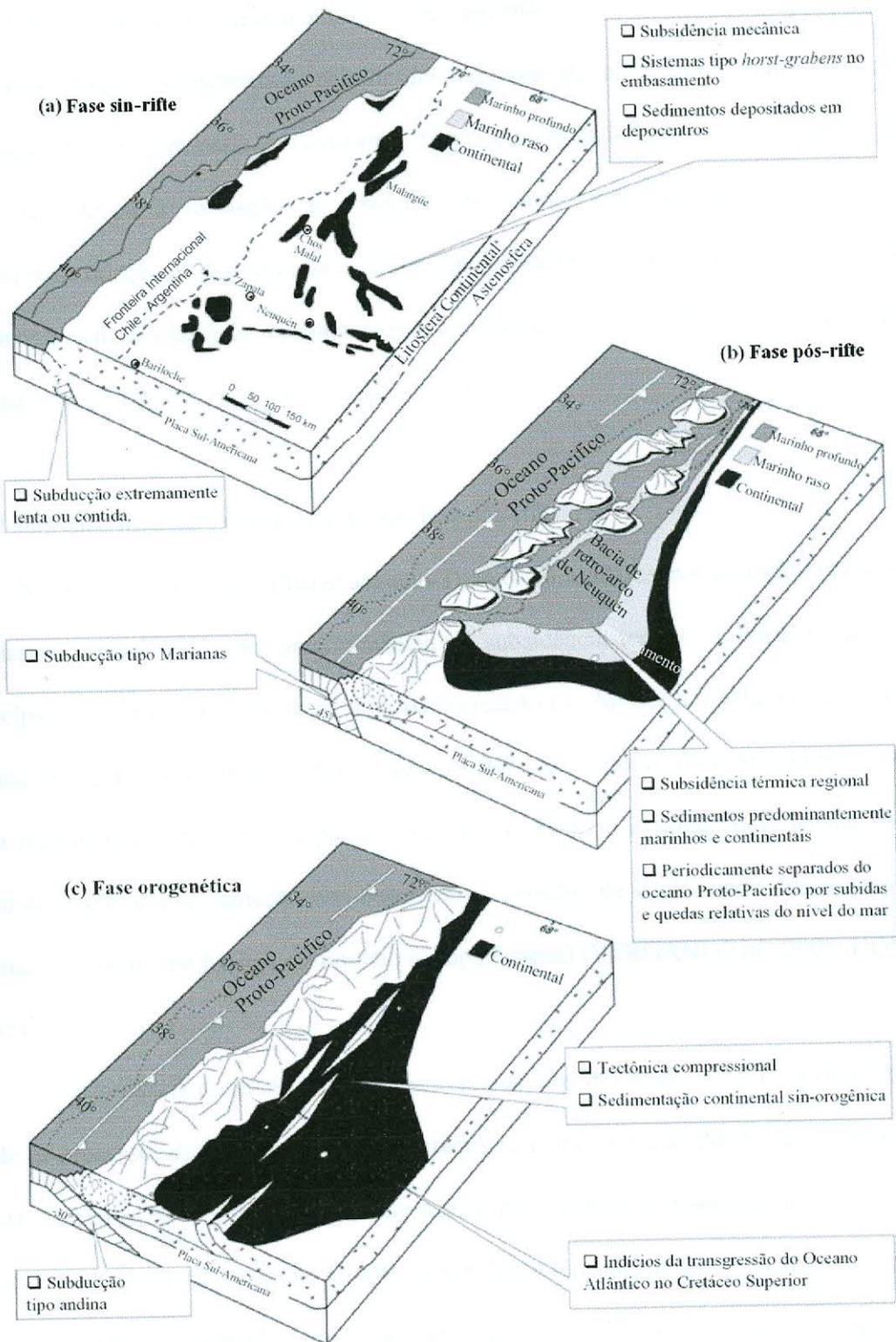


Figura 1.12 – Evolução esquemática da bacia Neuquén entre o Triássico Inferior e o Cenozóico. Modificado de HOWELL et al., 2005.

1.4.1 Triássico Superior - Jurássico Inferior, fase sin-rifte

Este estágio é caracterizado pelo desenvolvimento de um grande sistema transcorrente sub-paralelo a margem oeste de Gondwana. O processo induziu uma tectônica extensional na bacia, que levou à formação de sistemas tipo *horst-gráben* no embasamento, com a conseqüente criação de depocentros isolados. Os depocentros foram ocupados por sedimentos clásticos e vulcanoclásticos representados em subsuperfície pelos depósitos continentais da Formação Lapa (Grupo Pré-Cuyo) – Figuras 1.3 e 1.7.

1.4.2 Jurássico Inferior – Cretáceo Inferior, fase pós-rifte

No Jurássico Inferior (Pliensbachiano-Toarciano) ainda estava atuando o processo de rifteamento, mas havia uma predominância da subsidência termal. A bacia foi preenchida principalmente pelas fácies (i) tubidíticas da Formação Los Molles e (ii) fluviais e deltaicas da Formação Lajas (Grupo Cuyo). No Jurássico Médio ao Superior (Aaleniano-Oxfordiano), o arco magmático andino estava plenamente desenvolvido e a subsidência termal da bacia culminou com a amalgamação dos depocentros isolados da bacia, onde depositaram-se as formações Lotena, La Manga e Auquilco (Grupo Lotena) (VERGANI *et al.*, 2005; HOWELL, 2005).

A discordância do início do Calloviano marca uma mudança no estilo de sedimentação, onde os processos de elevação e erosão afetaram principalmente as partes oeste e sudoeste da bacia e a Dorsal de Huincal, considerada a principal estrutura de trapecamento de petróleo. As fácies conglomeráticas basais do Grupo Lotena foram o resultado do início desta inversão e as fácies evaporíticas marinhas do topo retratam o final deste período. No entanto, no Oxfordiano-Kimmeridgiano ocorreu a principal inversão estrutural da bacia, conhecida como a Inversão Araucariana, relacionada com a fragmentação da parte sudoeste de Gondwana e a

abertura do Oceano Atlântico (Figura 1.8). A restrição da bacia e a diminuição de sua profundidade resultaram nos depósitos fluviais da Formação Tordillo.

Um novo estágio de subsidência no Jurássico Superior - Cretáceo Inferior (Kimmeridgiano-Albiano) possibilitou uma entrada marinha gradual, que levou a expansão da bacia. Neste momento foram depositados os folhelhos marinhos da Formação Vaca Muerta. Ainda neste período, uma nova inversão provocou mudanças no padrão de subsidência da bacia e interrompeu gradualmente a influência marinha na bacia. Associado a esta dinâmica da bacia, depositaram-se os arenitos e folhelhos fluviais interdigitados com folhelhos marinhos pertencentes a Formação Mulichinco. As formações Vaca Muerta e Mulichinco são consideradas, respectivamente, a principal rocha geradora e rocha reservatório da bacia de Neuquén.

Após a inversão houve uma nova transgressão marinha registrada nos sedimentos de plataforma da Formação Agrio. Posteriormente, a diminuição da profundidade da bacia culminou na deposição das fácies evaporíticas e clásticas das formações Huitrin e Rayoso (Grupo Rayoso), respectivamente.

1.4.3 Cretáceo Superior - Cenozóico, fase orogénica

Estágio caracterizado pela transição para um sistema de subducção rasa que resultou: (i) em um encurtamento crustal de 45 a 57Km; (ii) na subida da cadeia orogénica andina e; (iii) na subsidência flexural da bacia. No início do Cenomaniano ocorreu um novo estágio de inversão da bacia de Neuquén, caracterizado pela reativação das áreas de proveniência de sedimentos e pela deposição dos sedimentos continentais do Grupo Neuquén. Este tipo de sedimentação continental e marinha persistiu até o Maastrichtiano nos depósitos do Grupo Malargüe.

No Eoceno iniciou-se uma nova fase de deformação e de subsidência da bacia de Neuquén devido a ascensão da cadeia orogénica andina e sua transformação em uma bacia de antepaís. Assim, do Eoceno ao início do Oligoceno, depositaram-se os sedimentos clásticos e piroclásticos da Formação Carrere. Ainda deste período, são conhecidas no oeste da bacia espessas suítes vulcânicas, denominadas como Série Andesítica. Derrames oligocênicos, de espessura variável, da Formação Huantraico estão superpostos de forma discordante à Formação Carrere. Na parte sudeste da bacia ocorrem depósitos clásticos e piroclásticos da Formação Collon Cura, superpostos de forma discordante aos depósitos continentais da Formação Michihuao. No Mioceno ocorreram eventos intrusivos com tendência básica à intermediária da Formação Huincan. No Plioceno, depósitos fluviais da Formação Tristeza ocorrem acima das demais formações terciárias, principalmente na região norte da bacia.

1.5 Estilo estrutural da bacia

A região de Neuquén é o resultado da evolução das famílias de falhas mesozóicas que, durante o Jurássico e o Eocretáceo, passaram por diversas fases de reativação. Muitas destas estruturas evoluíram como falhas compressionais, quando a bacia passou por períodos de inversão, para acomodar a deformação no Neoceno. Conforme ilustrado na Figura 1.13a, o padrão estrutural na direção leste-oeste da parte norte de Neuquén é dominado por uma série de blocos do embasamento soergidos durante o período de inversão, ao longo das falhas reversas (ULIANA & LEGARRETA, 1993).

A região centro-oeste da bacia é caracterizada pelo descolamento da sucessão jurássica do embasamento, e pela predominância de anticlinais apertadas e sinclinais abertas com ausência de vergência (Figura 1.13b). Na parte norte de Mendoza, onde o intervalo Tithoniano-Necomiano perde espessura, ocorrem falhas de cavalgamento de baixo ângulo

com vergência para leste. No norte de Malargüe, a parte frontal destas falhas de cavalgamento emerge em superfície.

Seções sísmicas na parte leste e sudeste de bacia indicam a presença de uma variedade de blocos basculados no embasamento. A parte nordeste do Rio Negro é caracterizada por falhas com direção geral NNW-SSE, relacionadas a evolução dos hemi-grábens. Ao norte da Dorsal de Huincul (Figura 1.13c), interpretada como uma zona de cisalhamento dextral, ocorrem diversos reservatórios de petróleo associados a altos estruturais invertidos, que se desenvolveram após eventos transpressionais.

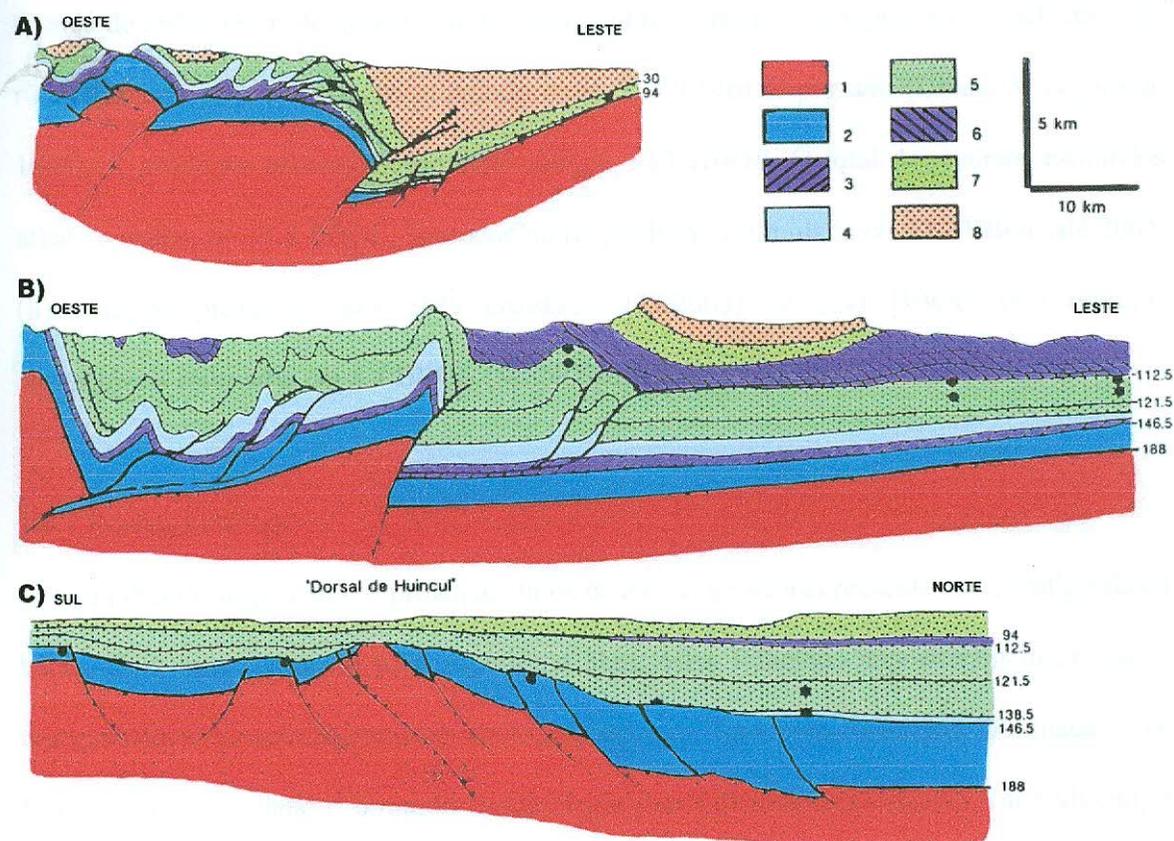


Figura 1.13 – Perfis geológicos regionais nas direções: (a) leste-oeste da parte norte; (b) leste-oeste da parte central; e (c) norte-sul na Dorsal de Huincul da Bacia de Neuquén. Legenda: 1. embasamento, 2. depósitos do Jurássico Inferior à Médio, 3. evaporitos do Oxfordiano, 4. sedimentos siliciclásticos do Kimmeridgiano, 5. depósitos marinhos do Cretáceo Inferior ao Titoniano, 6. evaporitos do Aptiano ao Aalbiano, 7. arenitos tipo hadbad do Cretáceo Superior e 8. depósitos do Terciário e derrames de lava (Modificado de ULIANA & LEGARRETA, 1993).

1.6 Sistemas petrolíferos

A prospecção de petróleo na Bacia de Neuquén iniciou-se por volta de 1904, na região oeste da Província de Neuquén (ULIANA & LEGARRETA, 1993). O primeiro poço de petróleo foi perfurado em 1908 e o primeiro reservatório foi descoberto em 1918. Até o final da década de 1950 a produção estava abaixo de 5 MBOE por ano, retirados principalmente do flanco sudeste da Dorsal de Huincul. A exploração intensificou-se durante a década de 1960 e 1970, na parte norte e sul de Malargüe, com a produção atingindo 35 MBOE por ano. Na década de 1980 foram descobertos novos reservatórios próximos a região da cordilheira e em rochas ígneas, com a produção atingindo entre 55-60 MBOE por ano (Uliana & Legarreta, 1993). A produção acumulada até 2005 atingiu 5.87 BBOE. O total de recursos estimados atinge a ordem de 13.8 BBOE, baseados na (i) produção acumulada de 5.87 BBOE até 2005, (ii) reservas provadas mais 50% prováveis (12/2003) de 3.44 BBOE, (iii) reservas recuperáveis estimadas em 4.4 BBOE (MENDIBERRI *et al.*, 2005).

1.6.1 Rochas geradoras

Folhelhos negros são os principais tipos de rochas geradoras presentes na estratigrafia da bacia. Com uma espessura total superior a 3km, estes folhelhos depositaram-se em picos transgressivos, caracteristicamente anóxidos, entre o Toarciano-Aaleniano (Formação Los Molles), no Oxfordiano (Formação Barda Negra), no Tithoniano (Formação Vaca Muerta) e no Necomiano (Formação Agrio) – Tabela 1 (VERGANI *et al.*, 2005; ULIANA & LEGARRETA, 1993).

A sucessão Tithoniana é considerada o principal intervalo gerador da bacia devido as suas características geoquímicas, ampla área de ocorrência e posição intermediária na estratigrafia. Os folhelhos pertencentes a Formação Vaca Muerta representam uma seção

condensada com 45-50m de espessura. A abundância de matéria orgânica e baixo conteúdo de vitrinita indicam no diagrama de Van Krevelen uma assinatura de matéria orgânica tipo I a II, fitoplânctons marinhos, com conteúdo médio acima de 2% COT (Carbono Orgânico Total) chegando localmente a 10-12% COT.

Os folhelhos da Formação Agrio possuem conteúdo localizado de matéria orgânica entre 3 a 5% COT e são geoquimicamente semelhantes aos da Formação Vaca Muerta, mas não possuem espessura e continuidade lateral como no intervalo Tithoniano. Por outro lado, a Formação Los Molles é dominada por matéria orgânica do tipo carbono-lenhosa, geralmente interpretada como geradora de gás na bacia (ULIANA & LEGARRETA, 1993).

Tabela 1 – *Características geoquímicas e estratigráficas das principais rochas geradoras de hidrocarbonetos da bacia de Neuquén (VILAR et al., 1998).*

Rocha Geradora	Tipo de Querogênio		COT (%)	Tipo de Petróleo Associado
	Rock-Eval	Microscopia		
Agrio	II-III	Amorfo (algas com poucos terrígenos)	2-5	Óleo parafínico à naftênico (baixa e média maturação)
Vaca Muerta	I-II	Amorfo (grande parte de algas)	3-8	Óleo parafínico à naftênico, condensado/gás (baixa e alta maturação)
Los Molles	II-III	Amorfo+estruturado (plantas terrestres)	1-5	Óleo parafínico, condensado, gás (na maior parte leve)

Maturação e ocorrência de hidrocarbonetos

Com a presença de diversos intervalos de folhelhos ricos em matéria orgânica e uma complexa história tectônica, a bacia de Neuquén possui um padrão de rápida entrada e longa residência na janela de geração de óleo, possivelmente do Eocretáceo até os dias atuais. É provável que a região centro-oeste da bacia tenha entrado na janela de geração de gás. Na parte oeste da bacia o intervalo Tithoniano entrou na janela de geração de óleo no Neocretáceo. Os folhelhos do intervalo Hauteriviano-Barremiano da Formação Agrio entraram na janela de maturação de óleo apenas na parte noroeste da bacia e, possivelmente, no extremo sul de Mendoza (ULIANA & LEGARRETA, 1993).

Ocorrências comerciais de óleo e gás estão preferencialmente localizadas em áreas menos deformadas, como a plataforma da bacia em sua parte leste, onde estão localizados 90% dos campos e reservas recuperáveis. Pelo menos 50% dos campos de óleo estão relacionados a armadilhas estratigráficas e somente no extremo sudeste e oeste da bacia há uma predominância de armadilhas estruturais. Os campos na parte oeste estão associados à anticlinais, desenvolvidas após a inversão dos hemi-grábens.

1.6.2 Rochas Reservatórios

Os principais reservatórios da bacia situam-se entre os intervalos do Jurássico Médio ao Barremiano. No Jurássico Médio, os reservatórios de arenitos e conglomerados, pertencentes as formações Challacó, Lotena e Punta Rosada, ocorrem preferencialmente na parte sudeste e leste da bacia. Esses reservatórios possuem uma mistura de sedimentos vulcano-clásticos, cuja porosidade e permeabilidade tornam-se reduzidas para profundidades acima de 3000m.

No Kimmeridgiano, o intervalo composto por arenitos a conglomerados pertencentes as formações Tordilho e Sierras Blancas constitui um reservatório com espessura de 250m na parte central da bacia. Os reservatórios do Berriasiano, compostos por arenitos e carbonatos da Formação Mulichinco, possuem porosidade variável entre 3-8%, sendo sua produção comercial relacionada principalmente a presença de armadilhas estruturais. No Hauteriviano ao Barremiano, os arenitos das formações Avilé e Agrio com espessuras entre 5-100m constituem bons reservatórios, em sua maioria relacionados à armadilhas estratigráficas e subordinamente as estruturais.

Os principais reservatórios comerciais da bacia estão espacialmente relacionados com a área de ocorrência da Formação Vaca Muerta. Nessas áreas os diferentes tipos de óleo indicam que: (i) os do tipo leve concentram-se na região oeste e ao longo do eixo da bacia e, (ii) os tipos pesados ocorrem preferencialmente nas margens da bacia.

2 MÉTODO SÍSMICO

2.1 Introdução

A geofísica proporciona as bases científicas e os métodos necessários para os estudos geológicos de sub-superfície (Line y Newrick, 2004). Dentro desta ciência, o método sísmico é a técnica mais importante e mais utilizada para mapeamento do subsolo usada atualmente. A sísmica é a técnica mais utilizada para a exploração do petróleo, com boa resolução, razoável penetração e aceitável precisão. A locação para perfuração de poços, raramente é feita sem um bom mapeamento sísmico da região. O método é utilizado em outras áreas, como a engenharia civil e mineração.

A exploração sísmica tem origem na sismologia ligada a terremotos, e envolve basicamente alguns tipos de medidas utilizadas neste ramo da sismologia. Enquanto a sismologia de terremotos utiliza como fonte de energia os tremores naturais que ocorrem na sub-superfície terrestre, a exploração sísmica utiliza energia gerada artificialmente. Em explorações terrestres, cargas explosivas são utilizadas como geradoras de ondas sísmicas artificiais.

A técnica básica da exploração sísmica de reflexão consiste na geração de ondas sísmicas artificiais. Estas ondas adentram a sub-superfície terrestre, até atravessarem uma superfície que separe duas camadas geológicas de diferente impedância acústica e sofrerem reflexão. Existe uma série de equipamentos especiais arranjados na superfície para a leitura desta onda refletida, os equipamentos terrestres são conhecidos como geofones. Estes geofones recebem os sinais, que são armazenados digitalmente em fitas magnéticas. Após este armazenamento os dados são processados computacionalmente. Estes dados processados são

posteriormente interpretados geologicamente. Toda a viagem executada pela onda em sub-superfície, depende de propriedades físicas encontradas nas rochas. Esta interpretação depende do geofísico que deverá analisar as variações de amplitude, frequência, fase e tipo da onda resposta.

2.2 Teoria Sísmica

2.2.1 Conceituação

O método sísmico utiliza a propagação das ondas através das rochas, e o comportamento destas ondas ao atravessarem diferentes camadas geológicas. A propagação das ondas depende basicamente das propriedades elásticas das rochas. Através de conceitos físicos da teoria da elasticidade, estimam-se bons parâmetros sísmicos, que serão utilizados na construção de um modelo geológico regional.

Quando uma força externa é aplicada em um corpo, este corpo tende a se deformar. Reativamente, o corpo produz forças internas, que são opostas as forças externas aplicadas. A resultante das forças internas tende a colocar o corpo novamente em suas condições originais, após a força externa ser removida. A capacidade que este corpo apresenta de retornar ao seu estado de origem, após a remoção desta força externa, é chamada elasticidade. Um corpo perfeitamente elástico é o que retoma suas medidas originais, sem nenhuma deformação residual, após remoção de uma força externa aplicada.

Quando uma força é aplicada, ela não é aplicada pontualmente, mas em uma determinada superfície do corpo. Essa força por unidade de área é conhecida como tensão. Quando a tensão tem um ângulo em relação ao corpo, podemos dividi-la em duas componentes, uma normal (componente de pressão), e uma cisalhante. O símbolo utilizado para a tensão é o (σ), acompanhado de duas letras subscritas. Quando estas são iguais (por

exemplo, xx), significa dizer que a tensão é normal a superfície de contato, e quando são diferentes (por exemplo, xy), quer dizer que a tensão é cisalhante.

Quando um corpo elástico é submetido a uma tensão, e sua forma ou dimensão é alterada, esta alteração é conhecida como deformação. A deformação é caracterizada pelo símbolo (ϵ), e como na tensão, decompõe-se em deformação normal e a cisalhante, a maneira de representá-la também é similar à tensão, com as duas letras subscritas.

As equações que relacionam linearmente a tensão e a deformação, são dadas pela lei de Hooke. Em geral a lei de Hooke não é trivial para qualquer problema. Porém, para um meio isotrópico ela é facilmente aplicável, sendo representada pela equação (2.1) para tensões normais, e pela equação (2.2), para meios cisalhantes:

$$\sigma_{ii} = \lambda \Delta + 2\mu\epsilon_{ii} \quad i = x, y, z \quad (2.1)$$

$$\sigma_{ij} = \mu\epsilon_{ij} \quad i, j = x, y, z \text{ e } i \neq j \quad (2.2)$$

Onde:

$$\Delta = \epsilon_{xx} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz} \quad (2.3)$$

E λ e μ , são chamadas de constantes de Lamé (TELFORD et al., 1990). As constantes de Lamé são utilizadas também para definição do módulo de Young, Poisson e Bulk. Estes módulos são conhecidos como constantes elásticas. O conhecimento das constantes elásticas das rochas, bem como sua interpretação geológica, pode ser importante para a localização de hidrocarbonetos.

2.2.2 Equações da onda

Utilizando a segunda lei de Newton para o movimento, e através de uma série de cálculos efetuados (TELFORD et al.1990), chegamos a equação geral da onda. Esta equação pode ser utilizada para uma onda acústica tridimensional:

$$\frac{1}{V^2} \frac{\partial^2 \psi}{\partial t^2} = \nabla^2 \psi \quad (2.4)$$

Onde ∇^2 , corresponde ao operador Laplaciano e V é a velocidade de propagação da onda no meio.

Esta equação pode ter inúmeras soluções, pois depende do tipo de onda que estamos tratando. A solução geral da equação para uma onda plana está na equação (2.5), para uma onda esférica na equação (2.6), e para ondas planas harmônicas na equação (2.7):

$$\psi = f(x - Vt) + g(x + Vt) \quad (2.5)$$

$$\psi = \frac{1}{r} f(r - Vt) + \frac{1}{r} g(r + Vt) \quad (2.6)$$

$$\psi = A \cos(kx - 2\pi Vt) \quad (2.7)$$

Nas equações (2.5) e (2.6), f e g são funções que dependem da distância percorrida, tempo e velocidade da onda, e A é uma constante a se calcular (amplitude da onda), a partir de condições iniciais. Na equação (2.6), r corresponde à coordenada esférica.

2.2.3 Ondas de corpo: ondas P e S e velocidade sísmica.

As ondas de corpo ou volume propagam-se através do interior da Terra. Estas apresentam percursos radiais deformados devido às variações de densidade e composição do interior da Terra. O primeiro tipo é a onda de dilatação, longitudinal, sem rotação, compressional ou onda P; a letra P é utilizada por ser o primeiro evento a ser detectado. O segundo tipo registrado é uma onda cisalhante, transversal, rotacional, ou onda S. A onda P apresenta velocidade maior em sub-superfície que a onda S. As velocidades das ondas P e S estão equacionadas abaixo, e são chamadas de α e β respectivamente:

$$\alpha = \{(\lambda + 2\mu) / \rho\}^{1/2} \quad (2.8)$$

$$\beta = (\mu / \rho)^{1/2} \quad (2.9)$$

Onde:

α = Velocidade das ondas P;

β = Velocidade das ondas S;

λ = Constante de Lamé, módulo de volume ou de incompressibilidade;

μ = Módulo de rigidez ou de Cisalhamento;

ρ = Densidade.

Para meios fluidos, μ é igual à zero, e a velocidade da onda S é zero, ou seja, a onda S não ocorre em meios líquidos. Como a maioria dos levantamentos sísmicos no Brasil é feito no mar, a onda P é dominante na exploração sísmica, porém existem casos, como contato rocha fluido, que uma boa análise conjunta da onda P com a onda S pode ser importante para imagear regiões contendo hidrocarbonetos. O método sísmico é baseado no diferente tempo

de chegada das frentes de onda, e nas amplitudes das mesmas. Ao atravessar meios fluidos, a onda S pode se transformar em onda P, caminhar no fluido e voltar a ser onda S no meio sólido. Todas estas análises conjuntas, podem levar a indícios de hidrocarbonetos.

Com base nas equações (2.8) e (2.9), pode-se perceber que as velocidades com que estas ondas se propagam são funções da densidade e das constantes elásticas do meio que elas atravessam. Desta forma, estão intrinsecamente relacionadas com propriedades como compactação, porosidade, saturação e constituição mineralógica da rocha. Conhecendo a velocidade, é possível então estimar parâmetros das rochas. Na Figura 2.1 podemos observar o intervalo de velocidades de ondas P encontradas em diversos tipos de rocha.

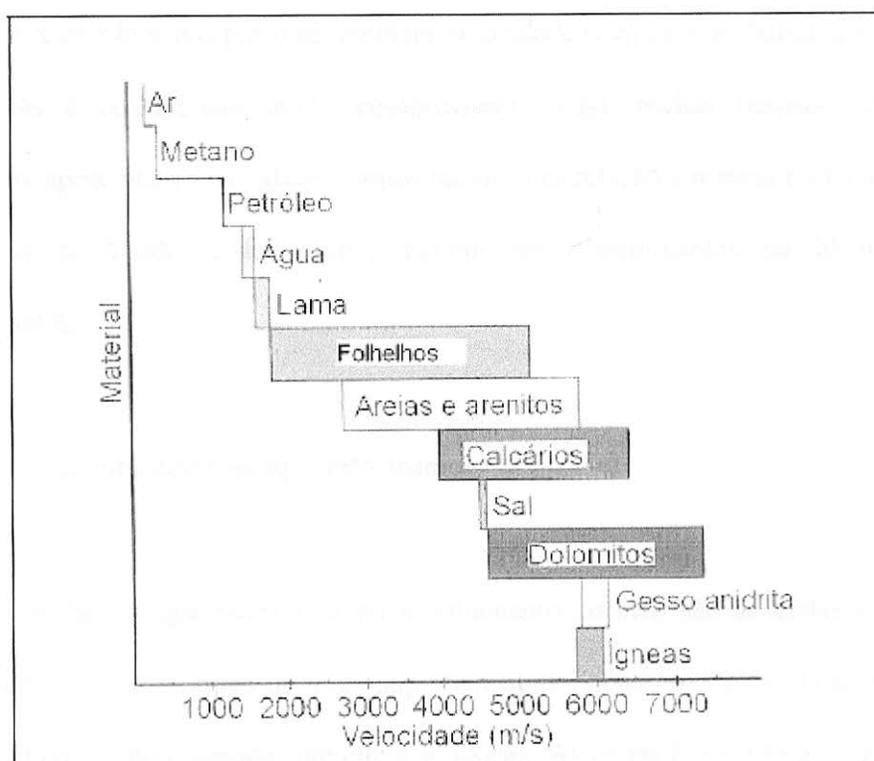


Figura 2.1 – Distribuição de velocidades comumente encontradas na prospecção de petróleo. (Tese de Lima, 2005).

A idade da rocha é um fator determinante da sua velocidade. Quanto mais velha, estima-se que a rocha tenha maior velocidade. Isto é justificado pela maior coluna litostática sobre a

rocha, cimentação da rocha, e outros fatores. Este princípio é conhecido como lei de Faust (1951).

A propagação de uma onda acústica através da rocha é influenciada pelas constantes elásticas do meio que variam em função da litologia, porosidade, fluido saturante, forma dos poros, fraturas, cimentação, compactação, temperatura e anisotropia. O comportamento elástico da rocha é o somatório de todos esses fatores.

Um fator que influencia de forma predominante a velocidade de propagação de ondas sísmica são os poros encontrados nas rochas e os fluidos existentes nestes poros. Uma rocha mais porosa apresenta uma velocidade menor que a menos porosa, pois os poros interferem na continuidade do caminho da onda. O óleo apresenta maior compressibilidade do que a água. Logo, rochas com óleos nos poros apresentam velocidade sísmica mais baixa, que rochas com água. O gás é considerado muito compressível. Logo, rochas porosas contendo gás normalmente apresentam velocidade sísmica baixa, com relação à mesma rocha apresentando outros tipos de fluido. Estes efeitos podem ser determinantes na identificação de hidrocarbonetos.

2.2.4 Fatores que interferem na aquisição sísmica

Um dos fatores que interferem no levantamento sísmico são as ondas de superfície. Basicamente são dois os tipos de onda superficiais, as ondas *Love* e as ondas Rayleigh, ou *Ground Roll* como são chamadas durante a aquisição. As ondas *Love*, não apresentam efeitos prejudiciais marcantes durante o levantamento sísmico. Estas são ondas que vibram paralelamente à superfície terrestre, e são as principais causadoras de destruição durante terremotos. As ondas Rayleigh ou *Ground Roll*, são geradas nas zonas de baixa velocidade (ZBV), e muitas vezes têm energia suficiente para camuflar, até mesmo as grandes reflexões.

Elas são um grande problema na aquisição sísmica, principalmente em aquisição terrestre. Entretanto, com um bom arranjo de geofones seus efeitos podem ser atenuados.

Outros fatores que atrapalham a sísmica são os atenuantes da energia das ondas sísmicas. Quando a onda percorre a sub-superfície, a frente de onda se expande esfericamente em relação ao centro, sua área total aumenta, e sua energia permanece inalterada. Como a onda será medida pontualmente, e ocorrerá dispersão de sua energia durante seu percurso, o sinal coletado apresentará uma intensidade muito menor que o sinal original. Este decréscimo de energia ocorre em função do quadrado do raio, tal efeito é conhecido por divergência esférica, e depende basicamente da distância que o refletor se encontra.

Outro evento de atenuação da onda sísmica é a absorção. Durante o processo de expansão e compressão do material para passagem da onda, o processo elástico não é perfeito, sendo que à medida que a onda se move ela vai perdendo energia para o meio. Esta perda de energia é conhecida como perda por absorção. Quanto mais longe do ponto de tiro, menor será a energia da onda. A perda por absorção, também depende da frequência da onda (as ondas com frequência mais alta decaem mais rapidamente).

2.2.5 Movimento da onda

As construções geométricas mostrando como uma onda caminha, baseiam-se no Princípio de Huygens (1690), que diz: “Qualquer ponto ou partícula excitado pelo impacto da energia de uma onda, torna-se uma nova fonte puntiforme de energia.” O princípio de Huygens é uma construção puramente geométrica, que permite determinar a posição futura de uma frente de onda a partir de sua posição em um instante dado. Todos os pontos de uma frente de onda são considerados como fontes de ondas esféricas secundárias. A nova frente de

onda, em um instante de tempo posterior, é a envolvente dessas ondas secundárias como se apresentam nesse instante.

Pode-se aplicar o princípio de Huygens para locais onde houver discordâncias, ou seja, superfícies entre camadas com coeficientes acústicos diferentes. As interfaces devem ser estudadas a partir dos conceitos de reflexão e refração. Como nosso principal objetivo de estudo é a sismica de reflexão, daremos maior ênfase a este tópico.

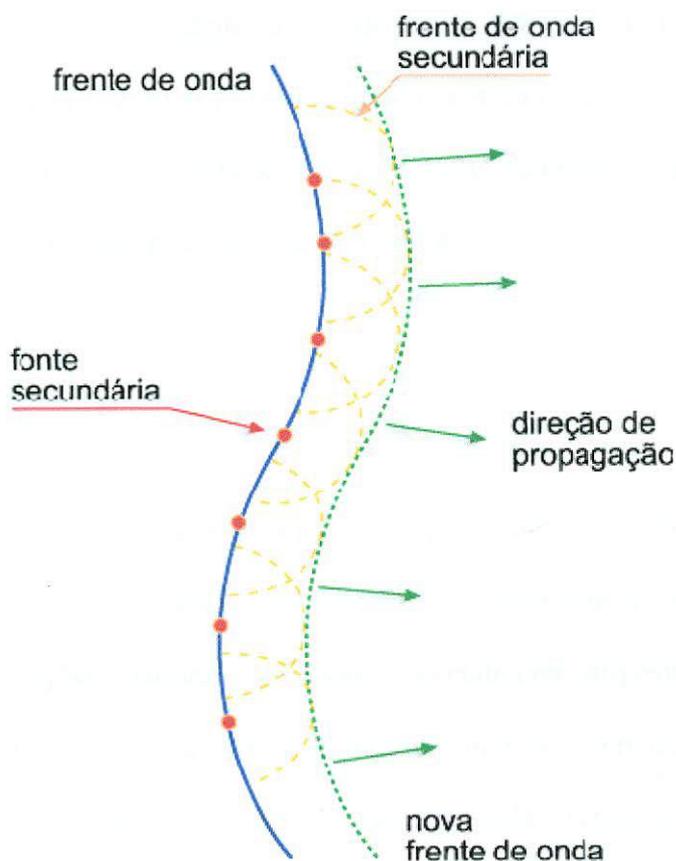


Figura 2.2 – Ilustração do princípio de Huygens para a construção geométrica de uma frente de onda, a partir de uma frente de onda anterior. Esta onda poderia estar sofrendo uma reflexão, neste caso os raios refletidos serão perpendiculares a primeira frente de onda. (Figura obtida no site <http://efisica.if.usp.br/optica/universitario/difracao/huygens/> em 24/07/2007).

A lei fundamental sobre a reflexão, afirma que os ângulos de incidência e reflexão, medidos a partir de uma normal à superfície refletora, são iguais, e coplanares. Este plano é denominado plano de incidência. Admitindo-se um meio como sendo isotrópico, e aplicando-

se o Princípio de Huygens, pode-se determinar a frente de onda dos raios refletidos, traçando-se uma linha tangente às superfícies de onda dos raios incidentes. Desta forma, os raios refletidos serão perpendiculares à frente de onda.

Outro efeito muito encontrado em sismogramas, e que deve ser muito bem interpretado, é o fenômeno da difração das ondas sísmicas. Quando uma onda encontra uma discordância em sua frente, e esta discordância for da mesma ordem de magnitude do comprimento da onda, esta onda sofre um efeito conhecido como difração. A difração é explicada pelo Princípio de Huygens: quando os pontos de uma abertura, ou de um obstáculo são atingidos pela frente de onda, eles tornam-se fontes de ondas secundárias, que mudam a direção de propagação da onda principal, contornando o obstáculo.

2.3 Aquisição Sísmica

A aquisição é feita usando uma fonte para gerar ondas sísmicas que se propagam abaixo da superfície da terra. Em aquisições terrestres é comum usar explosões de dinamite como fonte; em aquisições marinhas são usados normalmente dispositivos pneumáticos como canhões de ar. Quando a onda sísmica alcança uma interface entre duas camadas de rocha com valores de impedância acústica diferentes, parte da onda é refratada e continua viajando para baixo; outra parte é refletida e retorna à superfície. A porção da energia refletida é proporcional à diferença de impedância acústica entre os dois meios. A parte refletida da onda que retorna à superfície é captada nos receptores (geofones em aquisições terrestres ou hidrofones em marinhas) e gravada nos sismógrafos. O sismógrafo armazena tanto o tempo de chegada da onda, quanto a intensidade medida neste momento.

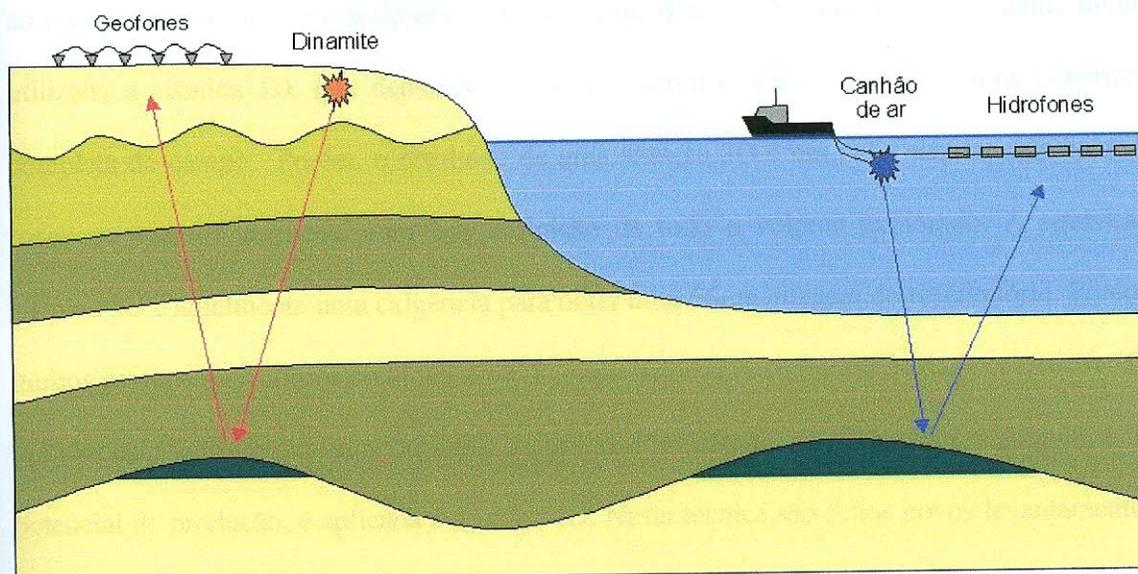


Figura 2.3 – Ilustração dos processos de aquisição sísmica. (Figura adaptada de Gerhardt, 1998).

Porém, este levantamento não é feito apenas com um único tiro e um único aparelho captador. Para um bom levantamento, é executada uma série de tiros, com um novo posicionamento dos sismógrafos. A Figura 2.3 ilustra os processos de aquisição terrestre e marítima.

O lançamento de canais de recepção pode ser feito de várias maneiras, as duas mais usuais são: *end-on*, arranjo no qual o ponto de tiro fica em uma ponta e o arranjo de geofones se estende à partir do ponto de tiro; e o arranjo *split-spread*, onde o ponto de tiro fica no meio do arranjo de geofones. O arranjo *split-spread* é o mais usual em terra, pois a energia do tiro é captada em ambos os lados, reduzindo o custo e o tempo da aquisição, e aumentando o número de CMP's (ver item 2.4.3). Em mar é mais utilizado o método *end-on*, pois este arranjo permite que o navio carregue com facilidade o arranjo de hidrofones, e os canhões de ar.

A aquisição sísmica de reflexão, iniciou-se com o método 2D. Neste método existem poucas linhas de aquisição, para uma área grande. Grande parte da área fica descoberta, e cabe

ao intérprete apontar o que pode existir nestes espaços sem cobertura. Hoje está sendo muito utilizada a sísmica 3D, que demanda de mais material e mais tempo para uma cobertura completa do campo. Porém, o resultado de uma sísmica 3D é um cubo sísmico que contém todos os eventos sísmicos, com boa definição de todo o volume explorado. A aquisição sísmica 3D é atualmente uma exigência para obter uma ótima imagem do reservatório. Porém, muitos campos petrolíferos continuam sendo explorados com o suporte de dados sísmicos 2D, por razões principalmente econômicas e logísticas. Para campos já conhecidos, e com um bom potencial de produção, é aplicada a sísmica 4D. Nesta técnica são feitos novos levantamentos 3D a cada intervalo de tempo visando observar como o reservatório está se comportando. É analisado como está caminhando a interface óleo-água, onde seria ideal retirar óleo, e injetar água. Este processo está sendo aplicado na Bacia de Campos, litoral da região Sudeste do Brasil.

2.3.1 Equipamentos utilizados na Aquisição Sísmica

2.3.1.1 Equipamentos de geração de onda sísmica

Na sísmica terrestre a fonte de energia mais utilizada é constituída por explosivos, os quais começaram a ser utilizados em 1953. Os explosivos são enterrados a cerca de um metro da superfície e detonados à distância. A utilização de explosivos é difundida por sua facilidade de utilização (mesmo em superfícies acidentadas), e pelo seu baixo custo em relação a outras fontes. Os problemas encontrados na sua utilização são o perigo no manuseio, e a eventual sobra de material explosivo no terreno explorado.

Outra opção para emissão de ondas sísmicas terrestres é o *Vibroseis*, este aparelho é constituído por um caminhão contendo um vibrador (usualmente hidráulico) em sua parte inferior. Este vibrador é encostado no solo, e colocado para vibrar, com frequências variando

de 6 à 50 Hertz, e com intervalos de 7 à 21 segundos. As vantagens do *Vibroseis* são: a facilidade de locomoção do caminhão, rapidez para início da emissão de ondas e o conhecimento aproximado da forma da *wavelet*. Por outro lado, o *Vibroseis* só pode ser utilizado em terrenos planos, pois em terrenos muito acidentados fica inviável a sua locomoção.

Já para aquisição marítima é utilizado o *air gun* (canhão de ar). Trata-se de um dispositivo que emite pulsos de ar comprimido a alta pressão, a certa profundidade de água. O pulso varia de 1 a 4 milisegundos, e o rearme para o novo tiro pode demorar de 25 a 40 milisegundos. Usualmente são utilizados *air gun's* em paralelo, com tiros de pressões diferentes, a diferentes profundidades; visando minimizar o efeito de bolha (*bubble effect*). Este efeito ocorre devido a grande aceleração da água ao redor do tiro, e reduz a qualidade do dado sísmico adquirido.

2.3.1.2 Equipamentos de detecção da onda sísmica

Para detecção das ondas sísmicas, os aparelhos mais utilizados na aquisição terrestre são os geofones eletromagnéticos. A ponta do aparelho fica enterrada. Esta ponta é ligada a um eixo magnetizado, que está envolto por um enrolamento de fios condutores. Qualquer vibração ocasionada na ponta do aparelho irá deslocar o eixo do ímã, que por sua vez induzirá uma corrente no enrolamento, que será gravada. Existem inúmeros tipos de geofones, cada um com capacidades técnicas diferentes. Por exemplo, um geofone com frequência natural de 14 Hz irá reconhecer com precisão apenas frequências a partir deste valor. Outra característica dos geofones consiste na sua capacidade de registrar ondas sísmicas P ou S, ou ainda os dois tipos de ondas.

Atualmente, as empresas que fornecem equipamentos para a indústria de prospecção de petróleo estão utilizando um equipamento chamado de acelerômetro. Este novo produto possui maior precisão no registro das ondas sísmicas e segue como tendência para substituir os modelos atuais.

Para aquisição marítima, os hidrofones são os aparelhos mais utilizados. Tratam-se de aparelhos que fazem à mesma função dos geofones, porém, é a variação na pressão da água que induzirá o sinal captado pelo hidrofone. O arranjo de hidrofones fica a certa profundidade da superfície da água, e esta profundidade deve ser mantida para uma boa aquisição de dados.

As variações provocadas pelas reflexões de ondas sísmicas são captadas pelos aparelhos, que geram sinais digitais que são armazenados em fitas magnéticas.

Durante a aquisição, são montados arranjos dos canais de recepção, de tal maneira, que os primeiros equipamentos se encontram a poucos metros do ponto de tiro. Os últimos, muitas vezes se encontram a vários quilômetros de distância da fonte, sempre equidistantes um do outro. Todo o conjunto fonte/receptor tem seu posicionamento dinâmico definido por levantamentos topográficos em terra e por rádio posicionamento e satélites no mar. Existem navios que carregam até 16 cabos com arranjos de hidrofones, e muitas vezes estes cabos têm vários quilômetros. Estes navios fazem uma varredura de um grande espaço, em um curto intervalo de tempo, com uma ótima resolução.

2.3.2 Pré-processamento dos dados

Para o dado ser enviado corretamente para o processamento, ele é submetido à uma série de processos que o deixam em um formato ideal e padronizado. Inicialmente, o dado é convertido para um formato adequado para o processamento. Este formato é determinado pelo tipo de sistema de processamento e por cada companhia individual. O formato comum

utilizado na indústria geofísica é o SEG-Y (Ylmaz, 2001). Este formato foi publicado inicialmente em 1975, e padronizado pela Sociedade de Exploração Geofísica (SEG). A primeira versão para dados 2D, foi denominado SEG-Y rev. 0, e foi muito aceita na indústria geofísica. Posteriormente, com a técnica 3D, houve a troca para a versão final denominada SEG-Y rev. 1. O arquivo SEG-Y é um conjunto de traços sísmicos, onde cada traço é composto de duas partes: o cabeçalho, que localiza no mapa base os traços sísmicos; e a lista de amplitude dos traços, que contém a informação sísmica que vai ser representada no projeto (Cayo, 2005).

Além disto, o pré-processamento envolve a edição de traços. Traços ruidosos, com sinais de mono frequência são eliminados. Inversões de polaridade são corrigidas. São aplicados ganhos para correção dos efeitos de divergência esférica e atenuação (dependendo da empresa, isto é feito durante a fase de processamento). Em geral, a edição de dados sísmicos marinhos é menos dispendiosa que em dados sísmicos terrestres, pois normalmente apresentam uma melhor qualidade nos traços. Os principais traços editados num sismograma são os traços com baixíssima relação sinal/ruído; sem sinal (por problemas em receptores); contaminados por ruídos transientes e traços com ruídos aleatórios (relacionados ao mau acoplamento dos sismógrafos). O geofísico responsável por esta função deve ter a máxima cautela, pois a eliminação equivocada de traços pode excluir informações valiosas.

A geometria de montagem é um processo crucial no pré-processamento. A geometria consiste em assinalar em cada traço sísmico as coordenadas do ponto de tiro, dos receptores, do ponto médio comum (*CMP*) e do seu *offset* correspondente. Para a correta montagem da geometria é imprescindível o entendimento do tipo de levantamento e arranjos utilizados na aquisição dos dados. A localização das estacas e da linha sísmica pode ser feita através de GPS, no caso de aquisição terrestre; ou por meio de satélite, no caso de aquisição marítima.

Outro passo a ser efetuado no pré-processamento é a correção estática. Durante a aquisição terrestre, os geofones não se encontram a mesma altitude com relação ao geóide, pois o terreno apresenta elevações topográficas. Durante esta fase, todos os dados são levados para um mesmo *datum*, ou seja, são transferidos para uma mesma altitude com relação ao geóide.

2.4 Processamento Sísmico

A base para uma boa interpretação sísmica é o bom conhecimento de eventos que aparecerão na seção sísmica. Para a boa caracterização de uma imagem, o sinal sísmico passa por uma seqüência de processos conhecidos como processamento sísmico. Na etapa de processamento, alguns erros inerentes ao levantamento sísmico são corrigidos. Além disso, os dados são reorganizados para formarem uma grade tridimensional, com uma amostra de amplitude sísmica em cada vértice da grade (*voxel*). Duas das dimensões do conjunto de dados são direções espaciais e estão relacionadas com as posições das fontes e dos receptores. Uma das transformações realizadas nos dados durante o processamento faz com que as posições da fonte e do receptor sejam a mesma (transformação para *offset zero*). Também graças a esta transformação podemos considerar a terceira dimensão do conjunto de dados como sendo o temporal, e que a propagação da onda é feita apenas na direção vertical. Considerando que a fonte e o receptor estão na mesma posição na superfície, o tempo de cada amostra corresponde ao tempo que a onda leva para viajar até uma interface, mais o tempo da volta à superfície. Uma coluna de amostras com as mesmas coordenadas espaciais, variando apenas o tempo, é chamada de *traço sísmico*.

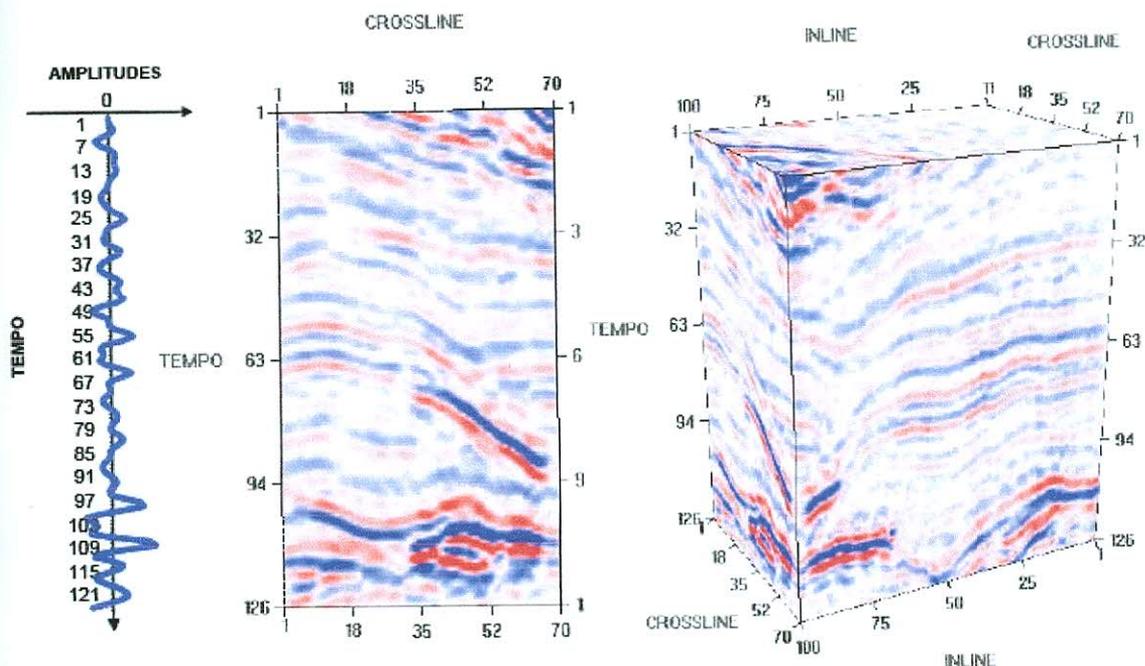


Figura 2.4 – Traço sísmico (esquerda), seção sísmica (centro) e cubo sísmico (direita). (Tese de Cayo, 2005).

Os máximos e mínimos da função de amplitude sísmica do traço são chamados de eventos sísmicos. A organização das amostras em um dado sísmico é mostrada na Figura 2.4. Do lado esquerdo temos a função de amplitudes sísmicas do traço sísmico, na qual a única dimensão é a temporal (1D). No centro temos uma seção vertical formada por um conjunto de traços sísmicos, a qual é chamada de seção sísmica (2D), com uma dimensão espacial e a outra temporal. No caso dos dados sísmicos 3D (volume, ou cubo sísmico), formados por várias linhas sísmicas, temos duas direções espaciais, que são chamadas de *inline* (direção de levantamento das linhas sísmicas) e *crossline* (direção perpendicular a de levantamento das linhas sísmicas), além de uma direção temporal.

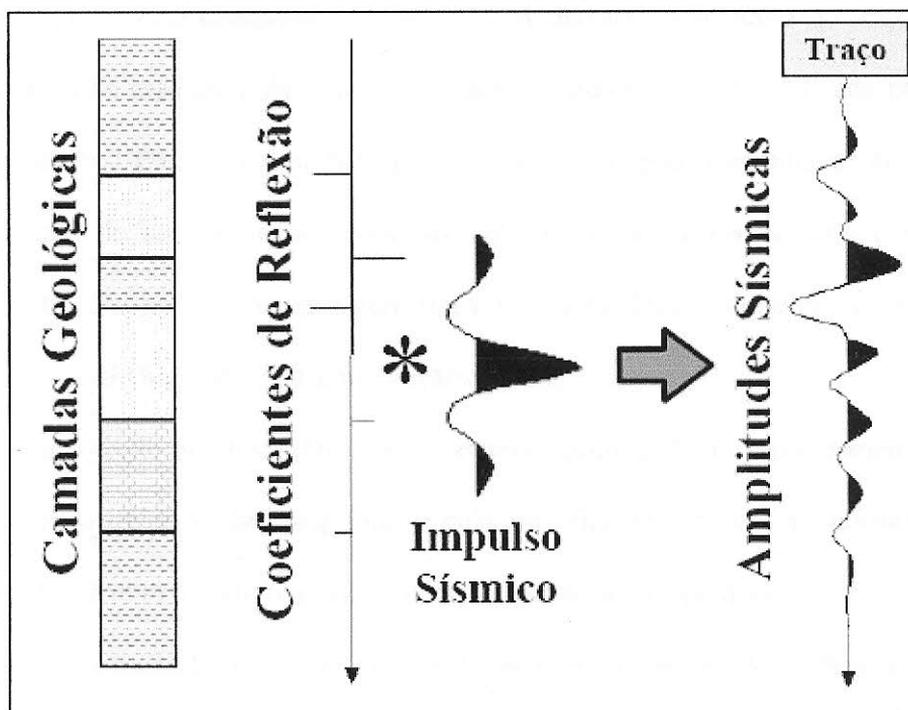


Figura 2.5 – Modelo de convolução. (Adaptado de Gerhardt, 1998).

2.4.1 Deconvolução

Um modelo matemático interessante que descreve bem o efeito do processamento sísmico realizado sobre o dado é o modelo de convolução, ilustrado na Figura 2.5. Neste modelo consideramos a função de amplitude sísmica de cada traço, como sendo o resultado da convolução de um impulso sísmico com uma função refletividade. A função refletividade é uma distribuição de coeficientes de reflexão. Os coeficientes de reflexão são proporcionais à diferença de impedância acústica entre camadas geológicas adjacentes.

A deconvolução nada mais é que o ato de neutralizar o efeito de uma convolução anterior. O traço sísmico sofreu efeito da fonte, e para eliminação desta assinatura da fonte, deve-se fazer uma deconvolução. A aplicação da deconvolução no dado sísmico melhora a

resolução temporal pela compressão da *wavelet*. A deconvolução retira do traço sísmico o efeito da forma da assinatura da fonte. Usualmente a deconvolução é aplicada no dado pré-empilhado, traço a traço, mas também pode ser aplicada após o empilhamento dos dados. Durante a fase de processamento pode ser aplicada uma ou várias deconvoluções para melhoria do traço sísmico. Existem alguns tipos de deconvolução, dentre elas podemos citar a deconvolução preditiva (DP) e a deconvolução *Spiking*.

A deconvolução preditiva (DP) é normalmente empregada no processamento de dados sísmicos, com o objetivo de comprimir o pulso sísmico ou prever e suprimir reflexões múltiplas. O primeiro objetivo é alcançado utilizando-se o operador de erro de predição unitária, que corresponde ao filtro inverso de Wiener-Levinson (WL). Para a predição e atenuação de reflexões múltiplas, utiliza-se o filtro preditivo, com a distância de predição pouco menor que o período da múltipla que se deseja suprimir (Robinson, 1984; Robinson & Treitel, 1980; Yilmaz, 1990). O filtro preditivo de Wiener-Levinson estima eventos periódicos, como múltiplas no sismograma, permitindo assim que a componente estimada seja removida.

A deconvolução *Spiking* tenta transformar as amplitudes de sinais em *spikes*, ou seja, transforma as funções de entrada em deltas de Dirac.

2.4.2 Aplicação de filtros

Filtro é a designação genérica aplicável a qualquer modificador do sinal de entrada, que irá excluir ruídos aditivos (Duarte, 2007). Os filtros podem ser utilizados em várias etapas do processamento sísmico, seja no domínio do tempo ou da frequência. A aplicação de filtros se torna necessária para eliminação de eventos indesejados, como ruídos, que podem estar em

uma faixa de frequência inserida no dado. Um bom exemplo é a eliminação de frequências superiores à frequência de Nyquist, esta frequência corresponde à máxima frequência de um sinal possível de ser corretamente recuperada.

Os filtros de frequência são muito utilizados no processamento de sinais sísmicos, são filtros destinados a recortar um intervalo específico do espectro de frequência dos dados de entrada. Dependendo do intervalo o filtro é conhecido como: Filtro passa alta ou corta baixa, passa baixa ou corta alta, passa faixa, corta faixa, filtro Noeth. Além de outros filtros especiais, como o filtro $f - k$ (frequência - número de onda) e o filtro $p - \tau$ (parâmetro de raio - tempo de intersecção), também conhecido como radon parabólico, ambos utilizados para eliminação de múltiplas e *ground-roll*, e que saem do domínio tempo - profundidade, para efetuar a filtragem dos dados.

2.4.3 Reorganização em Ponto Médio Comum (CMP)

Durante a aquisição, o dado é registrado em coordenadas tiro-receptor, ou seja, coordenadas de *offset*. Porém, existem pontos na superfície que estão exatamente acima do ponto refletor. Este ponto é conhecido como ponto médio comum, ou *common midpoint* (CMP). Durante a aquisição sísmica, vários tiros são dados, e vários geofones captam estes sinais. Estes CMP's entre tiro-receptor, muitas vezes, estão na mesma posição para diferentes tiros, esta redundância de amostragem do mesmo CMP é chamada de multiplicidade do dado. A multiplicidade dos CMP's, realça a qualidade dos dados sísmicos quando os dados são empilhados, permitindo melhorar a relação sinal/ruído; por estes motivos esta técnica de registro tem sido amplamente aplicada.

Na Figura 2.6, está representado um esquema de um CMP, e esta figura também mostra o *common depth point* (CDP), que corresponde ao ponto refletor em sub-superfície, imediatamente abaixo do CMP.

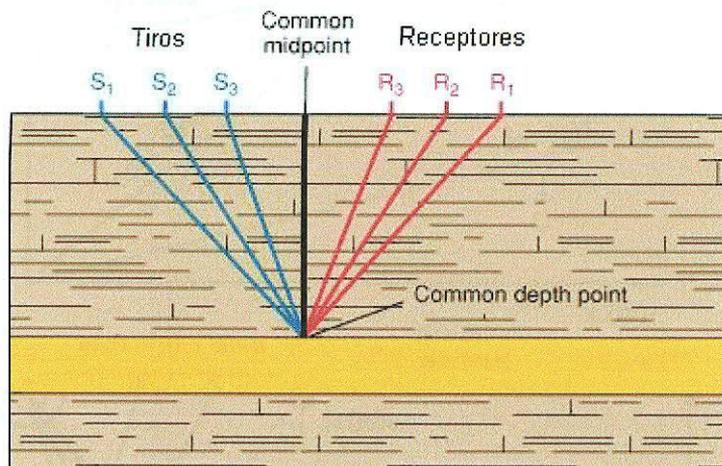


Figura 2.6 – *Figura esquemática do CMP e CDP. (Adaptada do site da Schlumberger, 21/05/2007).*

2.4.3 Análise de Velocidade

Como já foi citado anteriormente, a velocidade de propagação da onda sísmica, depende de vários fatores: como o tipo de rocha em que a onda está se propagando; a taxa de compactação desta rocha; a sua porosidade; os fluidos existentes no interior dos poros desta rocha, entre outros. Por isto a análise de velocidades é um dos passos mais importantes no processamento sísmico, pois com um bom grau de precisão alcançado na determinação de velocidades, obtém-se sucesso na migração e na qualidade da seção empilhada.

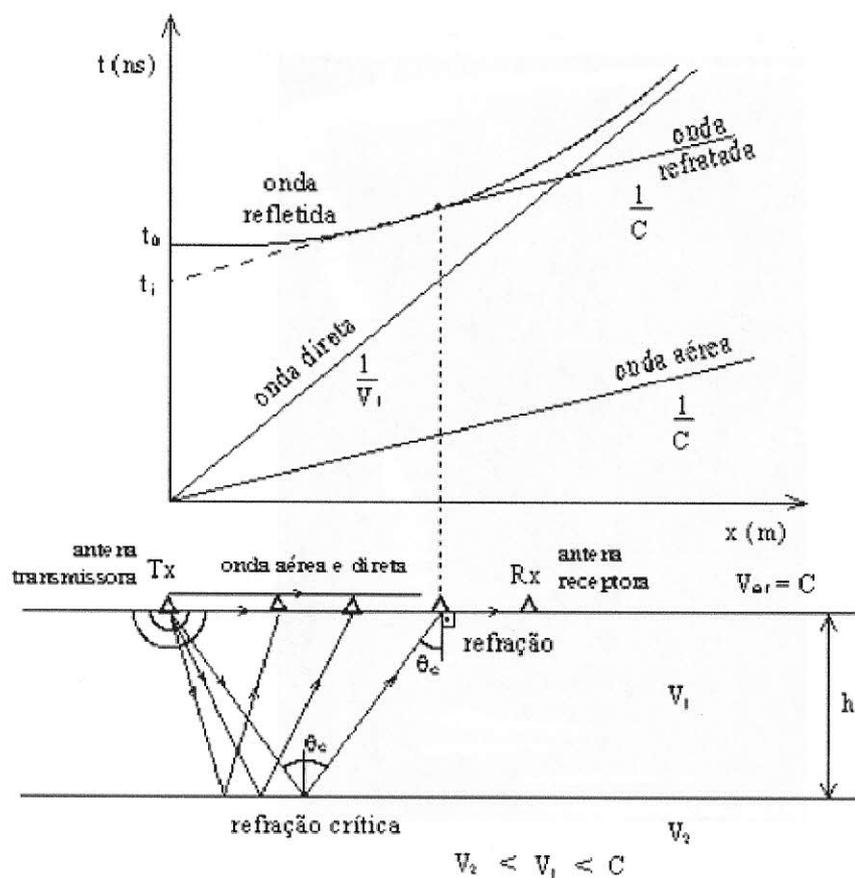


Figura 2.7 – Diagrama esquemático dos eventos observados em uma sísmica de reflexão. (Site www.scielo.br/img/revistas/rbg/v19n3/a02fig04.gif - 2008).

Existem alguns métodos para determinação das velocidades, o esquema básico consiste em se fazer a correção de NMO de uma mesma família de CMP's, utilizando uma série de velocidades constantes. A partir destas tentativas, determina-se a velocidade que melhor horizontaliza cada reflexão. Deve-se levar em conta que a reflexão do horizonte é dependente do afastamento a uma taxa quadrática, e a função que horizontaliza a reflexão é uma hipérbole. Observe na figura 2.7 um diagrama esquemático da variação do tempo de reflexão relacionada com o afastamento. Na figura pode-se observar também, outros eventos presentes no registro sísmico, como a onda direta, a onda refratada e a onda aérea.

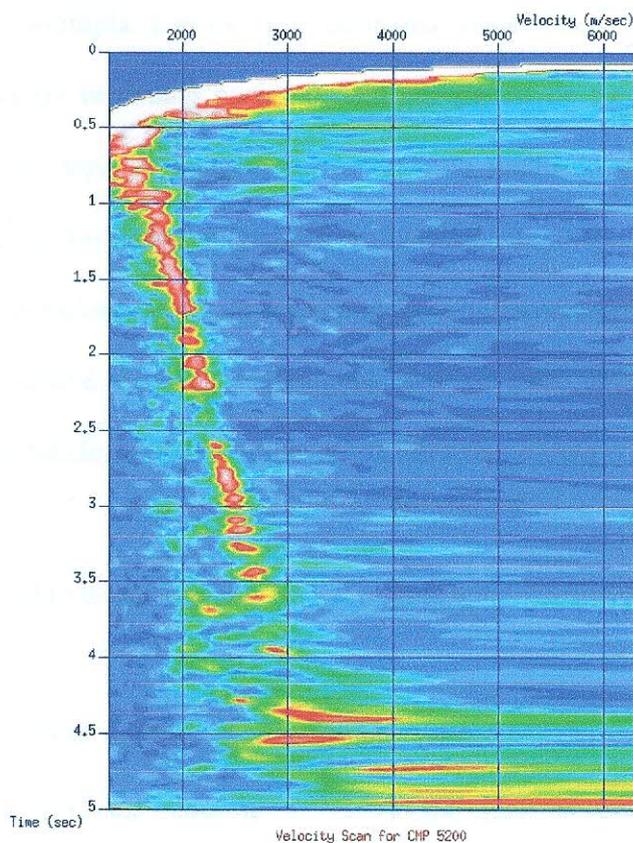


Figura 2.8 – Matriz velocidade x tempo, para o CMP 5200, de um dado coletado em mar. (Figura feita em sala de aula, para treinamento).

O método mais importante e utilizado envolve o conceito de coerência, sendo o resultado apresentado na forma de uma matriz velocidade x tempo de reflexão. O valor da coerência indica a eficiência de cada velocidade para corrigir o NMO no tempo t_0 de reflexão. Aham-se os valores elevados de coerência, a partir do quadrado da soma algébrica das amplitudes dos dados corrigidos de NMO, referentes a um determinado tempo de reflexão. Se a criação da matriz for eficiente, esta apresentará pontos de máxima coerência. Estes pontos são coletados, e utilizados para determinação da velocidade em sub-superfície, e são conhecidos como pontos de controle. Como a velocidade normalmente aumenta com a profundidade, os pontos abaixo dos coletados, ou seja, os mais profundos devem sempre estar à direita dos pontos superiores, caso tenha-se um ponto de alta energia à esquerda, este pode

corresponder a uma múltipla. Um exemplo de matriz velocidade x tempo é apresentado na Figura 2.8 (as manchas vermelhas correspondem aos pontos de elevada coerência. O traço vermelho contínuo no topo da imagem corresponde ao fundo do mar, e o traço vermelho inferior a má qualidade dos dados em grandes profundidades).

A escolha de velocidade deve ser feita de modo a horizontalizar à hipérbole do CMP. A estimativa de velocidade é realizada sobre alguns CMP's e então, interpolada para os demais. Quanto maior a quantidade de CMP's utilizados melhor será o campo de velocidades obtido.

2.4.4 Correções de sobre tempo normal (NMO) e sobre tempo de mergulho (DMO)

Utilizando o campo de velocidade estimado, os CMP's são submetidos à correção de sobretempo normal (*normal moveout - NMO*), na qual os eventos são virtualmente horizontalizados, ao longo da faixa de afastamento. A velocidade utilizada na correção de NMO recebe a denominação de velocidade de NMO. Esta velocidade tem como objetivo horizontalizar a hipérbole no CMP ao longo da faixa de afastamento e melhorar a razão sinal/ruído quando os CMP's forem empilhados (figura 2.9). Como consequência da correção de NMO ocorre o estiramento do traço sísmico, que é uma distorção aonde os eventos são deslocados para baixa frequência, principalmente em tempos curtos e grandes afastamentos. A zona distorcida deve ser eliminada antes do empilhamento, aplicando um silenciamento (*mute*) sobre a mesma. Este silenciamento elimina as amplitudes ruidosas do sismograma.

Para refletores mergulhantes, as velocidades encontradas são maiores que as encontradas em refletores horizontais, para estes casos a correção de NMO não é eficaz, portanto utiliza-se a correção de DMO (*dip moveout*). A correção de DMO se faz necessária para eventos, como falhas de alto mergulho, reflexões em domos de sal, eventos que se cruzam. A correção de DMO pode também eliminar algumas hipérbolas de difração. Na

prática, como os pontos não são registrados em offset zero, a localização dos pontos de reflexão é uma isócrona elíptica. Algo que se deve salientar é que a velocidade utilizada para NMO será diferente da utilizada para DMO, a velocidade de DMO será utilizada futuramente como velocidade de migração.

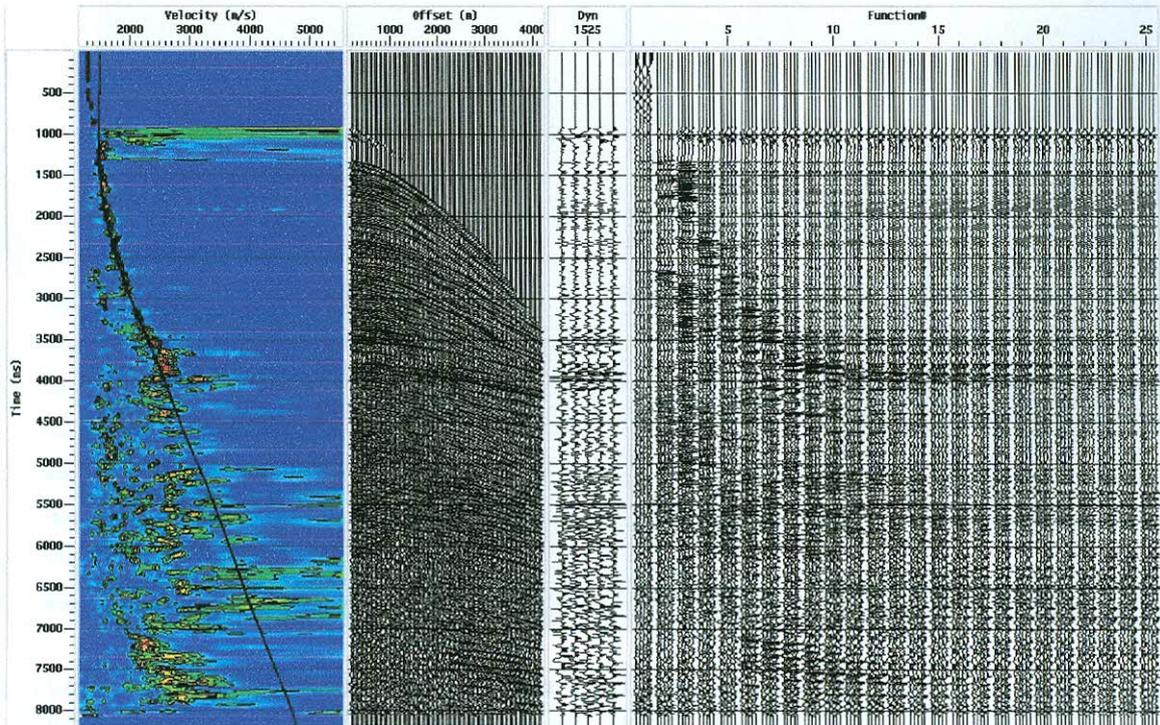


Figura 2.9 – Análise de velocidade para correção de NMO. No track velocity a linha preta corresponde a velocidade escolhida; o track offset corresponde a um offset sem correção de velocidade; e o track function traz o traço sísmico após a correção de NMO. (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico).

2.4.5 Empilhamento dos dados

Após a correção de NMO, os traços sísmicos são sobrepostos, ou seja, após os dados serem levados para *offset* zero e as hipérbolas de reflexão horizontalizadas, os traços são colocados um sobre o outro, formando uma imagem, ou seção sísmica. Este processo pode atenuar uma grande parte do ruído coerente do dado, tais como o *ground roll* e as múltiplas.

Segue abaixo uma seção sísmica 2D empilhada (figura 2.10). Esta seção ainda não passou pelo processo de migração e DMO, ainda são observadas muitas hipérbolas de difração em profundidades maiores.

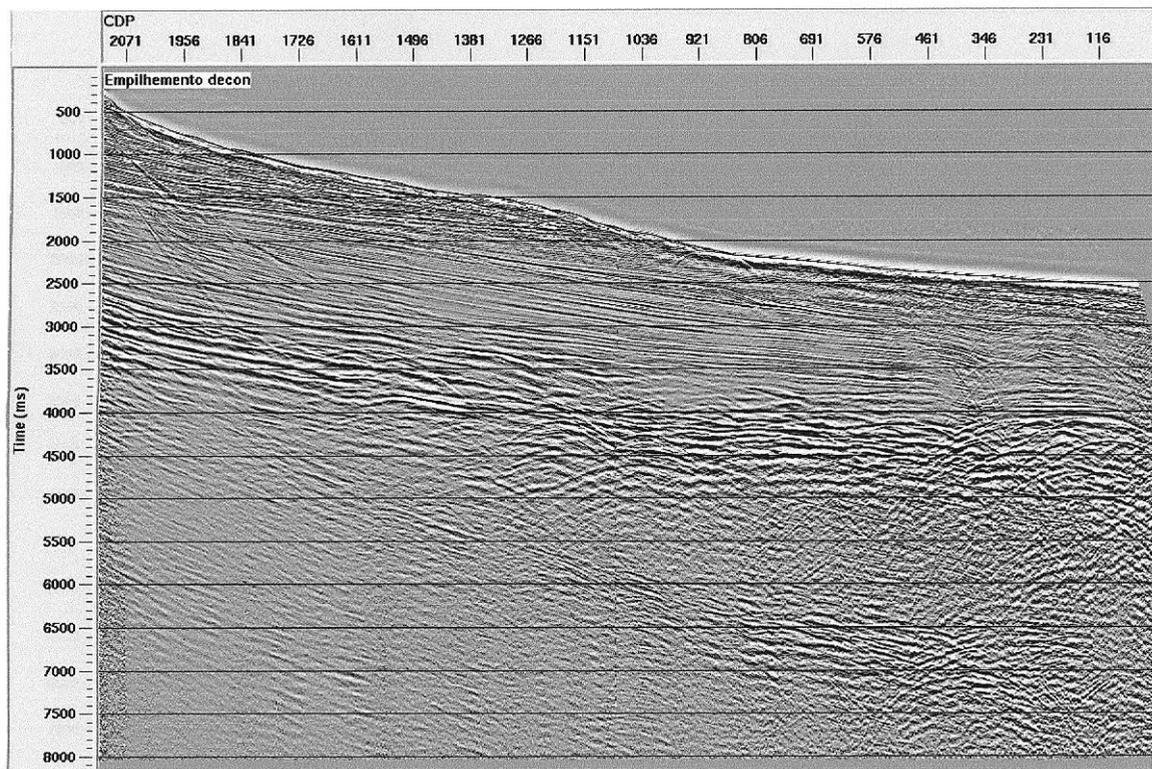


Figura 2.10 – Seção sísmica 2D empilhada. Esta seção ainda não passou pelo processo de DMO e Migração, por isto ainda são observadas muitas hipérbolas de difração em profundidades maiores. (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico).

2.4.6 Migração dos dados

A migração é um processo que procura corrigir o posicionamento dos refletores nos sismogramas, desfazendo os efeitos associados à propagação da frente de onda em sub-superfície. Assim como a deconvolução, a migração pode ser vista como um processo inverso que tenta corrigir a geometria de feições em sub-superfície, principalmente no que diz respeito aos ângulos de mergulho, dimensões, curvaturas e correto posicionamento em relação à superfície das interfaces, e ainda, realizar o colapso de difrações. É um processo que tem por base a equação da onda. Este processo tende a corrigir distorções de registros de reflexões,

localiza os eventos nas suas verdadeiras posições espaciais e colapsa a energia das difrações até seus pontos de espalhamento (Gray et al., 2001).

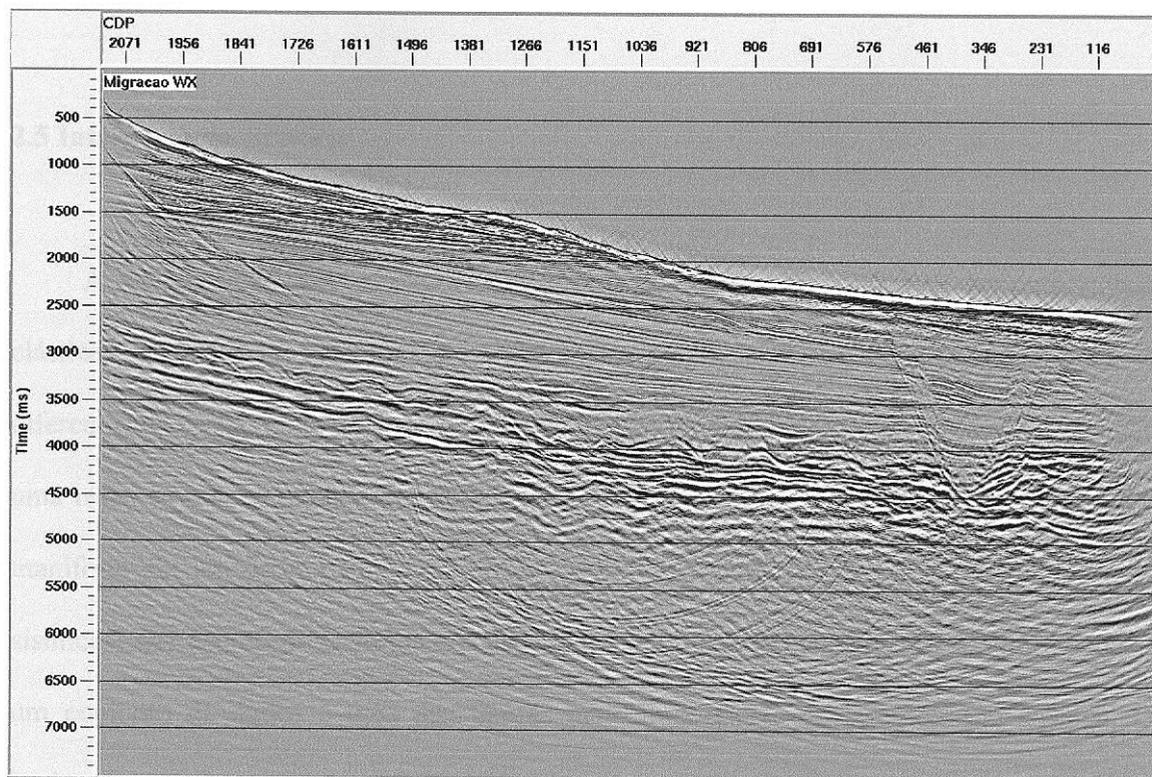


Figura 2.11 – Seção sísmica 2D empilhada. Nesta seção já foi efetuado o DMO e a Migração, a qualidade dos refletores está mais enfatizada. (Figura feita em sala de aula, para treinamento de processamento sísmico).

Para o processo de migração deve ser efetuada uma nova análise de velocidades. Ela consiste basicamente, numa série de migrações aplicadas a um conjunto restrito dos dados de entrada, com uma série de velocidades constantes. A velocidade de migração para cada tempo de reflexão é a velocidade que melhor colapsa a energia difratada (Duarte, 2007). A migração pode ser feita antes ou depois do empilhamento, e é conhecida como migração pré-stack e pós-stack, respectivamente. Ainda pode ser efetuada a migração no tempo ou em profundidade. Normalmente utiliza-se a migração em tempo, e logo após é efetuada a conversão para profundidade; porém existem casos onde a migração em profundidade é mais eficaz, apesar de ser um processo mais caro e demorado. A figura 2.11, apresenta a mesma

seção sísmica mostrada na figura 2.10, após todos os processos de processamento, inclusive migração. Observa-se que os refletores estão muito mais enfatizados na figura, e que as hipérbolas de difração não estão mais presentes na imagem.

2.5 Interpretação Sísmica

A interpretação sísmica explica em termos geológicos, os contrastes das propriedades elásticas das rochas no subsolo. Um horizonte sísmico é a superfície que separa duas camadas diferentes de rocha, onde tal superfície (mesmo sem ter sido identificada) está associada com uma reflexão que se estende por uma grande área (Sheriff, 1991). Um horizonte sísmico se manifesta em um dado sísmico como uma série de eventos (picos ou vales de amplitudes sísmicas) que aparecem de forma consistente traço a traço. O mapeamento dos horizontes de um conjunto de dados é uma das tarefas mais importantes da interpretação sísmica. Os horizontes sísmicos também são chamados de refletores. Para uma interpretação mais próxima da realidade, devem-se saber alguns conceitos geofísicos fundamentais:

- Os eventos coerentes vistos nos registros sísmicos, ou nas seções processadas são reflexões provenientes de contrastes de impedância acústica no subsolo.
- Os contrastes estão associados às estratificações e discontinuidades, logo, a construção de planos usando os tempos de imagem de eventos coerentes permite uma interpretação aproximada da estrutura geológica em subsolo.
- O detalhe sísmico (forma da onda, amplitude do traço, etc.) está relacionado ao detalhe geológico, com as características litológicas, sedimentares, estratigráficas, e da natureza dos fluidos aprisionados em rochas porosas.

A interpretação dos dados sísmicos compreende um modelo conceitual da parte do solo correspondente às medições sísmicas. O modelo é uma simplificação do subsolo em que os únicos elementos inclusos são os que influenciem de maneira mais importante na busca de hidrocarbonetos (Sheriff y Geldard, 1995, 1997).

Uma ferramenta importante para o interprete é a amarração da seção sísmica com o poço. Em áreas com poços já perfurados, através da manipulação matemática do perfil sônico e de densidades, chega-se a um sismograma sintético da região do poço. A correlação entre o sismograma sintético e o dado sísmico permite amarrar a resposta do perfil a sísmica, fornecendo assim subsídios para o interprete seguir horizontes correspondentes a bases e topos de formações, e que são facilmente identificados nos perfis, pois estes apresentam uma melhor resolução vertical.

A interpretação sísmica pode ser classificada, de acordo com o foco, em dois tipos: *estrutural* e *estratigráfica*. A interpretação estrutural basicamente tenta identificar as camadas geológicas ou, de forma equivalente, as interfaces entre as camadas, bem como as falhas geológicas que recortam as camadas. Na interpretação estratigráfica o foco do trabalho está em entender a maneira como as camadas foram se formando ao longo do tempo. Os eventos mais marcantes em uma seção sísmica bem processada são os refletores. Porém o intérprete deve estar muito alerta para outros tipos de eventos, como múltiplas, ruídos e hipérboles de difração.

2.5.1 Sismograma sintético e amarração com dados de poços

Sismograma sintético é o registro sísmico teórico, construído à partir de um modelo geológico ou de dados de poços, simulando a resposta sísmica de um pacote litológico. Esta resposta pode ser simulada a partir do conhecimento das velocidades (e densidades das

rochas) e da assinatura da fonte, já que a sísmica de reflexão responde somente ao contraste de impedância acústica (Lima, 2005).

Com poços perfurados na região de estudo, e com os dados de perfis destes, puderam-se calcular os coeficientes de reflexão. Através do perfil sônico podemos obter um diagrama de velocidades intervalares; com a integração destes valores de velocidade com o perfil de densidade obtemos os coeficientes de reflexão. Assim se obtém uma seqüência de refletividade do sinal em subsolo.

A correlação entre o sismograma sintético e o dado sísmico é uma etapa essencial no processo da interpretação sísmica. A correspondência entre o modelo sintético e o registro sísmico permite amarrar a resposta dos perfis através dos arranjos sísmicos. Com esta conexão se pode extrapolar litologias usando dados sísmicos, e assim seguir horizontes correspondentes a bases e topos de formação.

2.5.2 Horizontes sísmicos

Uma das operações mais básicas da interpretação é a identificação dos refletores ou horizontes, através de uma ou várias seções sísmicas. Os horizontes correspondem a eventos sísmicos produzidos por variações na impedância acústica nas camadas de rocha. A interpretação dos mesmos em cada traço gera um registro de tempo e amplitude que representa o horizonte.

A interpretação dos horizontes geralmente se inicia com a análise de um perfil sísmico, onde primeiro se identificam os eventos de interesse, para logo após efetuar a marcação do evento. Outra maneira de trabalhar é iniciar a interpolação a partir de pontos de controle marcados nos poços, ou sismogramas sintéticos, onde já estão marcados os horizontes

sísmicos de interesse; porém este segundo método só é aplicado para locais que já estão sendo explorados, e já contêm poços perfurados e perfilados.

O primeiro passo é reconhecer aqueles eventos nos registros que representem reflexões primárias. O intérprete deve estar atento a outras características dos eventos, como variações na amplitude do traço, e outros tipos de eventos que possam proporcionar informações valiosas, como reflexão de múltiplas ou difração.

O reconhecimento e a identificação dos eventos sísmicos se baseiam nas seguintes características:

- **Coerência:** Representada pela medida de similaridade de eventos sísmicos. A simultaneidade de aparência entre dois traços é o que se denomina coerência, uma condição necessária para o reconhecimento de qualquer evento.
- **Caráter:** Se define pela amplitude e fase da onda. Está relacionada intimamente com os coeficientes de reflexão dos eventos em sub-superfície, e com a distribuição da energia sísmica durante sua trajetória.
- **Continuidade:** Resulta do reconhecimento visual das linhas formadas pelas reflexões, relacionada com uma consistência lateral de uma reflexão na seção sísmica.

Refletores contínuos e paralelos em uma seção sísmica, levam a continuidade na impedância acústica ou litológica. Estas são características de eventos deposicionais que mantêm suas condições invariáveis através de grandes distâncias, como ocorre em ambientes de águas profundas. Já um refletor descontínuo, é o que apresenta vazios no traço sísmico. Estas discontinuidades podem estar associadas à falhas, ou também a repentinas trocas de fácies laterais. Porém nem sempre uma discontinuidade pode estar associada a eventos geológicos.

2.5.3 Obtenção de mapas de eventos sísmicos

Os horizontes traçados nas seções sísmicas proporcionam somente uma imagem bidimensional. Para se determinar os fechamentos e altos estruturais, necessita-se de uma imagem tridimensional.

Os eventos marcados em uma seção são comparados com os eventos das seções sísmicas que a cruzam. Os eventos já marcados são adicionados nas novas seções. Os eventos marcados ao longo das linhas que se cruzam, e a seguir ao longo da linha de todo o prospecto, são interpolados para toda a área, e podem ser interpretados. Quanto mais linhas sísmicas forem traçadas, melhor ficará o trabalho do intérprete.

Depois de interpolar os horizontes sobre toda a área de varredura, se prepara um mapa isócrono de um horizonte objetivo, sobre o mapa base da área de estudo. Este mapa pode ser também da variação de amplitude do sinal sísmico, da variação de impedância, entre outros. Através da análise destes mapas, o intérprete irá mapear a história geológica do local.

2.5.4 Interpretação de falhas

O reconhecimento de falhas em seções sísmicas tem uma grande correlação com o reconhecimento dos eventos sísmicos. Teoricamente, um horizonte sísmico deveria ser interrompido na presença de uma falha, e reapresentar-se em outra posição após esta falha. Por este reconhecimento se permite correlacionar o horizonte sísmico em ambos os lados da falha, e se pode estimar o rejeito produzido por esta falha.

A ausência de um plano de falhas e a presença de uma zona de falhas com material caótico, corresponde sismicamente a eventos anômalos e a ausência de reflexões.

Em um projeto sísmico, a interpretação de falhas é um trabalho muito importante. Pois existem estruturas associadas à falhas, importantes para a exploração de petróleo. Estas falhas podem ser caminhos de migração ou ainda *traps* estruturais para armazenamento de hidrocarbonetos.

3 ESTUDO DO PROJETO SÍSMICO NA ÁREA DE COVUNCO, PROVÍNCIA DE NEUQUÉN

3.1 Introdução

Este capítulo da monografia foi baseado no trabalho de conclusão de curso de Lubín Eric Cayo (2005), que trata da interpretação sísmica e os procedimentos adotados para a sua execução, em uma área de Covunco, Província de Neuquén (figura 3.1). O principal objetivo do trabalho foi utilizar novas técnicas e procedimentos aplicados a interpretação sísmica, na área de estudo.

A interpretação sísmica permite reconstruir a história geológica de uma área para localizar as armadilhas com possíveis acumulações de hidrocarbonetos (Cayo, 2005). As descrições de procedimentos, fluxos de trabalho, e das interpretações sísmicas efetuadas na área de estudo por Cayo (2005), estão descritas neste capítulo do trabalho.

Todas as informações existentes neste trabalho, como também o equipamento tecnológico necessário, foram adquiridas durante o estágio de Lubín Eric CAYO, na empresa SAT S.R.L., localizada na cidade de Neuquén, no período de 12/07/2004 à 26/06/2005.

A área estudada compreende uma superfície de aproximadamente 1100 Km², e estava sob concessão exploratória da petroleira Covunco. A região estudada abrange os departamentos de Picunches e Zapala, no centro – oeste da província de Neuquén. Na figura 3.2 temos a imagem de satélite da área de estudo, e na figura 3.3 o mapa geológico da área de estudo, com as principais formações e falhas geológicas.

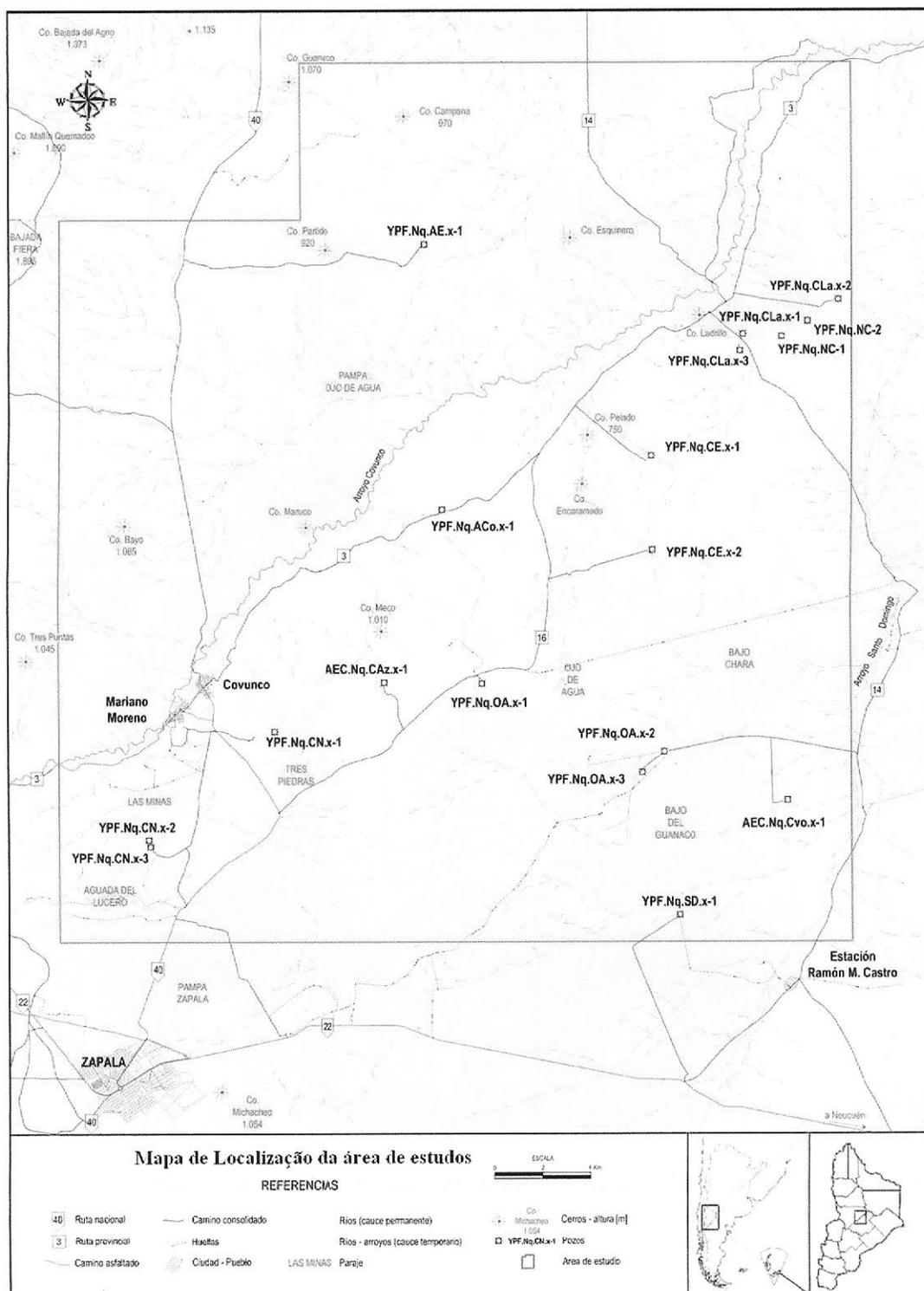


Figura 3.1 – Mapa de localização da área de estudos, escala 1:200000 (Adaptada da tese de Cayo, 2005).

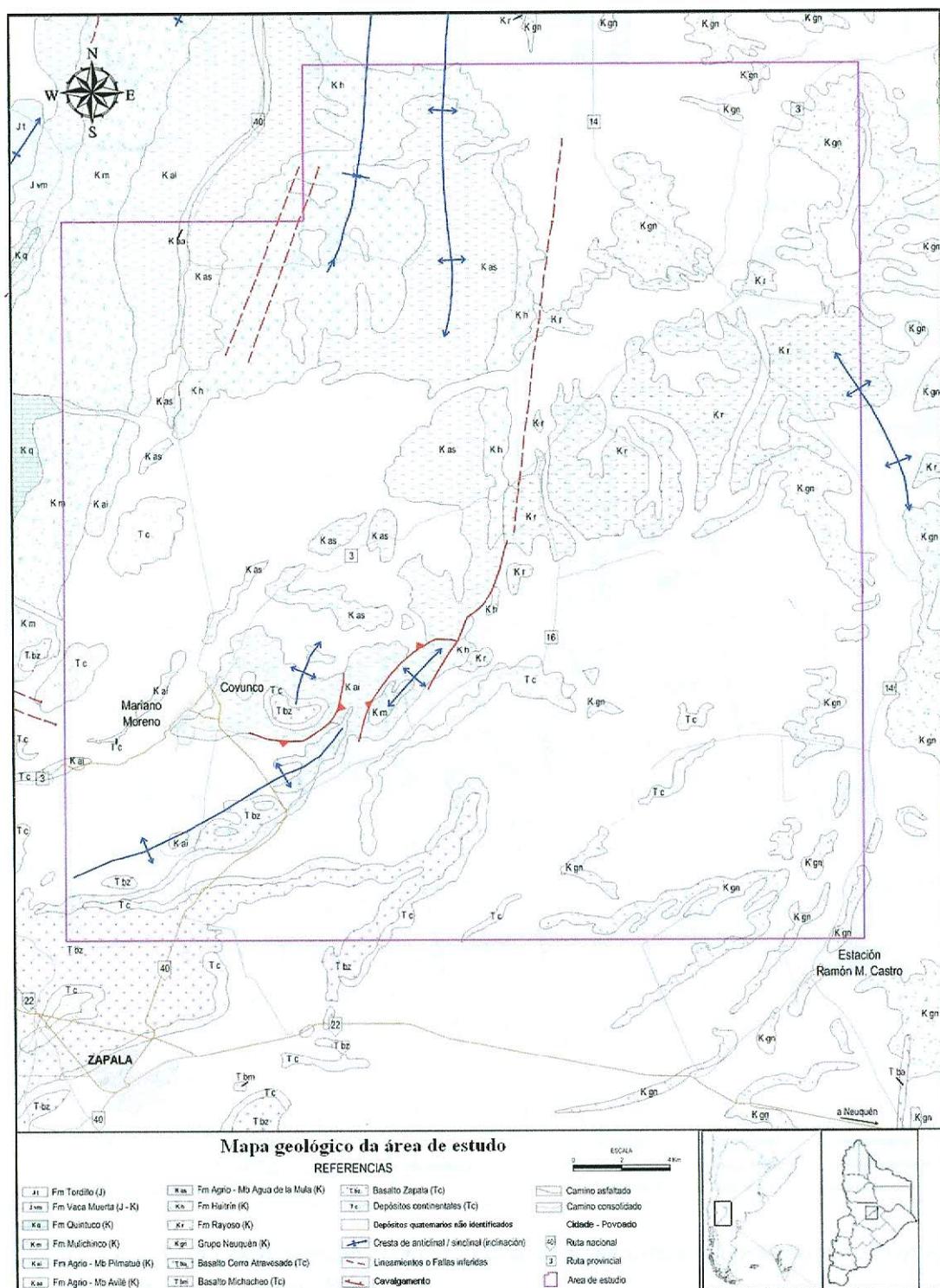


Figura 3.3 – Mapa geológico da área de estudos (área de Convucos e regiões interioranas), com as principais formações e falhas geológicas (Adaptada da tese de Cayo, 2005; baseado no Geophoto Services Inc., 1971).

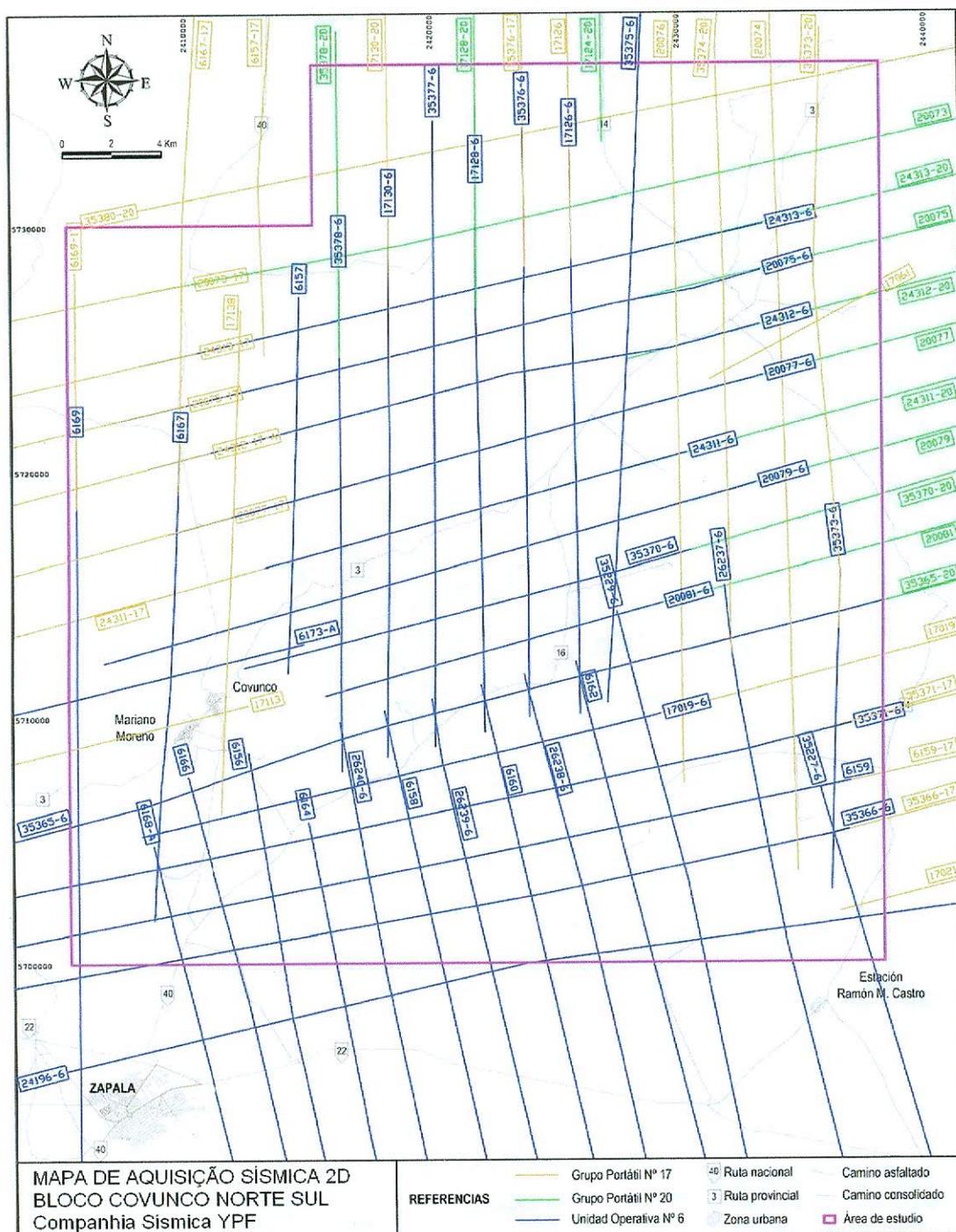


Figura 3.4 – Mapa de aquisição sísmica 2D, da área de estudos, efetuada pela empresa YPF (Adaptada da tese de Cayo, 2005).

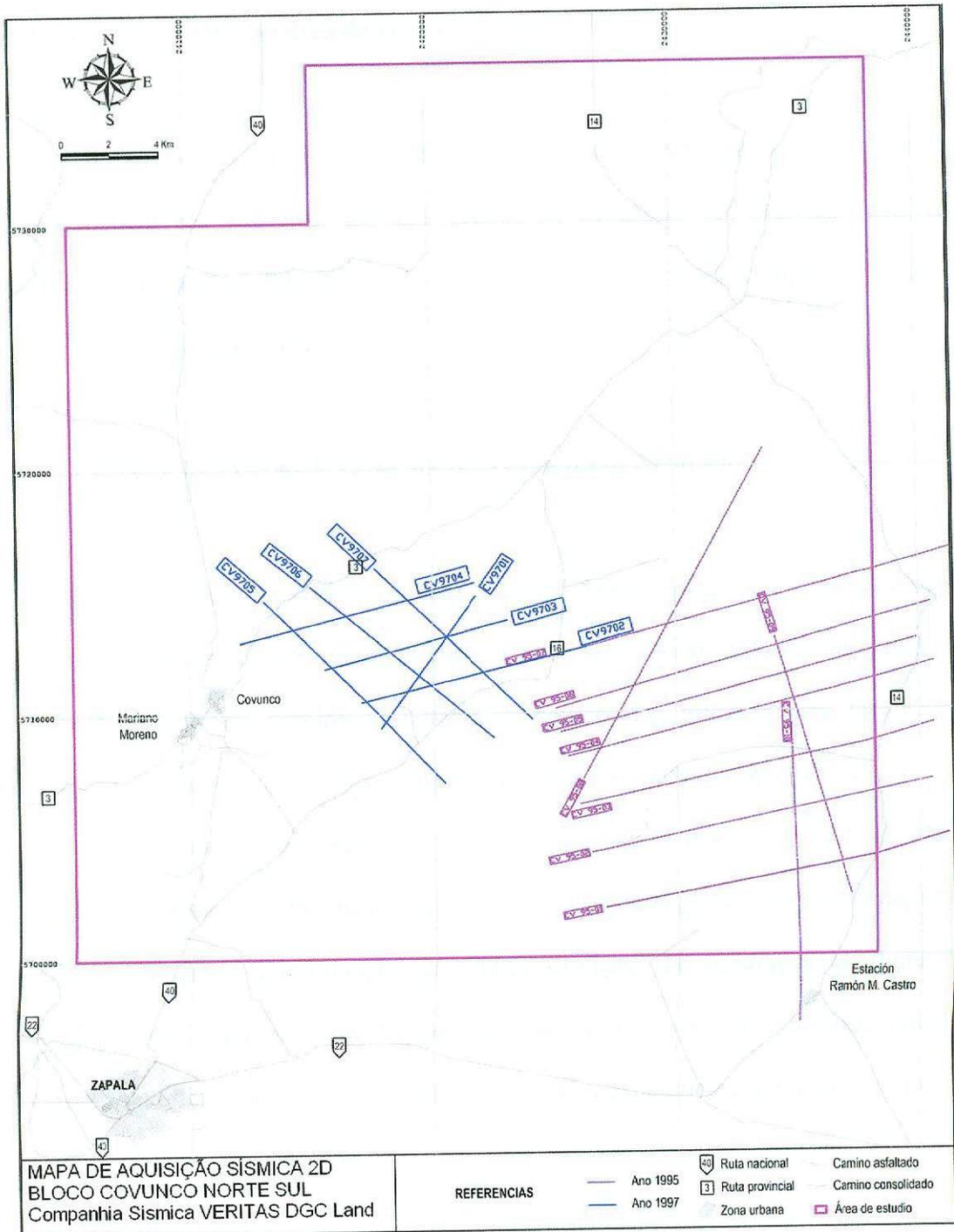


Figura 3.5 – Mapa de aquisição sísmica 2D, da área de estudos, efetuada pela empresa Veritas DGC Land (Adaptada da tese de Cayo, 2005).

3.2 Aquisição sísmica na área de estudo

Os trabalhos de aquisição sísmica efetuados na área de Convunco, são somente do tipo 2D e podem ser separados em dois grupos de aquisição: um realizado pela empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), na figura 3.4; e o outro pela companhia Veritas DGC Land, presente na figura 3.5.

3.2.1 Escolha e localização de linhas sísmicas e dos poços no projeto

As linhas sísmicas disponíveis para o projeto foram cedidas pela empresa encarregada da concessão da área, à petroleira Convuco; e foram selecionadas segundo sua qualidade para utilização no projeto sísmico. O sistema de coordenadas utilizado para localização das mesmas é o Gauss-Kruger, com sistema de referência Campo Inchauspe (tabela 3.1).

O processo de localização dos poços se realizou de maneira similar aos dados de localização cartográfica da aquisição sísmica 2D. A localização dos poços no mapa base do projeto, bem como a informação das linhas sísmicas, são mostrados na figura 3.6. A localização das linhas sísmicas disponíveis para o projeto, tal como algumas informações básicas, como fonte de energia utilizada, coordenadas geográficas, ano da aquisição sísmica; estão contidas na tabela 3.1.

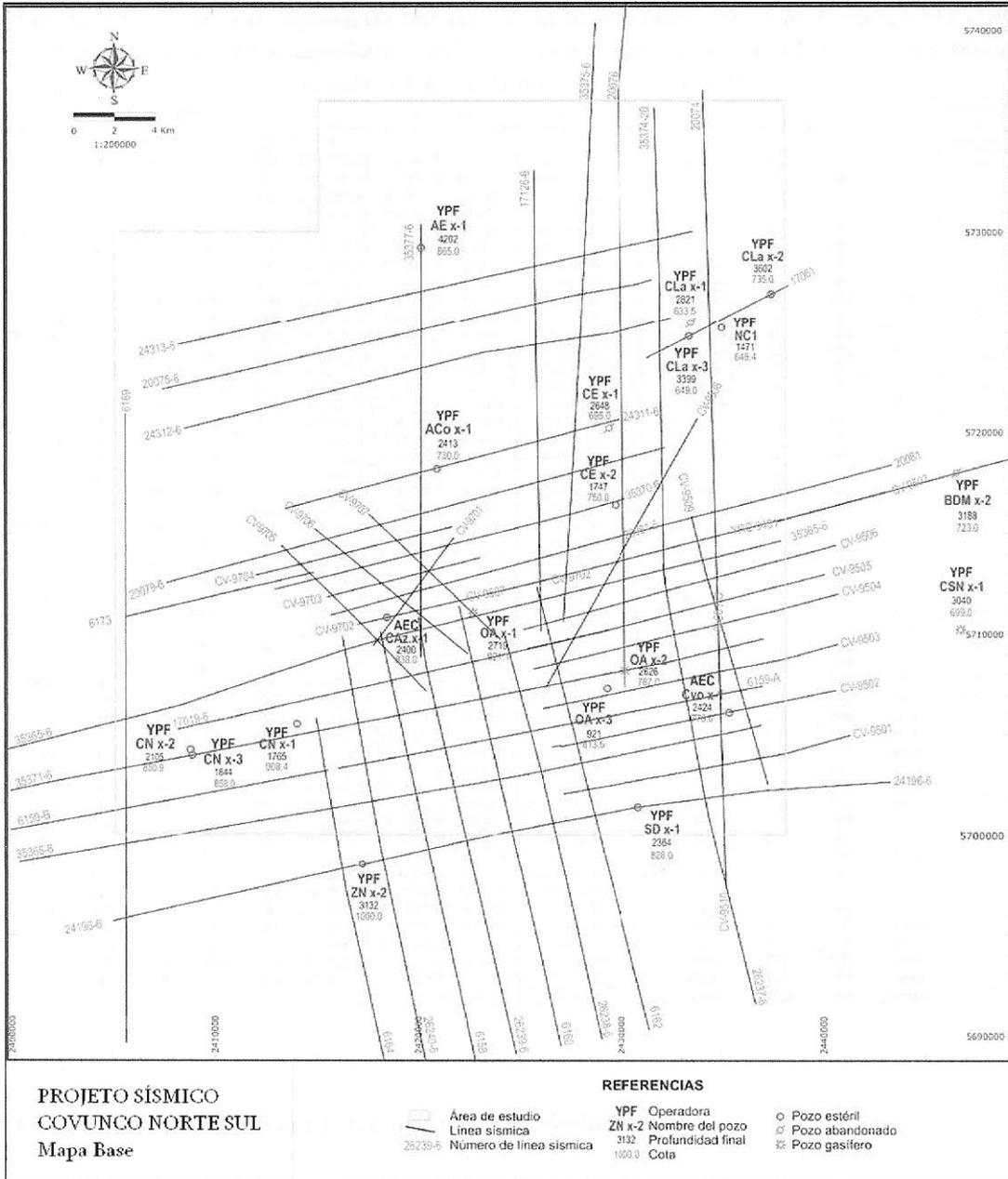


Figura 3.6 – Mapa base do projeto sísmico Convuco Norte Sul. Este mapa contém as localizações de linhas sísmicas, e dos poços utilizados para o trabalho (Adaptada da tese de Cayo, 2005).

Tabela 3.1 – Tabela da aquisição sísmica 2D utilizada para o projeto Covunco. As linhas em amarelo são as linhas auxiliares, utilizadas para explicação da interpretação sísmica da região. (Adaptada da tese de Cayo, 2005).

Linha sísmica	Estacas (Pontos de Tiro)				Coordenadas				Distância entre estacas	Fonte	Multiplicidade	Ano	Companhia de Aquisição	Companhia de Reprocesso
	Linhas		SEG-Y		Primeira estaca		Última estaca							
	Primeira	Última	Primeira	Última	X	Y	X	Y						
6158	1012	1887	1012	1885	2418179,00	5710114,00	2422622,00	5688770,00	25	Explosivo	48	1983	YPF	CGG
6160	1011	1900	1003	1898	2422056,30	5711387,35	2427022,30	5689510,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
06159-A	1001	1860	1003	1856	2416088,30	5707422,35	2437088,30	5703337,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
06159-B	1880	2520	1881	2520	2400042,30	5703244,35	2415602,30	5700272,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
6162	1	914	3	911	2425885,30	5712335,35	2431406,30	5690317,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
6164	1001	1740	1003	1740	2415016,30	5705849,35	2418516,30	5687931,35	25	Explosivo	48	1982	YPF	CGG
6169	1	1267	38	1283	2405663,30	5720961,35	2405674,30	5689632,35	25	Explosivo	36	1983	YPF	-
6173	1	778	3	365,5	2405689,30	5713062,35	2414896,30	5710862,35	25	Explosivo	36	1982	YPF	-
17019-06	1972	2840	1974	2838	2408246,30	5710176,35	2429326,30	5705278,35	25	Explosivo	48	1983	YPF	CGG
17126-06	2960	3410	2976,5	3408	2425778,30	5733085,35	2426067,30	5710167,35	50	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
20075-06	6040	6531	6049	35631	2407503,30	5727643,35	2431607,30	5722180,35	50	Explosivo	48	1983	YPF	CGG
20079-06	5099	6200	5157,5	6152	2407693,30	5719274,35	2432231,30	5712560,35	25	Explosivo	24	1982	YPF	CGG
20081-06	6925-5	7520	6925,5	7518	2415735,30	5714850,00	2429975,00	5710956,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
24198-06	2001	4140	2575,5	4137	2405051,70	5702672,70	2443263,70	5695713,70	25	Explosivo	24	1982	YPF	CGG
24311-06	7000	7714	7025,5	7689	2413502,30	5720668,35	2429389,30	5716238,35	25	Explosivo	48	1982	YPF	CGG
24312-06	1020	1513	1049	1513	2408556,30	5725731,35	2432505,30	5720224,35	50	Explosivo	48	1983	YPF	-
24313-06	6001	6523	6027,5	6522	2408265,30	5730051,30	2433594,30	5724409,30	50	Explosivo	48	1981	YPF	-
26237-06	1001	1979	1090,5	1977	2432125,30	5713453,35	2436654,30	5691578,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
26238-06	1001	1907	1003	1905	2424299,30	5709917,35	2429038,30	5689856,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
26239-06	1005	1892	1005,5	1892	2420061,30	5710845,35	2424828,30	5689104,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
26240-06	1001	2275	1007	1898	2426312,30	5709907,35	2420530,30	5687997,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
35365-06	1001	2643	1024,5	2621	2399025,30	5714621,35	2437932,30	5704059,35	25	Explosivo	48	1982	YPF	CGG
35366-06	1003	2487	1003	2487	2400447,30	5705469,35	2436945,30	5698687,35	25	Explosivo	48	1982	YPF	CGG
35370-06	5309	6063	5334,5	6037	2412999,30	5716733,35	2430265,30	5712230,35	25	Explosivo	48	1981	YPF	CGG
35371-06	1003	2033	1003	2510	2400016,30	5709786,35	2437048,30	5702222,35	25	Explosivo	48	1983	YPF	CGG
35374-20	2795	4029	3088	4028	2431741,30	5736188,35	2432203,30	5712504,35	25	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
35375-06	2001	2619	2026,5	2618	2427175,30	5740415,35	2426808,30	5710624,35	60	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
35377-06	2080	2515	2094	2514	2420175,30	5730405,35	2420233,30	5708866,35	50	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
17061	1029	1343	1030,5	1342	2431362,30	5727365,35	2438318,30	5723735,35	25	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
20074	721	2403	1070,5	2402	2434130,43	5737059,73	2435012,60	5703792,70	25	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
20076	580	2213	620	2212	2429953,30	5748076,35	2430868,30	5707357,35	25	Explosivo	24	1983	YPF	CGG
20081	4001	5311	4699,5	5285	2428425,30	5718402,35	2443377,30	5714429,35	25	Explosivo	48	1982	YPF	CGG
CV-9501	1001	1849	1001	1849	2427188,30	5704974,35	2441295,30	5702067,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9502	969	1809	969	1809	2426632,30	5707209,37	2440630,76	5704401,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9503	1025	1901	1025	1901	2426178,12	5709490,85	2440719,51	5706313,91	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9504	1001	1913	1001	1913	2425719,80	5711991,35	2440756,30	5708279,25	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9505	1001	1889	1001	1889	2425407,30	5712941,35	2440049,30	5709276,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9506	1001	1940	1001	1940	2425218,30	5714396,35	2440644,30	5710238,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9507	1095	2193	1095	2193	2424956,30	5717058,35	2443134,30	5712344,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9508	1001	1901	1001	1901	2426323,30	5720709,35	2433831,30	5707377,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9509	821	1641	821	1641	2433530,30	5716847,35	2437274,30	5702549,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9510	1001	1717	1001	1717	2434863,30	5709504,35	2435201,30	5697333,35	17	Vibro	42,5	1995	Veritas	-
CV-9701	1001	1395	1001	1395	2417833,93	5714783,35	2421788,00	5709434,17	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9702	1001	1561	1001	1561	2417083,60	5712679,00	2426309,00	5710501,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9703	1001	1463	1001	1463	2415601,00	5713788,00	2423094,00	5711866,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9704	1001	1589	1001	1589	2412080,00	5715329,00	2421733,00	5712837,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9705	1009	1629	1009	1629	2413104,00	5714611,00	2420421,00	5707181,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9706	1001	1576	1001	1576	2414971,00	5715288,00	2422469,00	5709036,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-
CV-9707	1001	1529	1001	1529	2417631,00	5715947,00	2424065,00	5709761,00	17	Vibro	42,5	1997	Veritas	-

3.3 Análises prévias para interpretação dos dados

3.3.1 Carregamento das linhas sísmicas no projeto

O processo de carregamento do dado sísmico é uma operação necessária para preparar a linha sísmica 2D para a interpretação. Para este projeto, foi utilizado o formato de gravação SEG-Y. Não existem regras especiais para se nomear um arquivo SEG-Y. Como regra geral, se colocou o nome da linha sísmica, seguido pela extensão sgy (por exemplo, 24311-06.sgy).

O carregamento do dado consiste normalmente em duas partes fundamentais:

- **Localização geológica:** que por regra geral, na Argentina, utiliza o sistema de coordenadas Gauss-Krüger, com a projeção Campo Inchauspe; estes dados de localização podem vir de outros dados pré-existentes, ou ainda podem ser localizados por GPS.
- **Leitura do dado sísmico:** Uma vez localizada a linha sísmica no mapa base, se carrega o arquivo SEG-Y. Para este trabalho foi utilizado o programa *The Kingdom Suite* + (TKS), versão 7.4, que foi cedido pela empresa SAT S.R.L.

Em algumas situações estes dois passos podem ser efetuados juntos, com o arquivo SEG-Y carregando também as coordenadas.

Quando se carrega o dado sísmico a primeira medida que se deve estabelecer é a unidade utilizada para as coordenadas. A unidade adotada foi o metro (m). O processo continua com a escolha do tipo de dado sísmico do arquivo SEG-Y. É permitido carregar vários dados de uma mesma linha sísmica como amplitudes, freqüências, horizontes, etc. Na etapa do carregamento também deve ser informado o tipo de unidade da vertical (eixo Z), que pode ser em tempo (segundos), ou profundidade (metros). Para este projeto foram utilizados os valores de amplitude, com a unidade em tempo. Além disto, deve-se limitar o eixo vertical. Os tempos iniciais e finais utilizados foram 0 e 4 segundos, respectivamente.

3.3.2 Análise de velocidades sísmicas

A análise de velocidade sísmica constitui um importante problema na interpretação dos dados. Sabe-se que a velocidade não varia rapidamente em relação à profundidade, a não ser em casos onde existem eventos estruturais envolvidos, como por exemplo, uma falha, que irá colocar em contato camadas de diferentes tempos geológicos; ou ainda eventos estratigráficos,

como a presença de um folhelho gerador de baixa velocidade, ou um carbonato cimentado de alta velocidade. Para o trabalho foram feitas análises de velocidade em alguns poços, de modo a utilizar esta velocidade para o processamento dos dados sísmicos. Os poços com análise de velocidade dentro da área de estudo foram: ACo.x-1, AE.x-1, CAz.x-1, CE.x-2, CLa.x-2, CLa.x-3, CN-x-3, Cvo.x-1, OA.x-2, SD.x-1. Também foram utilizados alguns poços fora da área de estudo.

3.3.3 Criação de sismogramas sintéticos.

Na elaboração deste projeto sísmico, a correlação dos horizontes sísmicos com os dados geológicos dos poços, se realizou através de quatro poços da área, por meio da criação de sismogramas sintéticos.

A confecção de um sismograma sintético passa pelas seguintes etapas:

- Ajuste dos valores registrados no perfil sônico, com as velocidades encontradas no *check shot*. Isto gera uma tabela de velocidade mais precisa;
- Seleção de um perfil de velocidade a partir do qual vão ser calculados as impedâncias acústicas e os coeficientes de reflexão;
- Ativação do perfil de densidade, para que o programa tenha os dados necessários para calcular os coeficientes de reflexão, e gerar o sismograma;
- Estabelecimento de um perfil de referência (neste trabalho foi utilizado o perfil de raios gama), para avaliar a qualidade do sismograma sintético;
- Escolha de uma *wavelet* (similar a *wavelet* existente no dado após a deconvolução), que será convolvida com os coeficientes de reflexão. A partir destes dados, obtém-se o sismograma sintético;

- E finalmente, é correlacionado o dado real com o sintético, para os devidos ajustes e interpretações.

3.4 Interpretações e resultados

3.4.1 Dados interpretados

Foi interpretado um total de 49 linhas sísmicas com mais de 790km de extensão, cobrindo uma superfície aproximada de 950km². As linhas utilizadas são apresentadas na figura 3.6.

A qualidade da informação sísmica foi, em geral, satisfatória em toda porção central e sudoriental da área, em especial as linhas adquiridas pela companhia YPF. Por outro lado, na região norte existia menor quantidade e pior qualidade de informações, por ser uma zona menos explorada na atualidade. Além disso, se deve levar em conta que na faixa oeste da área de estudo existe um relevo acidentado, o que se traduz em uma diminuição na qualidade da informação sísmica.

No projeto, foi utilizado como nível de referência de altitude das linhas sísmicas (*datum*), o valor de 1200 m.s.n.m., valor que foi atribuído como referência para o processamento dos dados. A maioria das linhas sísmicas já estava neste *datum*. Em consequência, o processo de levar as outras linhas sísmicas para um mesmo nível de referência, não apresentou grande dificuldade.

A identificação e marcação dos horizontes, a partir dos quatro pontos de controle (poços AE.x-1, CLa.x-2, AO.x-2, CAz.x-1), apresentaram-se problemáticas na região oeste da área, o setor onde existem os maiores afloramentos.

3.4.2 Obtenção dos sismogramas sintéticos dos poços

3.4.2.1 Sismograma sintético do poço Anticlinal Esquinero x-1

O poço AE.x-1, foi o primeiro poço a ser analisado, por ser o mais profundo e ter a sucessão de formação mais completa dos poços selecionados. Neste poço temos os perfis, sônico e densidade em toda profundidade do poço; e o perfil de raios gama incompleto (não afeta a construção do sismograma sintético). Com a construção do sismograma sintético (figura 3.7), podem-se observar algumas formações como:

- O topo da formação Lotena (horizonte de interesse mais profundo), que apresenta um pico negativo, devido a uma rocha de menor velocidade, em relação à base da formação Barda Negra;
- Um trecho da formação Auquilco apresenta um pico positivo, pois é composta por evaporitos de alta velocidade sísmica, coberta por arenitos de menor velocidade (pertencentes à formação Tordillo);
- O topo da formação Tordillo, que apresenta alta velocidade em relação à formação Vaca Muerta, e conseqüentemente apresentou um pico positivo;
- Um trecho da formação Quintuco corresponde a um fraco pico na sísmica, pois existe uma região de maior velocidade sísmica que os arenitos basais da formação Mulichinco;
- O topo da formação Mulichinco, que se relaciona com um pico presente na base de um grupo de refletores, pertencentes ao membro Pilmatué da formação Agrio;
- O topo do membro Pilmatué da formação Agrio, corresponde a um forte refletor;
- E finalmente o topo do membro Avilé, que se relaciona com outro forte refletor no membro Água de la Mula.

3.4.2.2. *Sismograma sintético do poço Cerro Ladrillo x-2*

Do poço Cla.x-2, existem informações de perfil sônico a partir de 2224 mbbp. Portanto, o sismograma sintético só abrange as profundidades entre a base da formação Vaca Muerta, até a formação Auquilco. Este sismograma é apresentado na figura 3.8. As formações observadas são: O topo de alta velocidade da formação Auquilco, que se relaciona com camadas de menor velocidade sísmica da formação Tordillo; e o topo da formação Tordillo, que corresponde a um forte refletor positivo (itens já citados no poço AE.x-1).

3.4.2.3. *Sismograma sintético do poço Ojo De Agua x-2*

O poço OA.x-2 é um dos mais completos em informações de perfis sísmicos. Seu sismograma é apresentado na figura 3.9. Podem-se realizar correlações desde a metade da formação Lajas, até a base da formação Agrio. As seguintes formações foram observadas: O topo da formação Lajas apresentou um pico negativo, com relação ao topo de alta velocidade sísmica da formação Tábanos (evaporitos); e também os topos das formações Barda Negra, Auquilco, Tordillo, Quintuco e Mulichinco, apresentam características similares as descritas no poço AE.x-1.

3.4.2.4. *Sismograma sintético do poço Cerro Azul x-1*

O último poço a ser analisado é o Caz.x-1, com uma sucessão a analisar desde a formação Barda Negra até metade da formação Mulichinco. As formações descritas, não

apresentam características diferentes às descritas e pertencentes a formações Barda Negra, Tordillo e Quintuco. Este sismograma é apresentado na figura 3.10.

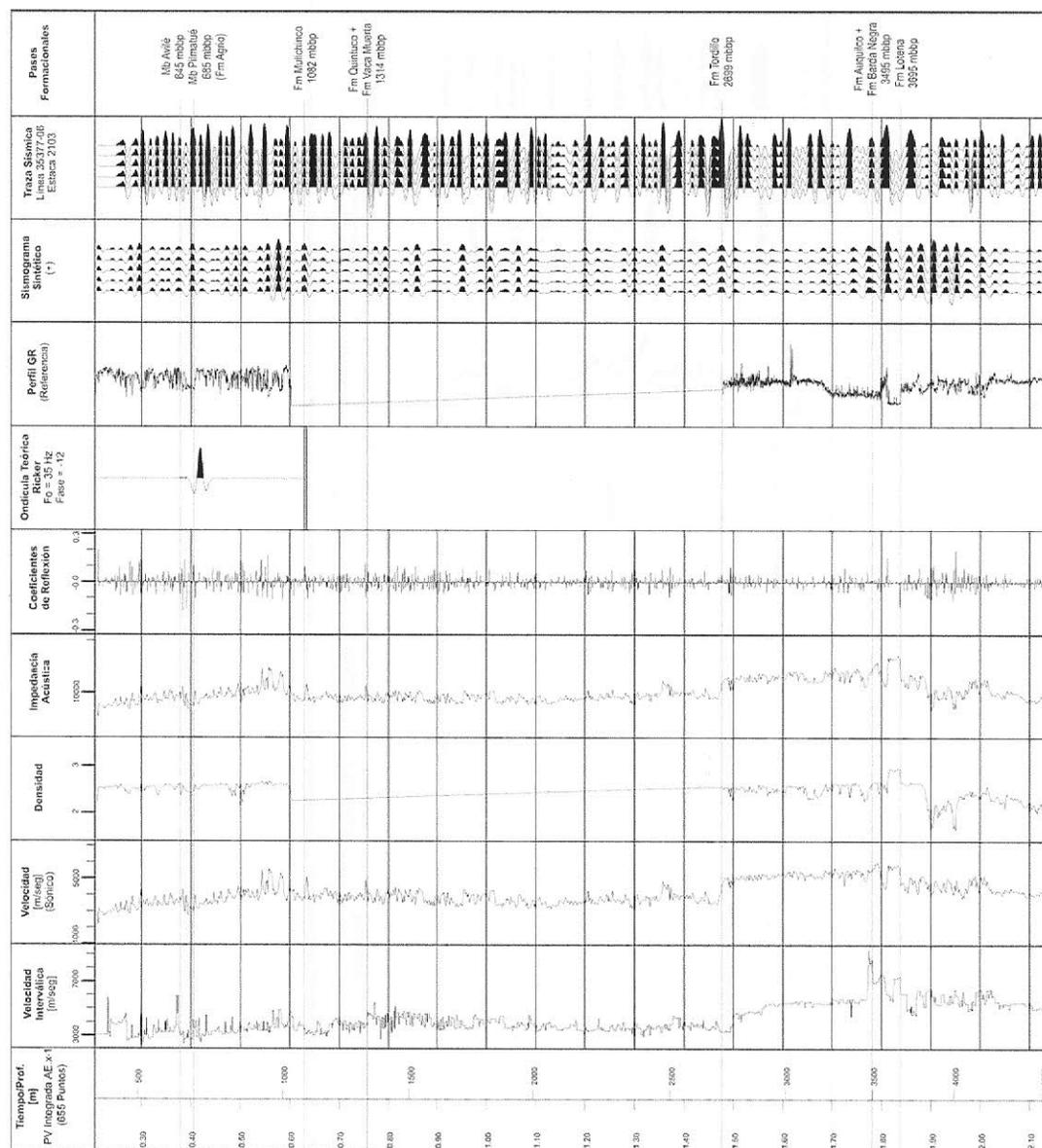


Figura 3.7 – Sismograma sintético do poço Anticlinal Esquinero x-1 (Tese de Cayo, 2005).

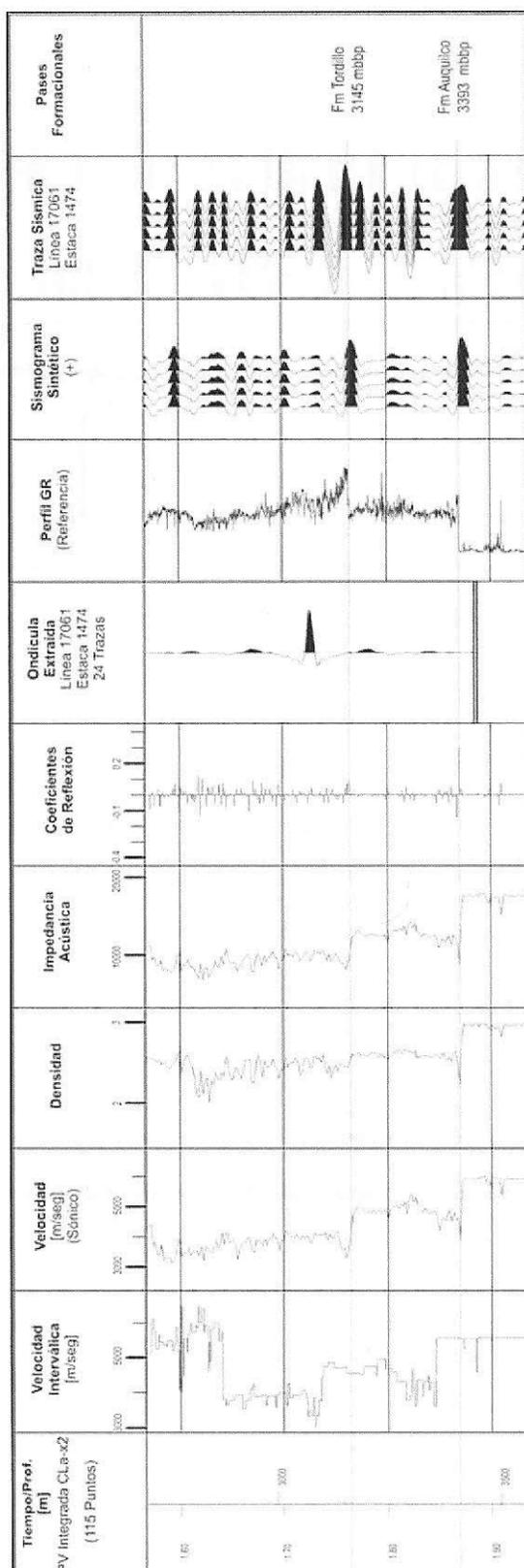


Figura 3.8 – Sismograma sintético do poço Cerro Ladrollo x-2 (Tese de Cayo, 2005).

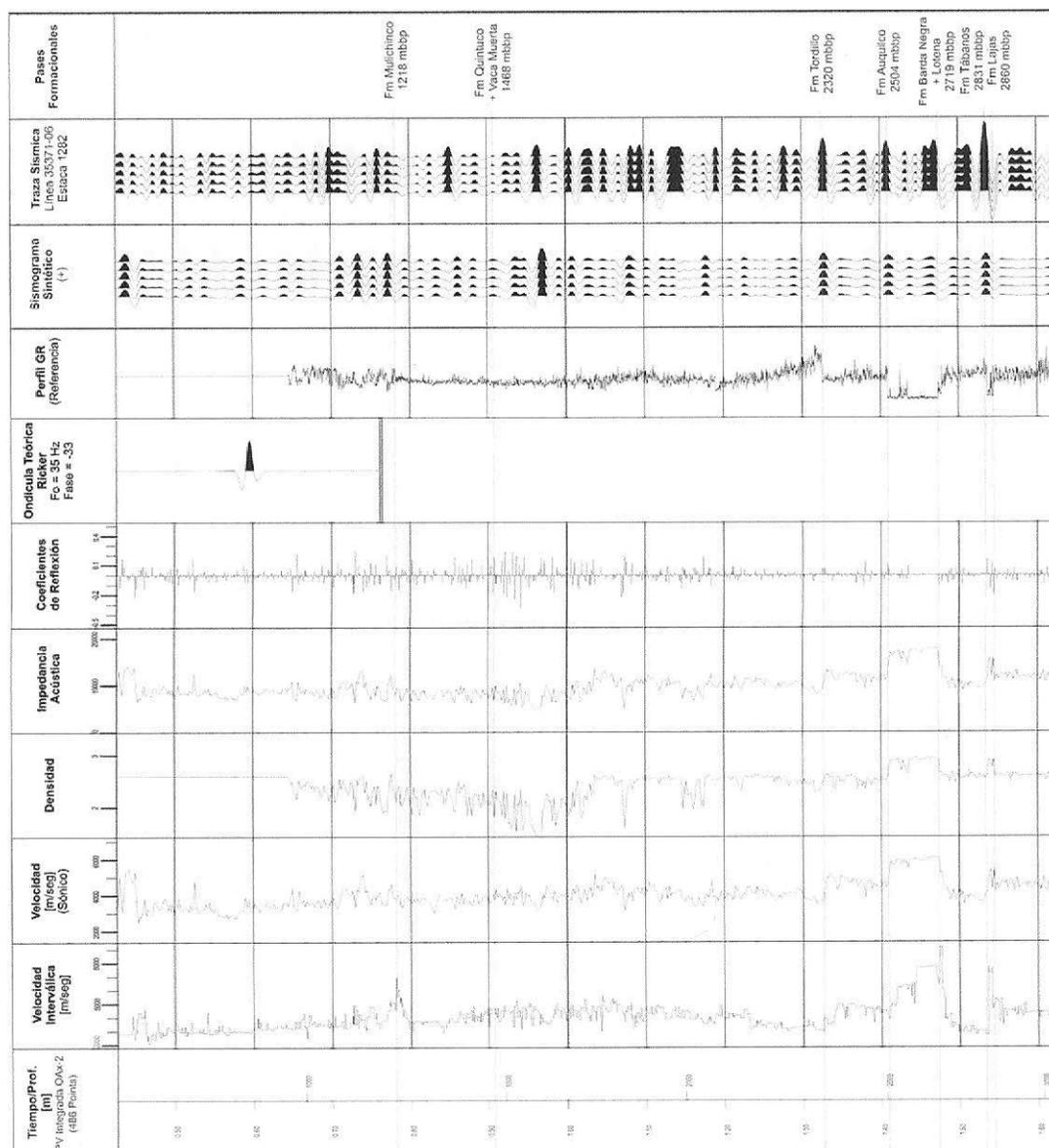


Figura 3.9 – Sismograma sintético do poço Ojo de Agua x-2 (Tese de Cayo, 2005).

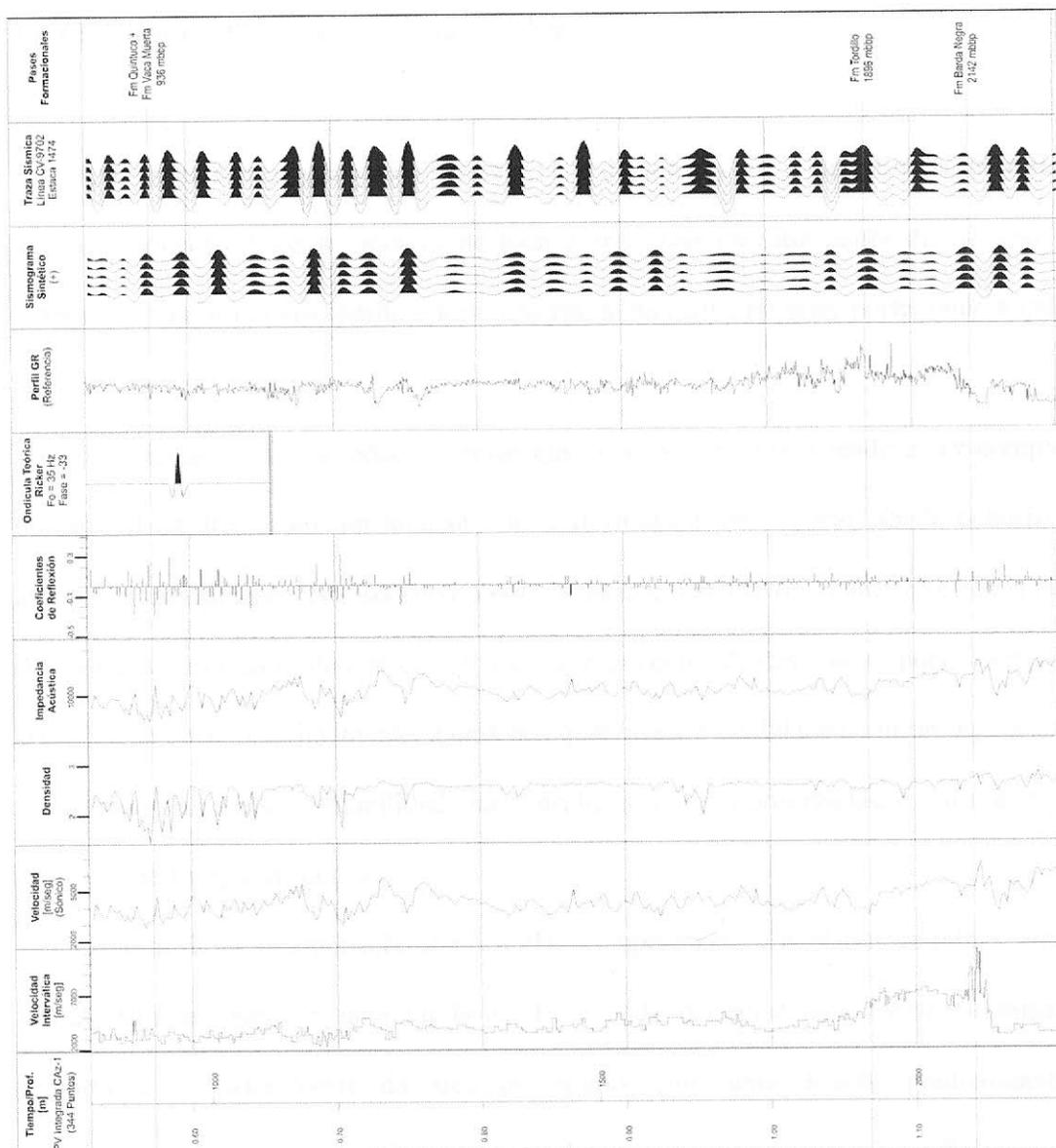


Figura 3.10 – Sismograma sintético do poço Cerro Azul x-1 (Tese de Cayo, 2005).

3.4.3. Mapas isócronos auxiliares

Os únicos horizontes objetivos clássicos da região que foram mapeados, com aceitável confiabilidade, são os que representam o topo da formação Tordillo e o topo da formação Mulichinco. Estes limites de formação são linhas de tempo que limitam, em grande parte, a bacia em uma série de sucessivos ciclos sedimentares (Benotti e Vitulli, 1985).

3.4.3.1. *Isócrono do topo da formação Tordillo*

Este mapa é representado na figura 3.11, e demonstra que a identificação do refletor do topo da formação Tordillo, através de toda a área, não foi uma tarefa difícil. Este fato é atribuído a sua boa continuidade e forte aparência, inclusive no setor norte, onde a qualidade das informações é inferior.

Em linhas gerais, se pôde observar que o relevo estrutural tende a ser complexo na porção sul da área, com um aumento de uniformidade até o norte, aonde o horizonte se aprofunda rapidamente. No isócrono observou-se que o setor sul da área mostrou o aumento de numerosas estruturas de interesse, a maioria delas coincidentes com os poços perfurados na área. Isto se deve, principalmente, a uma boa quantidade e qualidade de informações sísmicas, ocasionando uma alta confiabilidade nas estruturas que são observadas, e um maior grau de acerto na perfuração de poços.

Apesar de na interpretação sísmica 2D, o mapeamento dos planos de falhas, através de linhas sísmicas, não ser uma tarefa fácil, se pode delimitar uma frente de falha muito importante no setor oeste da área de estudo, com uma direção predominantemente submeridional e com uma vergência oriental. Foram interpretadas mais superfícies com falhas de menor importância, dispostas de forma paralela a esta.

Até o norte da área, a qualidade de informações diminui, mostrando pouco aumento de estruturas de interesse, com exceção das que foram observadas na zona do poço Anticlinal Esquinero e no do Cerro Ladrillo. Porém, a primeira estrutura mencionada não é confiável, pois só foi traçada a partir da linha 35377-06, a qual possui boa qualidade, porém não apresenta uma quantidade de informações suficiente. Também pode ser feita esta consideração para a estrutura que se apresenta na zona do Cerro Ladrillo, onde só existe a linha 17061, para uma zona de interesse.

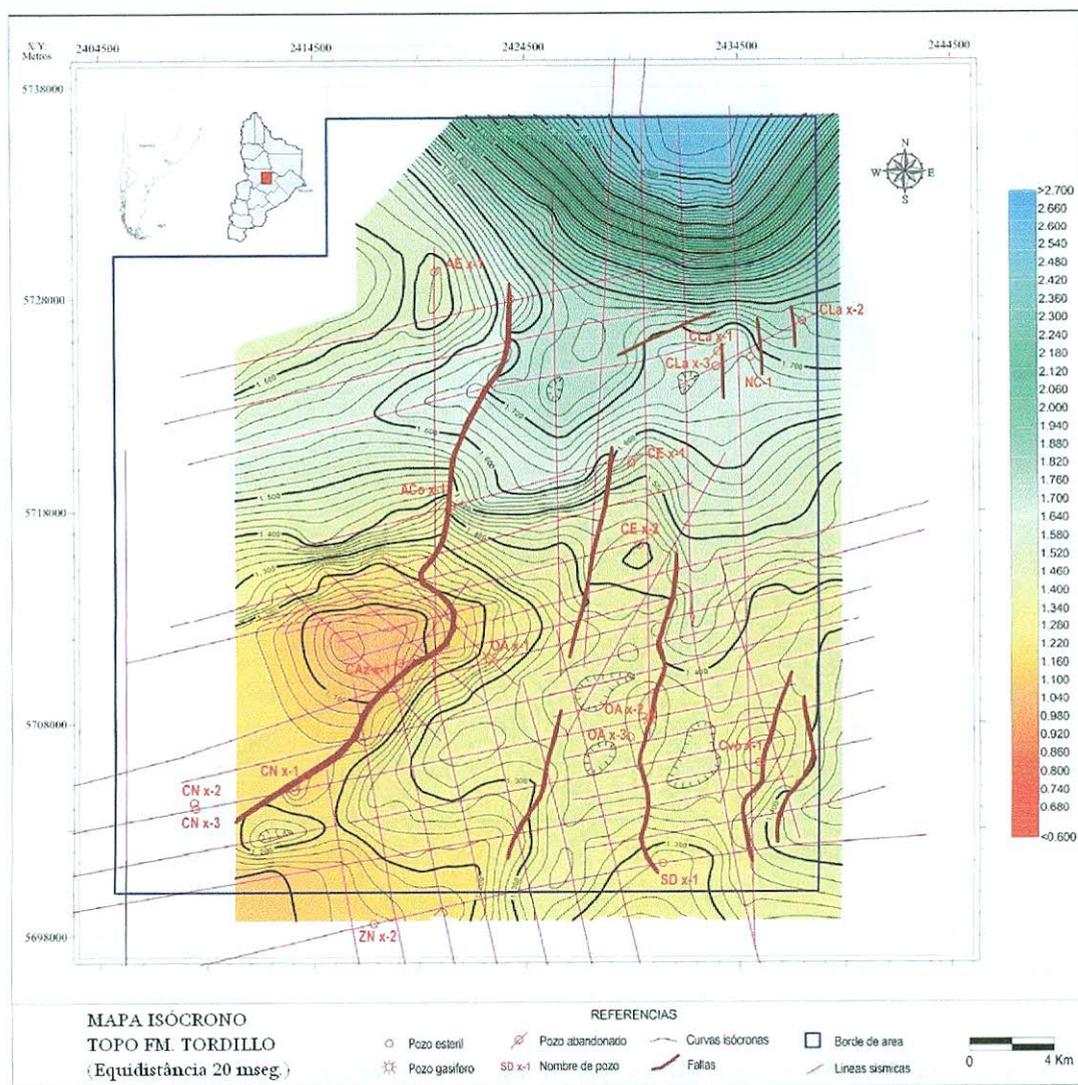


Figura 3.11 – Mapa Isócrono do topo da formação Tordillo (Adaptado da tese de Cayo, 2005).

3.4.3.1. Isócrono do topo da formação Mulichinco

O horizonte que representa o topo desta formação pode ser visto na figura 3.12. Este horizonte é obtido com clareza no setor oriental da área de estudo, devido a grande quantidade de linhas, e a facilidade de mapeamento da formação neste setor.

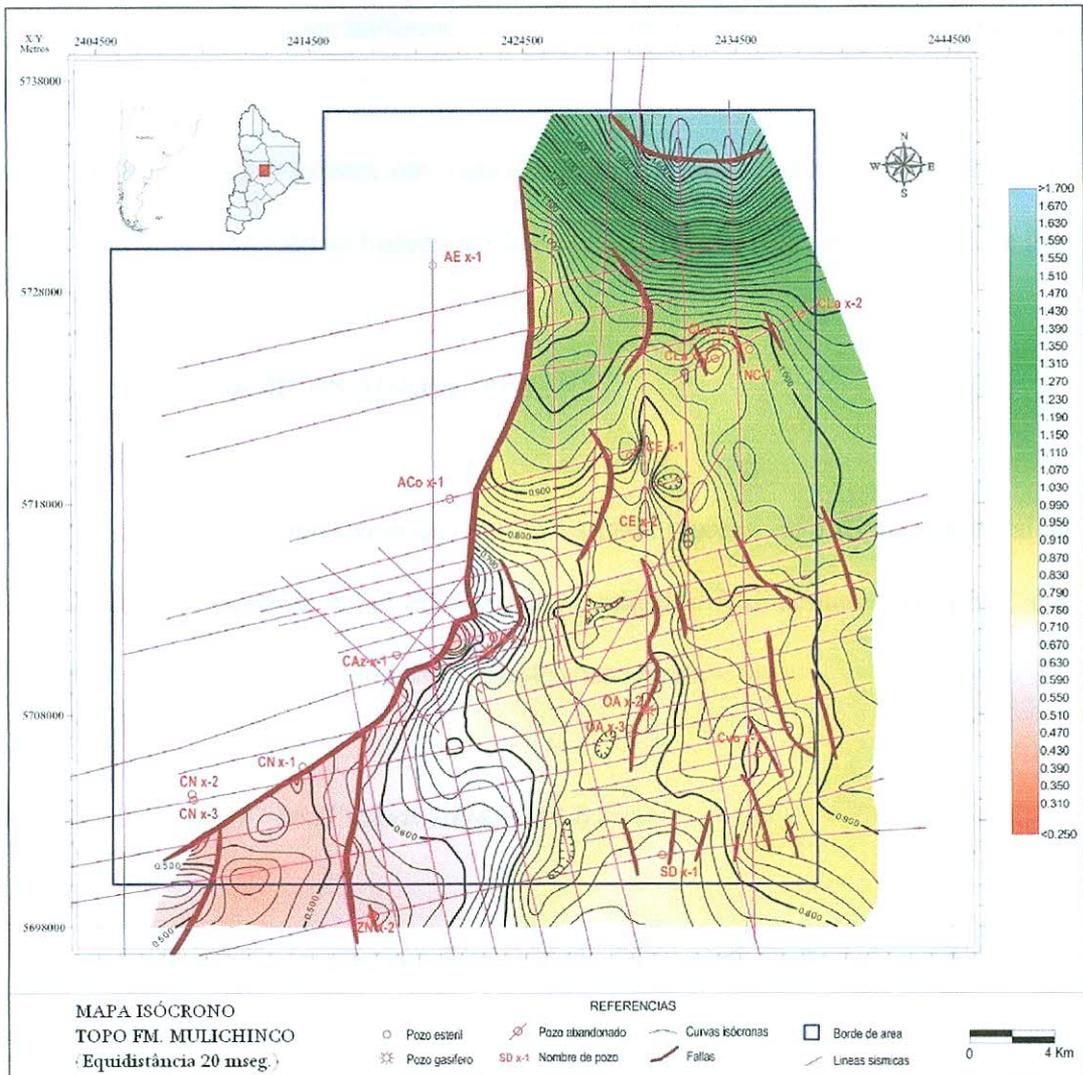


Figura 3.12 – Mapa Isócrono do topo da formação Mulichinco (Adaptado da tese de Cayo, 2005).

O mapa isócrono se encaixa perfeitamente no trabalho de interpretação e deixa claro uma zona sem mapeamento, a oeste de uma frente de falha com características similares as descritas no mapa isócrono anterior. Isto se deve a dificuldade de mapear este horizonte neste setor, devido à má qualidade das informações sísmicas disponíveis.

O relevo estrutural mostra características similares ao mapa feito no topo da formação Tordillo: Uma porção austral com maior desenvolvimento de estruturas de interesse e uma

porção norte relativamente uniforme; o aprofundamento da unidade ao norte da área também é nítido.

A interpretação mostra um maior número de falhas, devido a existência de vários processos de deformação na história geológica da área, tema que será discutido no item 3.4.5.

3.4.4. LINHAS SÍSMICAS AUXILIARES

O conjunto de linhas sísmicas auxiliares tenta representar a forma estrutural da área de estudo, como também a disposição das unidades sedimentares distintas que foram interpretadas, tanto no sentido Leste – Oeste como Norte – Sul.

3.4.4.1. Linha 35377-06 (Estacas 2094 – 2514)

A seção mostra o esquema estrutural da faixa oeste da área de estudo, localizada na direção N-S (figura 3.13).

É notável o aumento da espessura das unidades no norte da área, características que indicam o sentido de aprofundamento da bacia.

As características ressaltadas são: o acunhamento da formação Auquilco, na porção central da seção sísmica; e as subidas das unidades na região norte da seção, para formar a estrutura onde foi perfurado o poço Anticlinal Esquinero.

Em linhas gerais, foi interpretada uma falha inversa principal, representada pelo traço vermelho, cujo rejeito é baixo nas unidades inferiores e aumenta nas unidades superiores (principalmente formação Mulichinco e Mb Pilmatué da formação Agrio). Este elemento estrutural forma parte de uma frente dobrada e fálhada, fortemente tectonizada, com um nível de deslocamento interpretado dentro das unidades do grupo Cuyo.

A figura mostra uma maior intensidade no falhamento à direita da frente da falha principal; estas falhas são representadas com traços pretos. A maioria das falhas subordinadas afeta principalmente as unidades superiores da área, e têm como nível de deslocamento principal, o conjunto que compõe as unidades da formação Quintuco e da formação Vaca Muerta.

3.4.4.2. *Linha 20074 (Estacas 1070 – 2402)*

Esta seção sísmica está disposta com direção N-S, e está localizada na porção leste da área de estudo (figura 3.14), fora da estrutura que abrange a faixa dobrada e falhada.

De maneira análoga a seção anterior, pode-se observar o aumento de espessura da coluna sedimentar da área de estudo, ao norte da seção. Foi observada uma grande depressão, a partir da interseção com a linha 17061, com uma horizontalização a partir da estaca 1150 da linha sísmica, forma geológica que foi interpretada como um talude. No topo da linha sísmica se observa uma pequena forma geológica positiva, muito acentuada na formação La Manga ou Barda Negra, as quais podem ser interpretadas como formações recifais.

3.4.4.3. *Linha 17061 (Estacas 1030 – 1342)*

A seção sísmica se dispõe praticamente na direção E-O e está localizada no norte da área de estudo (figura 3.15). A mesma representa a estrutura objetivo do poço Cerro Ladrillo, a qual foi objeto de numerosos estudos por parte dos primeiros investigadores da área. A coluna sedimentar se mostra com espessura constante ao longo de toda a seção.

O conjunto de falhas interpretadas é do tipo inverso, em sua maioria com vergência ocidental, representando um ambiente estrutural compressivo. Finalmente, se pode observar o

crescimento de uma estrutura anticlinal associada a uma falha, onde foi perfurado o poço Cerro Ladrillo x-3.

3.4.4.4. *Linha 24311-06 (Estacas 7025 – 7689)*

A seção se localiza no centro da área de estudo, com direção ENE-OSO, perpendicular a frente da falha da faixa de dobramento (figura 3.16). A coluna sedimentar não mostra características relevantes, não existem estruturas observáveis.

Na frente da falha da faixa de dobramento está representada uma falha principal (traço vermelho) que interfere em todas as formações, permitindo ver, na porção inferior, a repetição de alguns estratos. A mesma perde inclinação à medida que se aprofunda; o nível de deslocamento estaria localizado dentro das unidades do grupo Cuyo. De maneira secundária, um conjunto de falhas se dispõe sobre o bloco superior, com inclinação oposta à falha principal. Estas falhas antitéticas seriam estruturas de alívio, e seriam formadas como resposta ao imenso dobramento e compressão das unidades envolvidas. No bloco inferior se pôde observar o desenvolvimento de uma estrutura dobrada e falhada nas redondezas do poço Cerro Encaramado x-1.

3.4.4.5. *Linha 35371-06 (Estacas 1003 – 2510)*

A última seção escolhida (figura 3.17) mostra o esquema estrutural da porção mais austral da área, e possui uma direção análoga a seção sísmica descrita anteriormente. A coluna estratigráfica é bastante completa. É nesta seção que se podem observar as unidades mais antigas reconhecidas nos poços da área de estudo.

A frente da falha da faixa de dobramento (traço vermelho) afeta notavelmente todas as unidades estratigráficas. Sobre o bloco superior as poucas unidades reconhecidas têm uma menor espessura que as mesmas unidades do bloco inferior, e também se nota que a formação Tordillo está ausente no bloco superior. A outra característica notável é uma dobra associada à falha, que afeta todas as formações, nas imediações do poço Ojo de Agua x-2.

3.4.5 Considerações geológicas

Dentro de um marco estrutural caracterizado por resposta a ação de distintos eventos deformacionais, se destaca principalmente o desenvolvimento de estruturas de dobramento associadas à falhas de frente de dobramento e a Corrida del Agrio, as quais foram classificadas por Ramos (1998). O setor ocidental da área de estudo, se identifica por uma falha principal com mergulho predominante oeste e com direção geral N-S. A transferência de rejeito aumenta para o norte da área, tal como mostra a sucessão de linhas sísmicas 35371-06 e 24311-06. Sobre o bloco baixo, se identificam uma série de linhas secundarias de direção submeridional associadas à faixa de dobramento. Este conjunto de falhas inversas responde ao empurrão principal, com um menor rejeito, e se associa às dobras e falhas de menor envergadura.

De acordo com a configuração descrita, é possível separar três níveis de estruturação.

- O primeiro nível compreende principalmente as unidades dos grupos Cuyo e Lotena, aonde sempre se podem observar uma série de falhas que não apresentam expressão nas unidades superiores a formação Tordillo, e que podem responder, ou não, a estrutura principal;

- O segundo nível é mais intenso, apresenta como superfície de deslocamento a seção que compreende as formações Quintuco e Vaca Muerta, e afeta todas as unidades superiores;
- E finalmente, o terceiro nível corresponde à deformação que sofreram as formações Agrio e unidades superiores. Geralmente associado a falhas de inclinação oposta ao falhamento principal, com superfícies de deslocamento dentro da formação mencionada.

A sucessão sedimentar da área de estudo se apresenta sem interrupções a leste da frente de falha principal, com um notável aumento de espessura das unidades ao norte da área, pela proximidade com o centro da bacia.

Com esta consideração, e analisando as profundidades e a localização das rochas geradoras, principalmente a formação Vaca Muerta, poderia ser dito que estas rochas se encontram em ótimas condições para geração de hidrocarbonetos. Entretanto, as formações consideradas como reservatórios, não apresentam porosidade e permeabilidade primária importante (Regazzoni, 1984; Benotti e Vitulli, 1985).

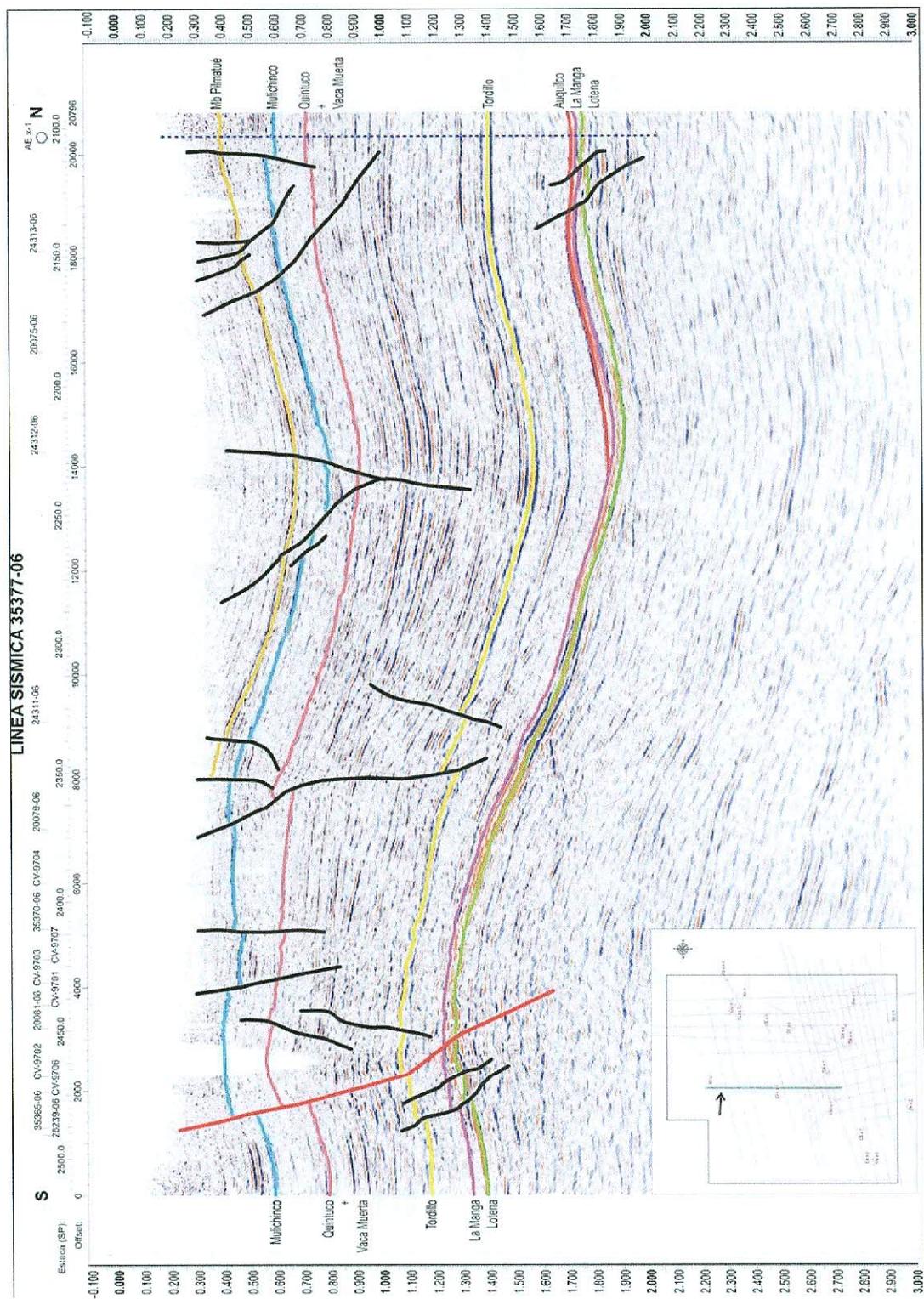


Figura 3.13 – Seção sísmica correspondente à linha 35377-06 (Tese de Cayo, 2005).



Figura 3.14 – Seção sísmica correspondente à linha 20074 (Tese de Cayo, 2005).

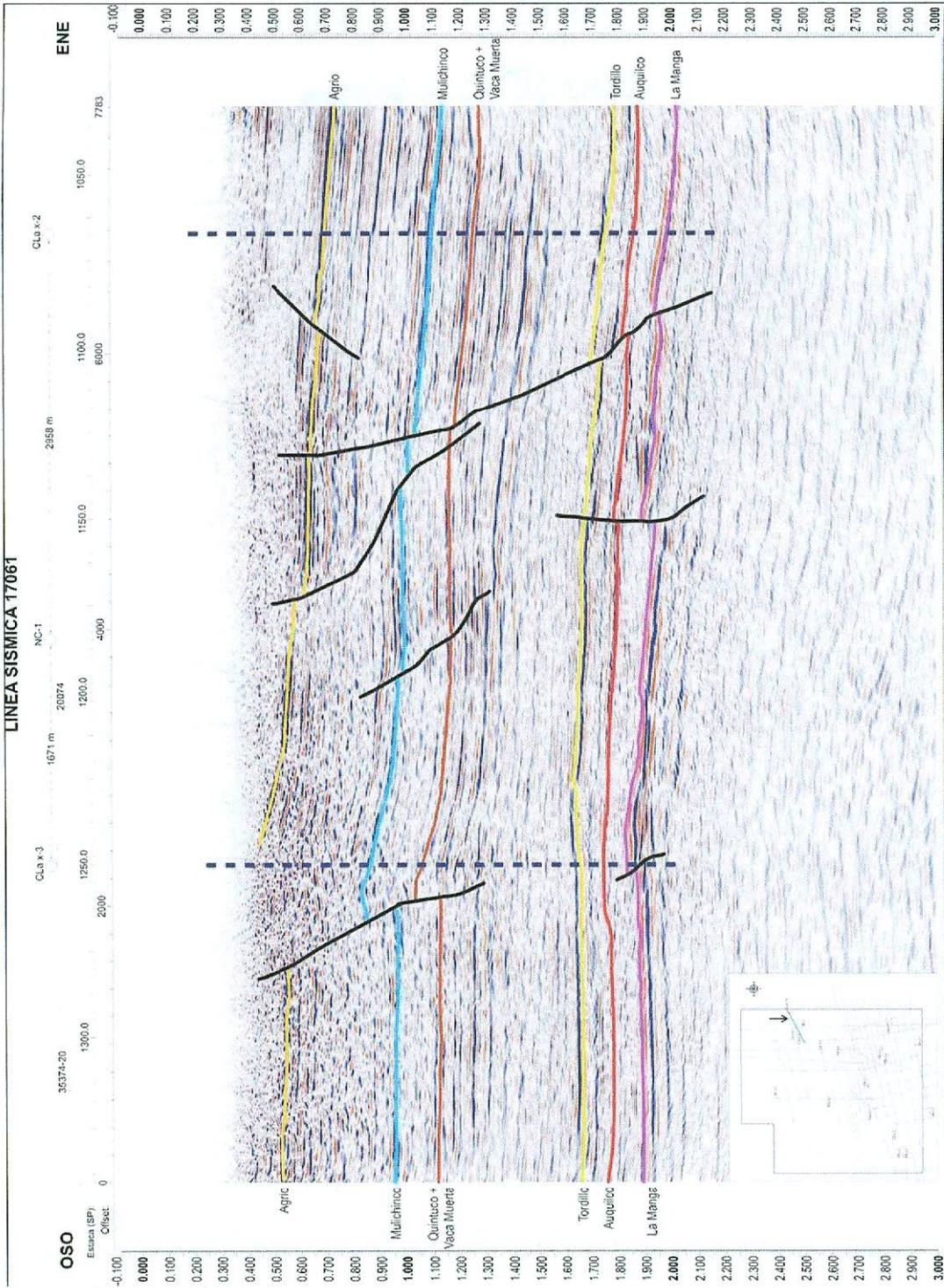


Figura 3.15 – Seção sísmica correspondente à linha 17061 (Tese de Cayo, 2005).

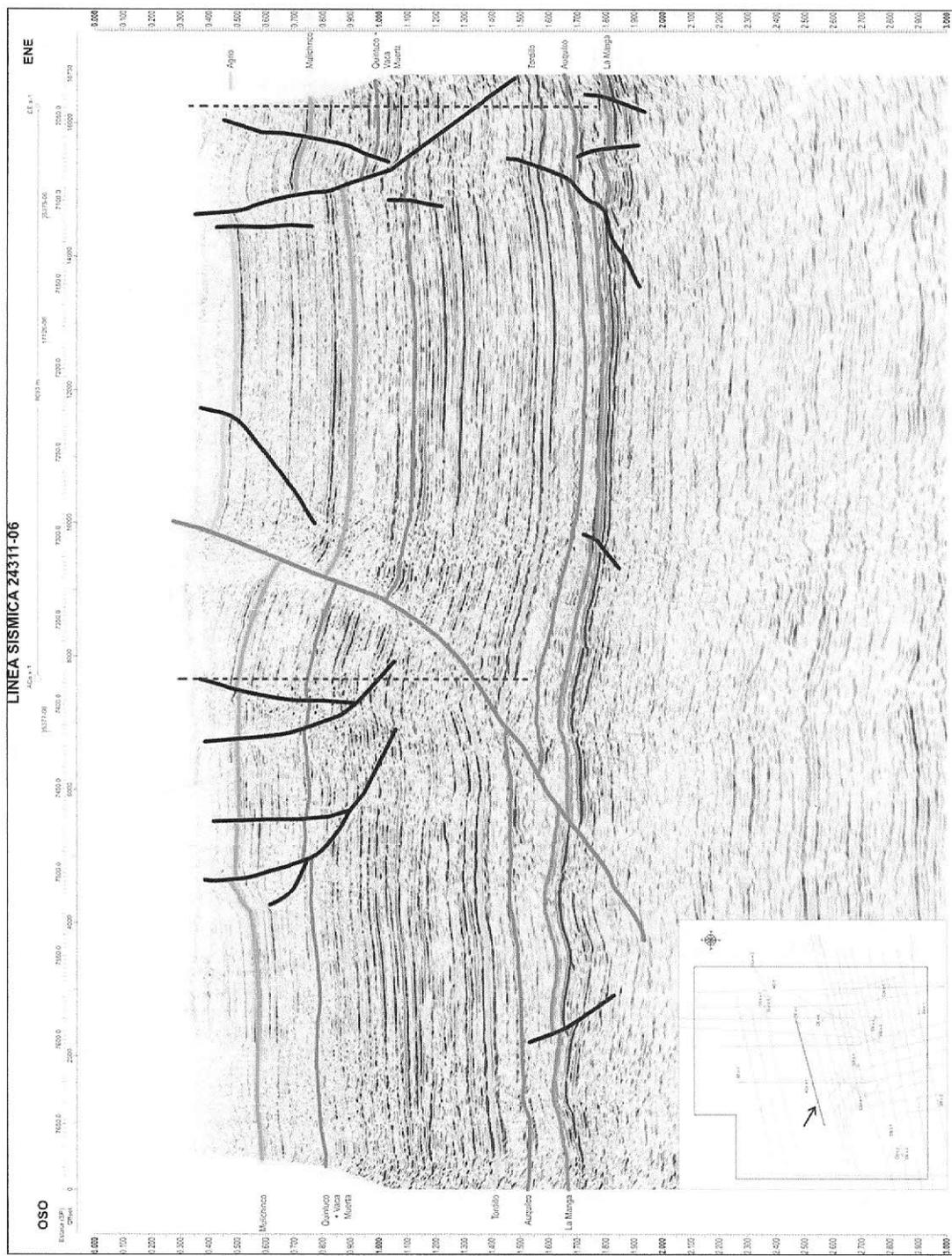


Figura 3.16 – Seção sísmica correspondente à linha 24311-06 (Tese de Cayo, 2005).

3.5. Conclusões

1. Foram utilizadas no projeto 49 linhas sísmicas de distintas companhias. As primeiras 32 linhas sísmicas foram adquiridas pela empresa YPF e apresentam uma qualidade variável; as outras 17 linhas sísmicas foram registradas pela empresa Veritas e têm boa qualidade de informação.
2. Foi utilizado como nível de referência de altitude das linhas sísmicas o valor de 1200 m.s.n.m., valor de *datum* que estava a maioria das linhas sísmicas estudadas.
3. Foi utilizada a informação de 18 poços pertencentes à área de estudo e de 3 poços adicionais localizados fora da mesma. Destes poços foram adquiridos a: i) localização de horizontes, ii) análises de velocidade e iii) perfis geofísicos.
4. Foram confeccionados 4 sismogramas sintéticos, correspondentes aos poços Anticlinas Esquinero x-1, Cerro Ladrillo x-2, Ojo de Água x-2 e Cerro Azul x-1. Os mesmos foram selecionados de maneira a incluírem a maior parte da coluna sedimentar; e analisar, de maneira regular, toda área de estudo.
5. A partir dos sismogramas sintéticos, e sua comparação com os traços sísmicos mais próximos, foram identificados os horizontes sísmicos correspondentes aos topos das formações Lajas, Tábanos, Lotena, Barda Negra ou La Manga, Auquilco, Tordillo, Quintuco + Vaca Muerta e Mulichinco, assim como os topos dos membros Pilmatué, Avilé e Água de la Mula da formação Agrio.
6. Foi realizada a marcação dos horizontes sísmicos identificados através das linhas sísmicas da área, permitindo reconhecer distintos níveis de estruturação, como também possíveis estruturas de bioermal dentro da formação La Manga.
7. Foram confeccionados os mapas isócronos no topo das formações Mulichinco e Tordillo, com um intervalo de 20 milisegundos. A marcação de outros horizontes de

interesse, como reservatórios, são interrompidos em alguns setores por alguns motivos: i) má qualidade da informação sísmica nas unidades que se encontram abaixo da formação Tordillo; e da faixa oeste da área de estudo; ii) o norte da área não possui suficiente quantidade de linhas sísmicas, para gerar uma malha regular e estabelecer uma correta correlação de horizontes.

8. A boa qualidade do mapa isócrono no topo da formação Tordillo permitiu determinar:
 - i) a existência de numerosas estruturas de interesse, previamente estudadas, coincidentes com informações dos poços existentes; ii) uma importante frente de falha localizada no setor oeste da área, com numerosas falhas subordinadas a principal, de direção predominante N-S; iii) o aprofundamento da formação Tordillo para o norte da área, coincidente com a localização do centro da bacia.
9. O mapa isócrono do topo da formação Mulichinco foi confeccionado somente para o setor oriental da área, permitindo determinar um relevo estrutural similar ao representado no mapa isócrono do topo da formação Tordillo, com maior intensidade no falhamento.
10. Foi identificada uma zona de interesse a partir dos mapas isócronos, que foi proposta como possível objeto de perfuração, já que se encontra em uma posição estrutural interessante e esta acompanhando de um forte fraturamento. O fraturamento é importante devido à produção de porosidade secundária, nos objetivos que possuem pobres condições petrofísicas primárias. De qualquer maneira, a localização do poço deveria estar submetida à aquisição e processamento de um cubo sísmico 3D na área, para mais informações ver item 3.5.1.
11. Devido a observação de numerosas estruturas, e para obtenção de uma maior informação para estudo das mesmas, foi proposta a realização de trabalhos de aquisição sísmica 3D. Através desta nova informação poderá ser realizado com maior

detalhe a localização das falhas, como também será possível aplicar numerosos métodos de estudo de atributos sísmicos, como anomalias de amplitude ou manchas brilhantes, AVO ou anomalias de amplitude em função do offset, *dip*, decomposição espectral, frequência e fase instantânea, entre outros.

3.5.1. Propostas do autor para perfuração de um novo poço e local para aquisição sísmica 3D na área de estudo

Um prospecto estrutural de interesse foi observado sobre a linha sísmica CV-9501, no espaço compreendido entre as linhas sísmicas CV-9510 e 26237-06. O mesmo se localiza na zona conhecida como Bajo Del Guanco (ver figura 3.1). Esta estrutura mostra uma boa armadilha estrutural nos quatro sentidos, e se combina a oeste com uma falha inversa de direção N-S. A unidade objetivo como reservatório é a formação Tordillo, que se encontra abaixo de uma espessa coluna sedimentar da formação Vaca Muerta, a qual atuaria como rocha selante. A possível localização do poço está sobre o mapa isócrono do topo da formação Tordillo, na figura 3.18.

Também foi proposta uma área de aquisição sísmica 3D, para um melhor estudo das numerosas estruturas observadas no presente trabalho. A figura 3.19, a seguir, propõe um desenho que se adapta a distribuição das unidades formacionais em subsolo.

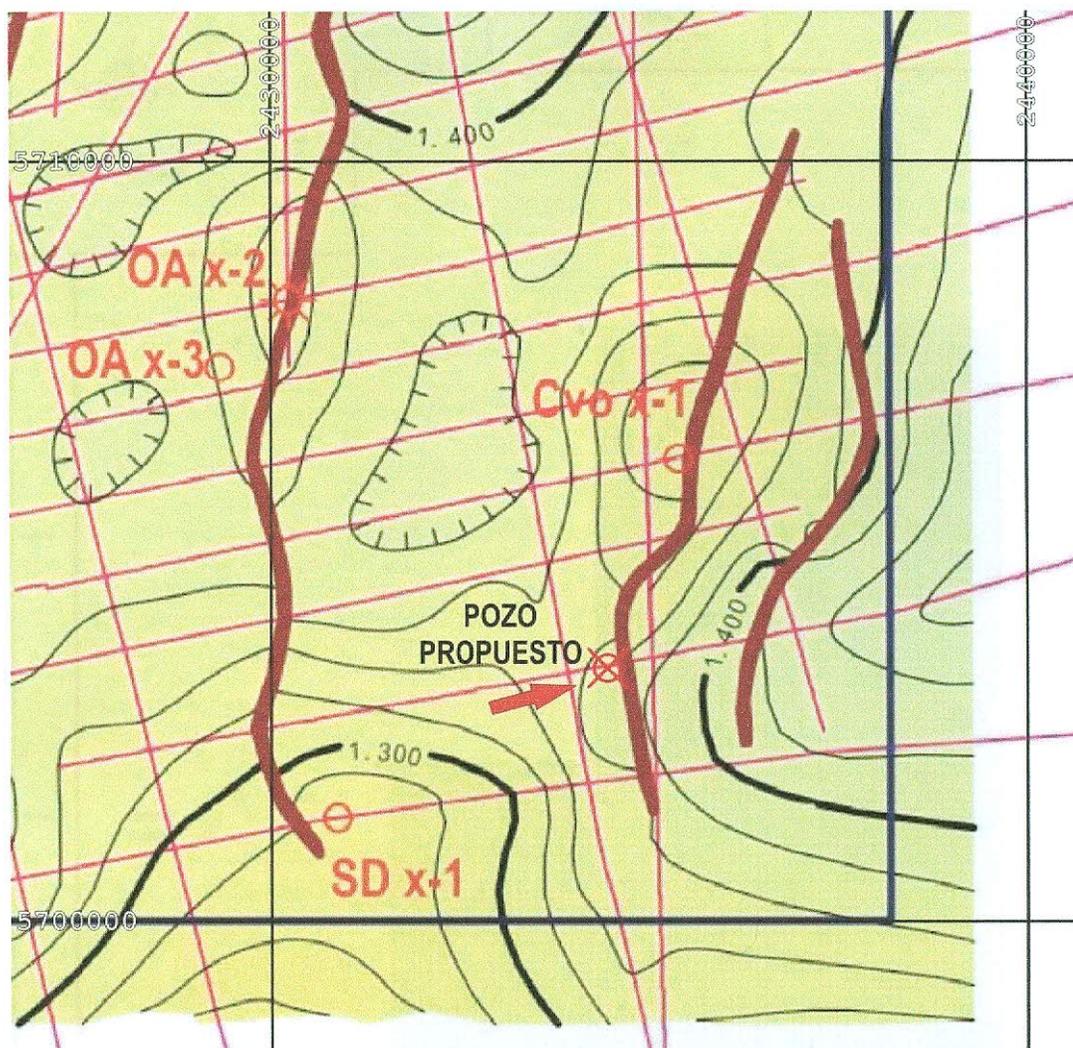


Figura 3.18 – Esquema de proposta de perfuração de poço, extraído do isócrono do topo da formação Tordillo (Adaptado da tese de Cayo, 2005).



Figura 3.19 – Esquema de proposta de aquisição sísmica 3D (Adaptado da tese de Cayo, 2005).

Referências bibliográficas

AGUIRRE-URRETA, M.B.; RAWSON, P.F. The ammonite sequence in the Agrio Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. **Geological Magazine**, v. 134, n. 4, p. 449–458. July 1997. ISSN: 0016-7568

BENOTTI, S. e VITULLI, N. V. **Informe Sísmico Zona Quili Malal**. 1984. Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

CAYO, Lubín Eric. **Interpretación sísmica integral y su flujo de trabajos en el área Covunco, provincia del Neuquén**. 2005. 97p. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Geologia). Universidad Nacional de Salta. Facultad de Ciencias Naturales. Escuela de Geología.

CHERNICOFF, C.J.; ZAPPETTINI, E.O. Geophysical evidence for terrane boundaries in south-central Argentina. **Gondwana Research**, Kochi, v 7, n. 4, p. 1105-1116. Oct. 2004. ISSN: 1342-937X

COBBOLD, P.R.; ROSSELLO, E.A. Aptian to recent compressional deformation, foothills of the Neuquén Basin, Argentina. **Marine and Petroleum Geology**, Kidlington, v. 20, n. 5, p. 429-443. May 2003. ISSN: 0264-8172

DIGREGORIO, J.H. Neuquén. In: LEANZA, A. F. (ed.). **Geología Regional Argentina**. Córdoba - Espanha: Acad. Nac. Cienc. Córd., 1972, v. II: p.985-1032.

DUARTE, Osvaldo de Oliveira. **Dicionário Enciclopédico inglês-português de Geofísica e Geologia**. Terceira Edição. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. SBGf, 2007. ISBN: 85-88690-07-1.

EISNER, Pablo Nicolas. **Tectonostratigraphic Evolution of Neuquén Basin, Argentina**. 1992. 200 p. Dissertação (Mestrado em Geociências). Department of Earth Science, Rice University, Huston, Texas.

GUERELLO, Rodolfo. **Geología del sector Norte de la Fosa de Chos Malal – Provincia de Neuquén**. 2006. 123p. Trabalho de Conclusão de Curso (Licenciatura em Geologia) – Curso de Graduação em Geologia, Facultad de Ciências Exatas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires.

GROEBER, P. Líneas fundamentales de la geología del Neuquén, sur de Mendoza y regiones adyacentes. Dirección Nacional de Geología y Minería, Buenos Aires. Publicación v. 58, p. 1-109, 1929.

GROEBER, P. *Descripción geológica de la Hoja 30c Puntilla del Hincán, provincia de Mendoza*. Dirección Nacional de Geología y Minería (inédito), Buenos Aires. 1937.

- GROEBER, P. *Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°, Hoja Chos Malal*. Revista de la Asociación Geológica Argentina, Buenos Aires, v. 1, n. 3, p. 117-208, 1946. Reimpreso en Asociación Geológica Argentina, Serie C, Reimpresiones 1: 1-174 (1980), Buenos Aires.
- HERRERO DUCLOUX, A. Reconocimiento geológico entre Chos Malal y Tricao Malal, Territorio de Neuquén. YPF, Informe interno inédito, 1943.
- HOWELL, J.A.; SCHWARZ, E.; SPALLETI, L.A.; VEIGA, G.D. The Neuquén Basin: An Overview. In: Veiga, G.D, Spalleti, L.A., Howell, J.A. & Schwarz, E. (eds). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. London: Geological Society special publications, series number 252, 2005. p. 1-14. ISSN: 03058719
- KEIDEL, J. Material para el Mapa Geológico-económico de la República Argentina, confluencia de los ríos Neuquén y Curi-leuvú. Buenos Aires: Dirección General de Minas, Geología e Hidrología, 1910.
- LEANZA, A. F. Los pelecípodos del Lias de Piedra Pintada en el Neuquen. Rev. Mus. La Plata (n.s.), La Plata, v.2, secc. Paleont. 1942.
- LEGARRETA, L.; GULISANO, C.A. Análisis Estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior), Argentina. In: CHEBLI, G.A.; SPALLETI, L.A. (eds.). **Cuencas Sedimentarias Argentina: Simp. Cuencas Sedimentarias Argentinas**. Ser. Correlación Geol., v. 6, 1989, p. 221-244.
- LIMA, A.P.; PORSANI, M.J. Deconvolução preditiva de reflexões múltiplas e peg-legs utilizando filtragem Wiener-Levinson Multicanal. 1999, São Mateus, Espírito Santo, Brasil; Salvador, Bahia, Brasil. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbg/v19n3/a06v19n3.pdf>> Acessado em 16.05.2007.
- LIMA, Klédson Tomaso Pereira de. **Utilização de métodos sísmicos, perfilagem e testemunhos de poços para caracterização dos turbiditos da formação urucutuca na bacia de Almada (Ba)**. 2005. 172p. Tese (Doutorado em engenharia de reservatório e de exploração). Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEP. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF. Macaé, RJ, Brasil.
- LINE, L. R. e NEWRICK, R. T. **Fundamentals of Geophysical Interpretation**. 2004. Society of Exploration Geophysicists (SEG). Geophysical Monograph Series nº13. 274 p. ISBN 0931830567.
- MANCEDA, R.; FIGUEROA, D. Inversion of the Mesozoic Neuquén rift in the Malargüe fold and thrust belt, Mendoza, Argentina. 1995. In: TANKARD, A.J.; SORUCO, S.R.; WELSINK, H.J. (eds). **Petroleum Basins of South America: AAPG Memoirs** v. 62, p. 369-382.
- MENDIBERRI, H. O.; GIUSIANO, A. E.; VALDÉZ A. H. Cuenca neuquina, reservas y recursos hidrocarburíferos. In: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 2005, Mar del Plata - Argentina. Disponível em: <<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/CONEXPLOR2005/>> . Acessado em 20.04.2007.

MOSQUERA, A.; RAMOS, V.A. Intraplate deformation in the Neuquén embayment. In: XVI CONGRESO GEOLÓGICO ARGENTINO, 2005, La Plata - Argentina. Actas del Congreso Geológico Argentino. Universitaria de la Plata, 2005. Actas 2, p. 193-202.

PÁNGARO, F., VEIGA, R. & VERGANI, G. 2002. Evolución tecto-sedimentaria del área de Cerro Bandera, Cuenca Neuquina, Argentina. In: V Congreso Argentino de Hidrocarburos, Mar del Plata, IAPG, Buenos Aires, Argentina. Disponível em: <<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/CONEXPLOR/>> Acessado em 20.04.2007.

REGAZZONI, C.C. **Informe sísmico de la zona de Cerro Ladrillo y Covunco Abajo.** 1984. Yacimientos Petrolíferos Fiscal.

RUSSO, E.E.R., RAPOSO, A.B., TERRENCE, F., GATASS, M. A realidade virtual de exploração e produção de petróleo. Rio de Janeiro, RJ, Brasil. Disponível em: <http://www.tecgraf.pucRio.br/publications/artigo_2004_realidade_virtual_exploracao_producao_petroleo.pdf> Acessado em 17.05.2007.

TELFORD, W.M., GELDART, L.P., SHERIFF, R.E. **Applied Geophysics.** Segunda edição. Cambridge. 2004, p. 136-271. ISBN Number: 0-521-33938-3.

ULIANA, M.A.; LEGARRETA, L. Hydrocarbons habitat in a triassic-to-cretaceous sub-andean setting: Neuquén basin, Argentina. **Journal of Petroleum Geology**, Beaconsfield, v. 16, n. 4, p. 397-420. Oct. 1993. ISSN: 0141-6421

VERGANI, G.D; TANKARD, A.J.; BELOTTI, H.J.; WELSINK, H.J. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina. 1995. In: TANKARD, A.J.; SUÁREZ, R.S.; VILLAR, H.J.; LAFFITTE, G.A.; LEGARRETA, L. The Source Rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: A Comparative Overview on their Geochemistry, Paleoenvironments and Hydrocarbon Generation Patterns. In: ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, 1998, Rio de Janeiro, Brazil. AAPG Bulletin, v. 82, n. 10, p. 1883-1984. Oct. 1998.

WELSINK, H.J. (eds.). **Petroleum basins of South America:** AAPG Memoir 62, p. 383-402. ISBN Number: 0891813411

YLMAZ, ÖZ. **Seismic Data Analysis.** Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Segunda Edição. Tulsa, USA. Society of Exploration Geophysicist, 2001. v.01, p. 90-124. ISBN Number: 1-56080-098-4.