



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

O USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NA
DELIMITAÇÃO DA ROCHA GERADORA
DA REGIÃO DO BAIXO DE MIRANGA -
BACIA DO RECÔNCAVO

PALOMA HELENA LIRA FONTES

SALVADOR – BAHIA
FEVEREIRO – 2018

**O uso de atributos sísmicos na delimitação da rocha geradora da região do
Baixo de Miranga - Bacia do Recôncavo**

por

PALOMA HELENA LIRA FONTES

Orientador: Prof. Dr. Milton José Porsani

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

COMISSÃO EXAMINADORA

_____ Dr. Milton José Porsani

_____ Me. Daniel Bono Ribeiro Vilas Boas

_____ Me. Roberto Rosa da Silva

DATA DA APROVAÇÃO: 20/02/2018

"Conheça todas as teorias, domine
todas as técnicas, mas ao tocar uma
alma humana seja apenas outra
alma humana"(C. J. Jung)

Para minha mãe Ivete,
que tanto abdicou por mim.

Resumo

Este trabalho apresenta uma metodologia de aplicação de atributos sísmicos para delimitação de uma região com alto potencial gerador de hidrocarboneto, sendo tal reservatório do tipo não convencional (pois o sugerido é que o acúmulo esteja na rocha geradora). A área de estudos é localizada na região central da bacia do Recôncavo, próxima do Baixo de Miranga e está inserida no contexto de um grande rifte intracontinental. Primeiramente foi aplicado o filtro SVD para um melhor imageamento da subsuperfície, mas que atenuo, além de ruídos, informações geológicas de forma a prejudicar marcação dos horizontes sísmicos. Foram interpretados os perfis de poços para o estudo dos ambientes de formação da região geradora. Em seguida foram construídos sismogramas sintéticos para correlação dos dados de poços com as seções sísmicas e posterior interpretação sismoestratigráfica a partir da determinação das superfícies e discordâncias além dos sistemas deposicionais relacionados aos chamados Tratos de Sistemas Tectônicos, possibilitando a seleção de uma região com alto potencial gerador. Com isso, foram aplicados os atributos baseados na análise do traço sísmico complexo: amplitude e frequência instantâneas, energia, similaridade, técnica de volume de amplitudes. A interpretação deles serviu para compreender sobre as respostas físicas das rochas através das anomalias de amplitude positivas e de frequência negativa, que são características de região regiões com petróleo. Por último, foi calculado um meta-atributo com o objetivo de relacionar tais respostas anômalas em uma só imagem, o qual mostrou bons resultados.

Abstract

This work presents a methodology for the application of seismic attributes for the delimitation of a region with high hydrocarbon generating potential, being such a reservoir of the non conventional type (since the accumulation is suggested to be in the generating rock). The study area is located in the central region of the Recôncavo basin, near to the Baixo de Miranga and is inserted in the context of a large intracontinental rift. Firstly, the SVD filter was applied for a better image of the subsurface, but it attenuated, in addition to noise, geological information in order to impair the marking of the seismic horizons. The well profiles were interpreted to study the formation environments of the generating region. Synthetic seismograms were then constructed to correlate the well data with the seismic sections and subsequent seismostratigraphic interpretation from the determination of the surfaces and dislocations in addition to the depositional systems related to the so-called Tectonic System Tracts, making possible the selection of a region with high generating potential. Thus, we applied the attributes based on the analysis of the complex seismic trace: instantaneous amplitude, instantaneous frequency, energy, similarity, pseudo relief. Their interpretation served to understand the physical responses of rocks through positive amplitude and negative frequency anomalies, which are characteristic of region regions with petroleum. Finally, a meta-attribute was calculated with the objective of relating such anomalous responses in a single image, which showed good results.

Sumário

Resumo	4
Abstract	5
Introdução	12
1 Fundamentos teóricos	15
1.1 Reservatórios não convencionais	15
1.1.1 Tipos de reservatórios não convencionais	15
1.2 Geologia da Bacia do Recôncavo	18
1.3 Filtragem SVD	21
1.3.1 Decomposição em Valores Singulares	21
1.3.2 Aplicação do SVD como método de filtragem em dado real	23
1.4 Interpretação de dados sísmicos	23
1.4.1 Estratigrafia de Sequências em bacia rifte	23
1.4.2 Sismoestratigrafia em bacias rifte	26
1.4.3 Análise estratigráfica de perfis geofísicos de poço	27
1.5 Atributos Sísmicos	28
1.5.1 Análise do traço complexo	28
1.5.2 Classificação dos atributos sísmicos	31
1.5.3 Caracterização dos atributos	32
2 Metodologia	37
2.1 Banco de dados	37
2.2 Aplicação da filtragem SVD	39
2.3 Formação do arcabouço estratigráfico regional	43
2.3.1 Interpretação dos perfis geofísicos de poço	43
2.3.2 Correlação sísmica x poço	44
2.3.3 Interpretação sismoestratigráfica das linhas sísmicas	47

2.4	Aplicação dos atributos sísmicos	53
3	Resultados	54
4	Conclusões	62
	Agradecimentos	63
	Referências	65

Lista de Tabelas

2.1	Alguns parâmetros de aquisição das linhas sísmicas utilizadas.	39
2.2	Parâmetros utilizados no algoritmo que apresentaram os melhores resultados, onde $nx2$ é a largura do operador, $nz2$ é o intervalo em tempo e $niter$ é o número de interações.	39

Lista de Figuras

1.1	Diferença entre um reservatório de gás convencional com um não convencional do tipo <i>shale gas</i> , o qual utiliza perfurações horizontais e fraturamento hidráulico para romper a camada de rocha que libera o gás de folhelho (IPT, 2012).	16
1.2	Triângulo dos Recursos: representação gráfica que traz explicação acerca da convencionalidade de um recurso [Fonte: RIBEIRO, 2015]	17
1.3	Bacias sedimentares com potencial de gás não convencional no Brasil. [Fonte: Coleta, 2013]	18
1.4	Localização geográfica da bacia do Recôncavo com suas estruturas geológicas [Fonte: Milhomem, 2003].	19
1.5	Perfil geológico esquemático NW-SE, localizando o depocentro da bacia do Recôncavo [Fonte: Milhomem, 2003].	19
1.6	(a) Mapa tectônico simplificado da Bacia do Recôncavo com as principais estruturas rúpteis associadas. A porção sul da Falha de Mata-Catu e a Falha de Itanagra Araçás conectam-se com a Falha de Salvador, enquanto que a porção norte da Falha de Mata-Catu conecta-se com a Falha de Tombador. (b) Seções geológicas mostrando a posição da borda falhada da Bacia do Recôncavo. (c) Seção ao longo do strike da Falha de Salvador. A Falha da Barra é o limite sul da Bacia do Recôncavo. Fonte: Gontijo (2011) <i>apud</i> Destro (2002)	20
1.7	Seção geológica esquemática na porção central da Bacia do Recôncavo, ilustrando a configuração estrutural e estratigráfica do Campo de Miranga. Retirado de (Rodrigues, 2015) <i>apud</i> (Sarnelli, 1988).	22
1.8	Evolução do rifte. Em (A) fase de início do rifte, onde são instaladas pequenas falhas que formam as bacias localizadas, em (B) fase de rifteamento intenso onde as falhas são conectadas para formar a falha de borda principal e em (C) estabelecimento definitivo do arcabouço estrutural da bacia. Modificado de Troccoli (2013) <i>apud</i> Gawthorpe e Leeder (2000)	24

1.9	Principais terminações de refletores. (Fonte: Modificado de Troccoli (2013) <i>apud</i> Vail et al. (1977))	27
1.10	Traço em quadratura $y(t)$ e traço sísmico real $x(t)$	29
1.11	Atributos sísmicos: amplitude instantânea $a(t)$ e fase instantânea $\Theta(t)$. Modificado de Souza (2016)	31
2.1	Localização geográfica das linhas sísmicas 2D (em azul) e dos poços utilizados (em vermelho).	38
2.2	Representação gráfica da diferença entre o espectro de amplitudes da linha A filtrada (em vermelho) e original (em azul), mostrando a diminuição das amplitudes no dado filtrado	40
2.3	Representação gráfica da diferença entre o espectro de amplitudes da linha B filtrada (em vermelho) e original (em azul), mostrando a diminuição das amplitudes no dado filtrado	40
2.4	Linha A original (a) e filtrada (b)	41
2.5	Linha B original (a) e filtrada (b)	42
2.6	Passo a passo no <i>software OpendTect Pro</i> da amarração do Poço 1 na Linha A, onde em (a) estão os perfis Sônico (GR em vermelho) e de Densidade (RHOB em azul), (b) a resposta em refletividade calculada através de tais perfis, (c) estão a <i>wavelet</i> estimada através do dado sísmico e a correlação cruzada para a construção do sismograma sintético do poço 1, onde foram encontrados baixos valores do coeficiente de correlação devido a baixa qualidade do dado sísmico e em (d) está o traço sintético estimado com relação ao traço sísmico original.	45
2.7	Região da Linha A, amarrada com o Poço 1, mostrando a boa correlação entre o traço sísmico sintético e a sísmica.	47
2.8	Linha A (SW/NE) com a interpretação dos seus horizontes e fraturas.	50
2.9	Linhas A (NW/SE) e B (SW/NE) originais, com os poços que foram amarrados a ela.	51
2.10	Linhas A (NW/SE) e B (SW/NE) originais, com os poços que foram amarrados e com os horizontes interpretados.	52
3.1	Atributo sísmico de Amplitude Instantânea aplicado a linha A	56
3.2	Atributo sísmico de Amplitude Instantânea aplicado a linha B	56
3.3	Atributo sísmico de Frequência Instantânea aplicado a linha A	57
3.4	Atributo sísmico de Frequência Instantânea aplicado a linha B	57
3.5	Atributo sísmico de Energia aplicado a linha A	58
3.6	Atributo sísmico de Energia aplicado a linha B	58

3.7	Atributo sísmico de Similaridade aplicado a linha A	59
3.8	Atributo sísmico de Similaridade aplicado a linha B	59
3.9	Atributo sísmico de Técnica de Volume de Amplitude (TecVA) aplicado a linha A	60
3.10	Atributo sísmico de Técnica de Volume de Amplitude (TecVA) aplicado a linha B	60
3.11	Atributo sísmico de Amplitude Instantânea dividido pela Frequência Instan- tânea aplicado a linha B	61

Introdução

A demanda da indústria de petróleo atual necessita sempre de inovações em pesquisa para viabilizar novas formas de abordagens exploratórias das bacias sedimentares. É nesse contexto que o conceito de reservatório não convencional se introduz, pois a partir do momento em que os reservatórios ditos convencionais já estão sendo explorados e tem muitas metodologias sendo utilizadas e pesquisadas, é chegada a hora de ampliar os horizontes e ir mais além, em busca de novas fontes de hidrocarboneto.

Diversos trabalhos recentes tratam sobre esse tema (Dantas (2017), Oliveira (2014), Souza (2014), Monterio (2013), Virgens (2011)), mas o conceito de reservatório não convencional teve seu início nos EUA quando foram descobertas novas fontes de hidrocarboneto que se acumulavam nas rochas geradoras, as quais não teriam potencial de produção se não houvesse algum tipo de estímulo para exploração desse *commodity*. Começaram a utilizar os processos da perfuração de poços horizontais e *fracking* (fraturamento hidráulico), onde há injeção de fluidos para que as rochas com acúmulo desse insumo sejam fraturadas, criando uma permeabilidade, permitindo assim que tal recurso seja explorado de forma economicamente viável.

No contexto da exploração de hidrocarboneto a ferramenta geofísica mais utilizada é o método sísmico de reflexão, através do qual se pode imagear a subsuperfície com a resolução adequada para seu estudo. Após a aquisição e processamento, é chegada a etapa da interpretação dos dados sísmicos, que serve para conseguirmos informações acerca da localização aproximada das camadas geológicas de interesse possibilitando assim o estudo mais concreto dos sistemas petrolíferos para posterior exploração.

Estima-se que o potencial do Brasil esteja entre os 10 maiores do mundo, embora ainda seja cedo para chegar a uma conclusão. Estudos da Agência Nacional do Petróleo - ANP, feitos por analogia ao folhelho da Formação Barnett (EUA) aponta um potencial de 200 trilhões de metros cúbicos de gás não convencional nas bacias do Parecis, Parnaíba e Recôncavo (Coleta, 2013). Logo, para se compreender mais sobre esse tipo de reservatório, a geofísica de exploração por meio do método sísmico vem buscando novas metodologias de trabalho, pois mesmo que a sísmica seja bastante eficiente no mapeamento geológico

regional, a caracterização de um reservatório não convencional é desafiadora. Nesse cenário, se faz necessário novos estudos com o objetivo de localizar, mapear e caracterizar esse tipo de reservatório. Como a Bacia do Recôncavo já tem diversos estudos e um histórico exploratório que a caracteriza como sendo madura, é uma boa opção de escolha para iniciar esse estudo.

Diversos métodos de filtragem vem sendo desenvolvidos e estudados nos últimos tempos, dentre eles a filtragem SVD (do inglês, *Singular Value Decomposition*) ou simplesmente Decomposição em Valores Singulares, que tem sido bastante utilizada na resolução de problemas no processamento de dados geofísicos (Freire (1986), Porsani et al. (2013), Manenti (2013), Fontes (2014), Silva et al. (2016)) e foi utilizada no presente trabalho com o objetivo de melhor imageamento dos dados sísmicos 2D terrestres da bacia do Recôncavo já que com sua aplicação ocorre a atenuação de ruídos e reforço da coerência horizontal dos eventos presentes no dado, evidenciando as reflexões.

Uma boa interpretação requer dados de boa qualidade, conhecimentos geológicos prévios da região em questão e um bom embasamento teórico do método de interpretação que será empregado. É nesse contexto que a Estratigrafia de Sequências está inserida, já que ela tem o foco em analisar as mudanças de fácies e as geometrias características dos estratos e identificar as superfícies chaves para determinar uma ordem cronológica dos eventos erosivos e do preenchimento de uma bacia sedimentar (Trocolli (2013) *apud* Catuneanu et al. (2009)).

Na fase da interpretação dos dados fazem-se necessários métodos que auxiliem na visualização da geometria e características do reservatório, e é neste sentido que os atributos sísmicos são empregados. Em 1971 foi desenvolvido por Balch um computador com sistema fotográfico de computação gráfica chamado sonograma de cor, que mostrava o espectro de eventos sísmicos com forma de onda variando no tempo (Chopra e Marfurt (2007) *apud* Balch (1971)). Taner e Sheriff (1977) e Taner e Sheriff (1979) desenvolveram a estrutura matemática para computação do atributo, que faz a análise do traço complexo e foram chamados de atributos instântaneos, sendo utilizados na interpretação estratigráfica dos dados sísmicos.

O objetivo geral deste trabalho é a sugestão de delimitação da rocha geradora (que também é a rocha reservatório, quando se trata de não convencionais) na região do Baixo de Miranga - Bacia do Recôncavo, localizada no estado da Bahia. Sendo assim, a metodologia aqui proposta é: utilização de dados sísmicos 2D pós empilhados, aplicação de método de filtragem SVD (*Singular Value Decomposition*) para melhor imagear a área, interpretação estratigráfica e amarração da sísmica com os poços para que na aplicação dos atributos, tenhamos uma região de interesse mais ou menos definida, para que o estudo de diversos atributos sísmicos seja utilizado na delimitação mais local da zona de interesse da rocha geradora.

O presente trabalho de graduação está organizado da seguinte forma:

No capítulo 1 são apresentados os fundamentos teóricos: acerca dos reservatórios não convencionais, do método de filtragem utilizado (SVD), dos fundamentos geológicos (estratigrafia de sequências e interpretação de poços) e dos atributos sísmicos.

No capítulo 2 contém a metodologia empregada para o estudo dessa área.

No capítulo 3 são demonstrados e discutidos os resultados desse trabalho.

No capítulo 4 são apresentadas as principais conclusões obtidas.

Capítulo 1

Fundamentos teóricos

1.1 Reservatórios não convencionais

Os países sempre estão em busca de novas tecnologias para conseguir melhorar o desempenho na exploração e produção petrolífera, logo, a descoberta de reservatórios onde antes não se imaginava que era possível explorar é um grande avanço para a indústria do hidrocarboneto sendo o esse tipo de estudo de grande relevância. São utilizados, por exemplo, métodos de recuperação secundária como o *fraking* (Figura 1.1).

1.1.1 Tipos de reservatórios não convencionais

Na geologia do petróleo o estudo do sistema petrolífero possibilita entender a dinâmica de interação entre os elementos essenciais (rochas: geradora, reservatório, selante, carreadora, de sobrecarga) e os processos (geração, migração e acumulação de hidrocarboneto, formação de armadilhas, *timing*) que devem existir para que o acúmulo desse insumo seja viável. A geração do querogênio se dá a partir do acúmulo de matéria orgânica em quantidade e qualidade, que esteja em um ambiente favorável para que a evolução térmica da bacia proporcione o “cozimento” desse material, transformando-o posteriormente em petróleo. Esse processo ocorre nas rochas geradoras, sendo as mais comuns delas: folhelho, marga e calcilutito.

O conceito de reservatório se aplica a rocha que vai ocorrer o acúmulo de hidrocarboneto, ou seja, elas devem ter propriedades petrofísicas de um ambiente capaz de conter e transmitir fluidos, como apresentar espaços vazios em seu interior (porosidade), sendo esses vazios interconectados (permeabilidade). As mais comuns rochas reservatório são: arenitos e carbonatos.

No sistema petrolífero convencional ocorre a maturação do querogênio no interior de rochas geradoras, dando origem aos hidrocarbonetos. Em seguida, ocorre a migração dos mesmos para a rocha reservatório. O acúmulo na rocha reservatório ocorre devido à presença

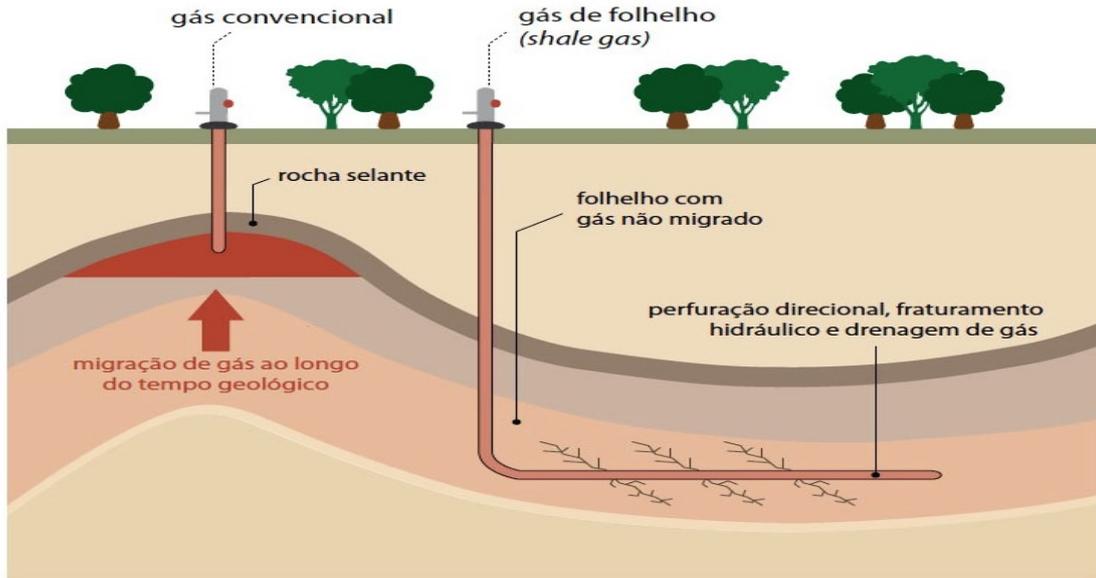


Figura 1.1: Diferença entre um reservatório de gás convencional com um não convencional do tipo *shale gas*, o qual utiliza perfurações horizontais e fraturamento hidráulico para romper a camada de rocha que libera o gás de folhelho (IPT, 2012).

de rochas com características selantes acima dela e da existência de armadilhas em um *timing* correto. Já em um sistema não convencional a própria rocha geradora é também a rocha reservatório (Ribeiro, 2015) constituindo assim um sistema petrolífero único, no qual todo o processo ocorre apenas em uma rocha.

Isso implica uma série de consequências, pois além dessa não ser a maneira mais usual de acumulação, a exploração nas rochas reservatórios leva em consideração suas características petrofísicas, que são distintas das rochas geradoras. Nesse contexto necessita-se de processos tecnológicos mais elaborados (Figura 1.2), que são financeiramente dispendiosos, como é o exemplo do *fracking*.

A classificação dos reservatórios não convencionais não se baseia na composição do hidrocarboneto existente no interior da rocha reservatório, mas nas características dessa rocha (Figura 1.2). Levando isso em consideração, Pedro Zalán (SBGF, 2014) classificou seis tipos de reservatórios petrolíferos não convencionais:

- *shale gas* (gás de folhelho);
- *shale oil* (óleo de folhelho);
- *tight gas sandstones* (arenitos gaseíferos);
- *fractured reservoirs* (reservatórios naturalmente fraturados);
- *coalbed methane* (gás de carvão);



Figura 1.2: Triângulo dos Recursos: representação gráfica que traz explicação acerca da convencionalidade de um recurso [Fonte: RIBEIRO, 2015]

- *oil shale* (folhelho betuminoso).

Um exemplo mundialmente conhecido do *shale gas* são nos EUA, tendo como maior produtor desse insumo a bacia de Fort Worth, através da Formação Barnett. Alguns impactos ambientais causados pelo fraturamento hidráulico fazem com que outros países deixem de produzir esse tipo de não convencional, causando certa retração em sua produção. Até o início da presente década pouco se ouvia falar sobre reservatório não convencional no Brasil, mas isso tomou um novo rumo quando os Estados Unidos da América começaram a ter sucesso ao explorarem esse tipo de reservatório e tal tema começou a figurar no cenário da indústria de petróleo brasileira.

No Brasil, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) aponta que as maiores incidências de gás de folhelho 1.3 encontram-se nas Bacias Sedimentares do Parnaíba (Maranhão e Piauí), Recôncavo (Bahia), São Francisco (Bahia e Minas Gerais), Parecis (Mato Grosso) e Paraná (desde Mato Grosso do Sul até o Rio Grande do Sul) (Coleta, 2013) , podendo ainda ocorrer na Bacia Amazônica e nas bacias marginais. Estimativas preliminares apontam reservas da ordem de 226 trilhões de pés cúbicos, colocando o país como a nona maior reserva desse tipo do mundo, enquanto as reservas provadas de gás natural são de 16 trilhões de pés cúbicos. Ou seja, trata-se de uma reserva energética de grande importância estratégica para o país (Taioli, 2013).

Como a bacia do Recôncavo tem uma boa infraestrutura de refinaria, pólo petroquímico



Figura 1.3: Bacias sedimentares com potencial de gás não convencional no Brasil.
[Fonte: Coleta, 2013]

e possui exploração petrolífera consolidada por ter sido a primeira bacia a produzir petróleo no país, logo se o Brasil vier a produzir gás de folhelho, a bacia homônima seria uma sugestão por todas suas condições de aparato tecnológico e de pesquisa consolidados.

1.2 Geologia da Bacia do Recôncavo

Os reservatórios não convencionais vêm sendo estudados no Brasil em algumas bacias, dentre elas a bacia do Recôncavo, a qual será a nossa área de estudo. Existem poços que produzem através de fraturas no folhelho, localizadas nos Campos de Candeias e Cexis (Oliveira, 2012). Desta forma, percebemos que já existem comprovações de que a bacia homônima tem esse tipo de reservatório, dessa forma nos dando indícios para o seu estudo, na tentativa de localizar mais regiões onde o hidrocarboneto está na região geradora.

Possuindo uma área de aproximadamente 11500 km^2 , a Bacia do Recôncavo localiza-se no estado da Bahia, região Nordeste do Brasil, sendo limitada ao Norte com a Bacia do Tucano pelo Alto de Aporá, ao Sul com a bacia de Camamu pelo sistema de falhas da Barra e ao Oeste pela falha de Maragogipe 1.4. Mediante seu histórico exploratório, essa bacia é considerada madura (Milhomem et al., 2003).

A bacia homônima se formou em um contexto tectônico distensional de estiramento crustal, ocasionando na separação do Supercontinente Gondwana e abertura do Oceano Atlântico. Constitui a porção Sul do segmento de um rifte intracontinental abortado, cha-



Figura 1.4: Localização geográfica da bacia do Recôncavo com suas estruturas geológicas [Fonte: Milhomem, 2003].

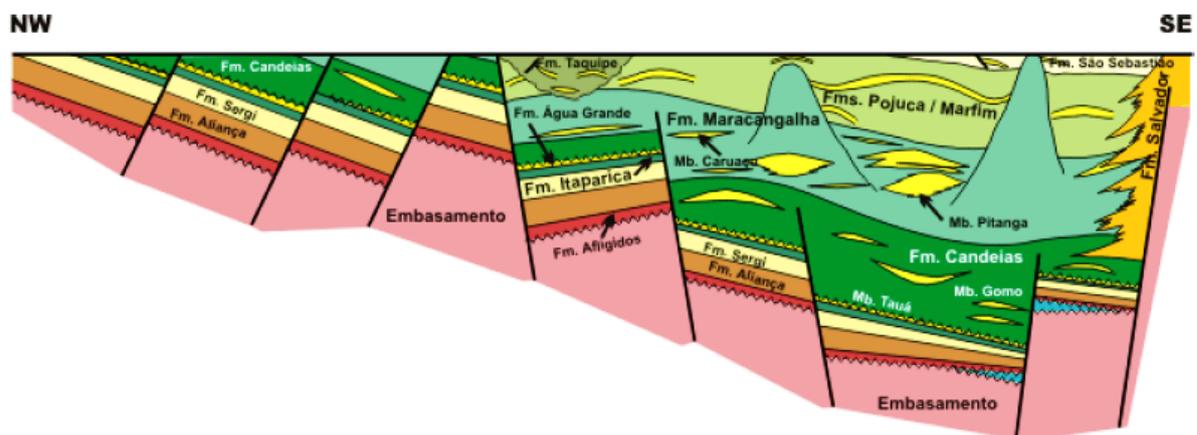


Figura 1.5: Perfil geológico esquemático NW-SE, localizando o depocentro da bacia do Recôncavo [Fonte: Milhomem, 2003].

mado de Recôncavo-Tucano-Jatobá, e sua arquitetura básica reflete um semi-gráben com direção NE-SW. O mergulho regional das camadas para SE, em direção às áreas mais subsidentes, é condicionado por falhamentos (Prates, 2015), como podemos ver na Figura 2.1.

Na seção sedimentar mais preservada da bacia, localizado no baixo de Camaçari, tem aproximadamente 6900 metros de espessura sedimentar (Milhomem et al., 2003). Em função

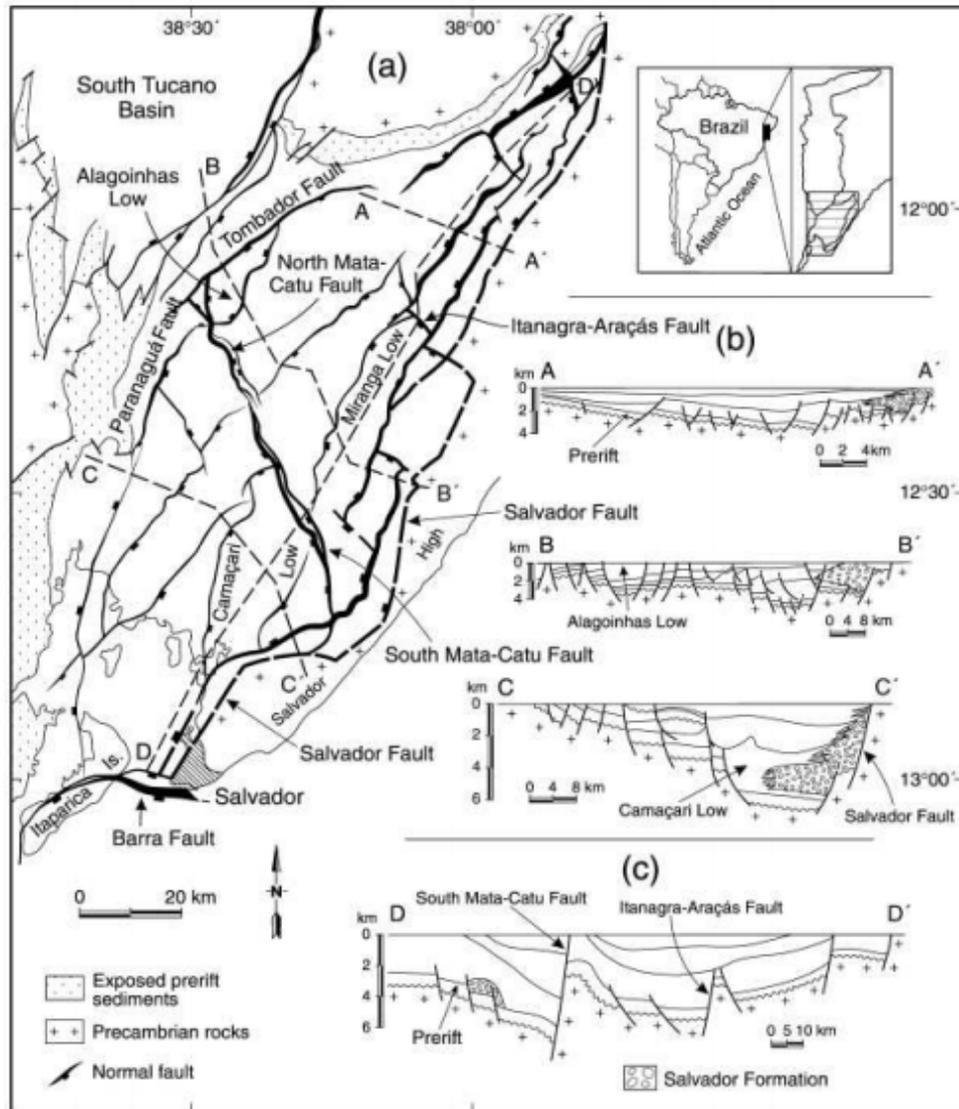


Figura 1.6: (a) Mapa tectônico simplificado da Bacia do Recôncavo com as principais estruturas rúpteis associadas. A porção sul da Falha de Mata-Catu e a Falha de Itanagra Araçás conectam-se com a Falha de Salvador, enquanto que a porção norte da Falha de Mata-Catu conecta-se com a Falha de Tombador. (b) Seções geológicas mostrando a posição da borda falhada da Bacia do Recôncavo. (c) Seção ao longo do strike da Falha de Salvador. A Falha da Barra é o limite sul da Bacia do Recôncavo. Fonte: Gontijo (2011) *apud* Destro (2002)

da tectônica que agiu sobre a estruturação e desenvolvimento dessa bacia, o preenchimento ocorreu em três principais fases, correspondentes às respectivas supersequências: pré-rifte, rifte e pós-rifte.

Um dos principais sistemas petrolíferos dessa bacia é o Candeias-Sergi e o principal nível gerador da Bacia do Recôncavo é representado pelos folhelhos de origem lacustre pertencentes aos Membros Gomo e Tauá da Formação Candeias, estando eles situados principalmente nos baixos estruturais (Figura 1.4), na borda Leste da bacia, nos Baixos de Camaçari, Miranga e Quiambina.

As zonas maduras ocorrem nos Baixos de Camaçari e de Miranga, tendo como teor de carbono orgânico total médio (COT) variando entre 0,8 e 2,0 %. A janela de geração ocorre nos depocentros e o pico de geração (1500 a 3000 metros, aproximadamente) foi alcançado no Baixo de Camaçari (maior que 3000 metros), mas a profundidade da janela de geração varia entre 800 a 2400 metros (Oliveira, 2012), sendo a zona senil a maiores profundidades, superiores a 4500 m (Coutinho, 2008). Mas como o presente trabalho trata do caso não convencional, iremos estudar o sistema Candeias-Candeias, ou seja, possui a Formação Candeias como rocha geradora, reservatório e selante o qual é representada por uma espessa camada de folhelhos (Milani, Brandão, Zalán e Gamboa, 2000), como visto na Figura 1.5.

A região do Baixo de Miranga estrutura-se com falhas normais de rejeitos entre 10 e 300 m, que definem os limites da acumulação (Figura 1.7). O Campo de Miranga é cercado por domos de folhelho da Formação Candeias e a seção sedimentar espessa para Sudeste, no mesmo sentido do aprofundamento regional da bacia.

1.3 Filtragem SVD

Após a aquisição dos dados sísmicos, os mesmos devem ser processados para que haja uma melhor representatividade da subsuperfície e a filtragem é uma das etapas desse processo. A parte do dado que não contém informações geológicas é considerada ruído logo é o objetivo principal da filtragem é atenuá-lo. A filtragem SVD (do inglês, *Singular Value Decomposition*) ou simplesmente Decomposição em Valores Singulares vem sendo bastante com tal objetivo.

1.3.1 Decomposição em Valores Singulares

Como o próprio nome diz, esse é um método que decompõem uma matriz X em outras três, conforme a equação:

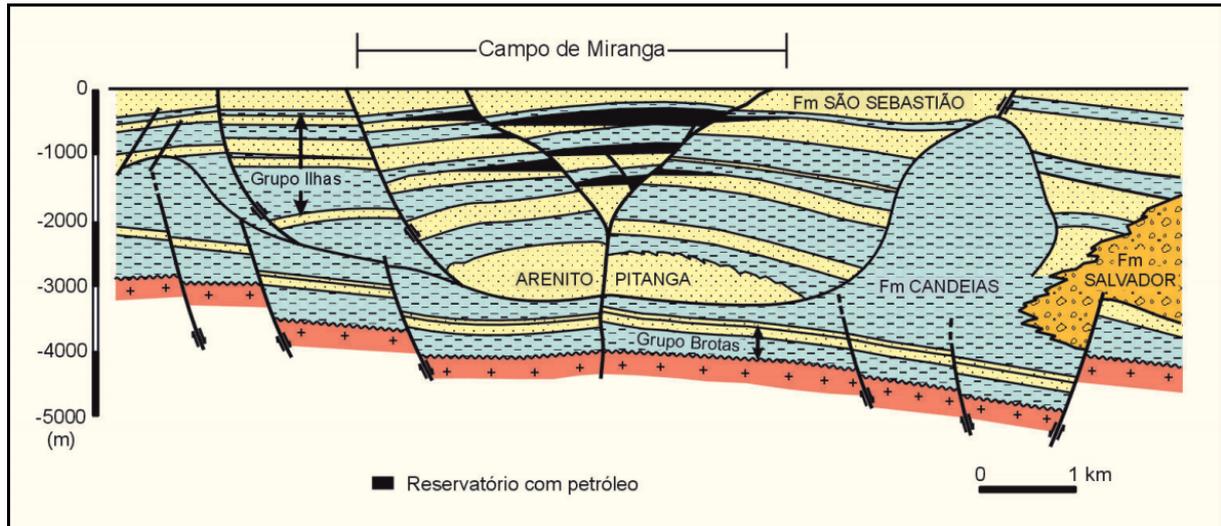


Figura 1.7: Seção geológica esquemática na porção central da Bacia do Recôncavo, ilustrando a configuração estrutural e estratigráfica do Campo de Miranga. Retirado de (Rodrigues, 2015) *apud* (Sarnelli, 1988).

$$\mathbf{X} = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^T, \quad (1.1)$$

onde:

- \mathbf{X} é uma matriz de ordem $m \times n$;
- \mathbf{U} é uma matriz de ordem $m \times m$ ortonormal quadrada, cujas colunas são autovetores de $\mathbf{X}\mathbf{X}^T$;
- $\mathbf{\Sigma}$ é uma matriz diagonal de ordem $m \times n$ onde os elementos da sua diagonal são os valores singulares de \mathbf{X} ;
- \mathbf{V} é uma matriz de ordem $n \times n$ ortonormal quadrada cujas colunas são autovetores de $\mathbf{X}^T\mathbf{X}$.

A maneira mais usual de se aplicar a Equação 1.1 é a representando como filtro bidimensional de coerência (Freire, 1986):

$$\mathbf{X} = \sum_{i=1}^r \sigma_i \mathbf{u}_i \mathbf{v}_i^T, \quad (1.2)$$

onde \mathbf{u}_i é i-ésimo autovetor de $\mathbf{X}\mathbf{X}^T$, \mathbf{v}_i é o i-ésimo autovetor de $\mathbf{X}^T\mathbf{X}$ e σ_i é o i-ésimo valor singular de \mathbf{X} . Para cada valor de σ_i uma nova matriz é formada, o que chamamos de autoimagem (Manenti, 2013), ou seja, segundo a Equação 1.2, somando todas essas autoimagens reconstituímos a matriz \mathbf{X} .

1.3.2 Aplicação do SVD como método de filtragem em dado real

A decomposição em valores singulares aplica-se a dados sísmicos de modo que, a matriz \mathbf{X} seria uma matriz composta pelas informações dos traços (ao longo de um espaço x e uma profundidade temporal t) dentro de um K -ésima janela (Equação 1.3) de um subconjunto de traços que podemos decompor em matrizes de valores singulares σ_k , formando as suas respectivas matrizes de autoimagem:

$$\tilde{\mathbf{D}}(t, x_j) = \sum_{k=1}^K \sigma_k u_k v_k(x_j). \quad (1.3)$$

Após a aplicação do SVD e escolhidas às autoimagens desejadas, a matriz formada por esse subconjunto de dados restitui apenas parcialmente o traço resultante $\tilde{\mathbf{D}}_j$, sendo o traço filtrado $\tilde{D}(t, x_j)$ formado apenas dos K autovetores (Souza, 2016).

O que esperamos ao tratar com dados sísmicos reais é que o sinal desejado e o ruído situem-se em bandas diferentes de autoimagens de modo que através de uma boa escolha das mesmas, possamos atenuar ruídos sem alterar as reflexões de interesse, durante a reconstrução das autoimagens na matriz de dado (Freire, 1986). Sabendo que é nos primeiros autovalores da matriz Σ que estão as maiores amplitudes, por consequência serão as primeiras autoimagens que conterão as estruturas de maior correlação espacial, as quais são nosso principal objeto de estudo.

1.4 Interpretação de dados sísmicos

Após a aquisição e processamento, é chegada a fase de interpretação dos dados sísmicos, no qual os conceitos geológicos serão diretamente aplicados aos mapas e seções resultantes dessa cadeia de processos. É nesta etapa que se determinará os locais mais promissores para o prosseguimento da exploração ou até mesmo para o estudo continuado do desenvolvimento de um campo petrolífero.

1.4.1 Estratigrafia de Sequências em bacia rifte

A estratigrafia de sequências utiliza algumas variáveis que regulam a sedimentação para que melhor se compreenda sobre o preenchimento de uma bacia sedimentar. Tais fatores são o clima, que rege a erosão, o intemperismo e o transporte de sedimentos; variação do nível do mar, controlando o espaço de acomodação e o tectonismo, responsável pela criação das áreas fonte de sedimentos.

No presente trabalho estuda-se a Bacia do Recôncavo, que foi gerada em um contexto

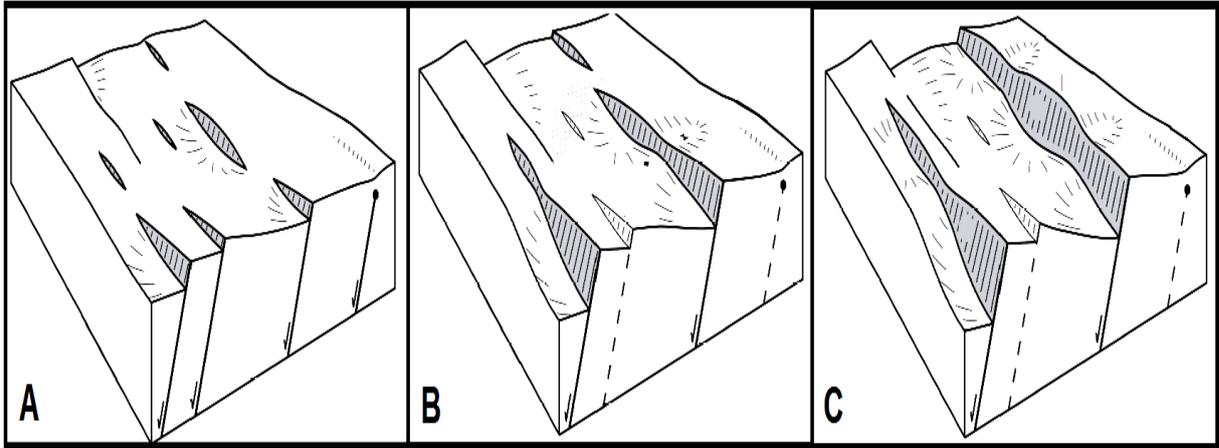


Figura 1.8: Evolução do rifte. Em (A) fase de início do rifte, onde são instaladas pequenas falhas que formam as bacias localizadas, em (B) fase de rifteamento intenso onde as falhas são conectadas para formar a falha de borda principal e em (C) estabelecimento definitivo do arcabouço estrutural da bacia. Modificado de Trocolli (2013) *apud* Gawthorpe e Leeder (2000)

extensional, com o estiramento da crosta até o seu rompimento, sendo do tipo rifte continental. Com isso, a base dos conceitos de estratigrafia de sequências aqui utilizados foram retiradas de Holz et al. (2015).

Vale destacar, então, que a variável que controla o espaço de acomodação neste tipo de bacia é o tectonismo (diferente da bacia de margem passiva, que é a variação do nível do mar), sendo os pulsos tectônicos aptos em originar falhamentos com grandes rejeitos. Contudo, o aporte sedimentar não segue a mesma taxa da criação de espaço, causado pelo rearranjo da rede de drenagem e um maior tempo da erosão até o transporte dos sedimentos aos sítios deposicionais, com isso os pulsos tectônicos são evidenciados por episódios de inundação, enquanto progradações ocorrem com a diminuição do tectonismo (Vilas Boas, 2016).

A partir da relação entre esses elementos são caracterizados diversos padrões de empilhamento e os tipos de tratos de sistemas.

Tratos de Sistemas Tectônicos Após a análise desses conceitos da estratigrafia de sequências aplicados a bacia rifte, utilizaremos os ajustamentos para esse tipo de bacia feito por Holz et al. (2015), em que os tratos de sistemas tectônicos ou, simplesmente, tratos tectônicos, seriam divididos em: Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIR), Trato Tectônico de Desenvolvimento de Rifte (TTDR) e Trato Tectônico de Final de Rifte (TTFR):

- Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIR): representado pela fase inicial de formação da bacia, em que o relevo rifte ainda é pouco desenvolvido mas já começa a formar suas primeiras falhas. Marcada pela formação de pequenas e isoladas bacias (Figura 1.8.A),

onde a criação do espaço de acomodação é pequeno, prevalecendo assim, em sua maior parte, estilo progradacional. Dependendo da taxa de estiramento da bacia o TTIR pode até ser desprezado (pela difícil diferenciação entre os estágios de início e desenvolvimento de rifte), quando em contexto de intenso tectonismo acelerado, permitindo a rápida formação de um lago profundo (Vilas Boas, 2016);

- Trato Tectônico de Desenvolvimento do Rifte (TTDR): é a principal fase em que o rifte se estrutura, onde há grandes atividades tectônicas, havendo subsidência mecânica, propiciando a formação dos grandes lagos rifte (Figura 1.8.B). Por consequência, há grande taxa de criação de espaço de acomodação, a qual supera o aporte sedimentar, caracterizando uma fase predominantemente retrogradacional;
- Trato Tectônico de Final de Rifte (TTFR): representa o fim da fase ativa do rifte, com a queda gradativa da atividade tectônica, tendo consequência à diminuição da criação de espaço e aumento relativo do aporte sedimentar (Figura 1.8.C), caracterizando uma fase com tendências predominantemente progradacionais. Outra consequência do decréscimo tectônico é a erosão dos altos topográficos formados na fase TTDR. .

Superfícies Estratais Outro importante item a ser discutido na aplicação da estratigrafia de seqüências em bacia rifte são as superfícies estratigráficas pertencentes a este modelo. As superfícies que marcam os limites entre os Tratos Tectônicos são:

- Discordância Sin-Rifte (DSR): marca o início da fase inicial do rifte, consequentemente é a base do Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIF), que por ser um trato progradante, na sísmica *downlaps* são esperados nessa superfície;
- Superfície de Início de Desenvolvimento de Rifte (SIDR): marca o topo do Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIF) e a base do Trato Tectônico de Desenvolvimento de Rifte (TTDR), configurada na sísmica através de uma superfície de *onlap* (em resposta à transgressão) na região rasa do *hangingwall* e concordâncias no depocentro da bacia. Usualmente, esta superfície é marcada antes da resposta de fácies argilosas, com GR alto e com padrão retrogradacional (Freitas, 2014);
- Superfície de Máximo Rifteamento (SMR): marca o topo do Trato Tectônico de Desenvolvimento de Rifte (TTDF) e a base do Trato Tectônico de Final de Rifte (TTFR). Representa a máxima expansão do sistema lacustre, já que o TTDR é caracterizado predominantemente por lagos profundos, sendo a superfície que representa a máxima criação de espaço em bacias do tipo rifte;

- **Discordância Pós-Rifte (DPR):** marca o fim da fase rifte, representando o topo do Trato Tectônico de Final de Rifte (TTFR). Após o total preenchimento do rifte, o TTFR se encerra ou por rompimento crustal - *breakup* (formação de crosta oceânica e separação de continentes) ou por abortagem do processo tectônico de rifteamento gerando esta discordância, que é do tipo erosiva, já que por estar na decrescência do tectonismo, a criação de espaço deixará de aumentar e o aporte via sedimentação erosiva será fortemente ocasionado. Ocorrem na sísmica truncamentos da TTFR nesta discordância.

O entendimento da estratigrafia de sequências aplicado a bacias rifte é fundamental para a localização das zonas de geração de hidrocarboneto em bacias sedimentares desse tipo, como é o exemplo da Bacia do Recôncavo isso, pois, a dinâmica da sua formação e origens serão usados como justificativas para localizar os seus sistemas petrolíferos. Como grande exemplo de uma provável região de geração de hidrocarboneto tem-se o TTDR, o qual tem a formação de lagos profundos, ambiente propício para acumulação de matéria orgânica, com a SMR tendo a sua limitante superior, sendo este o objeto de estudo deste trabalho.

1.4.2 Sismoestratigrafia em bacias rifte

Sismoestratigrafia é a aplicação dos conceitos da estratigrafia de sequências na interpretação dos dados sísmicos, com estudos iniciados por Vail et al. (1977) . Tal método utiliza a demarcação das terminações de refletores que definirão os horizontes sismoestratigráficos (por exemplo: superfícies como SIDR e SMR , discordâncias como DSR e DPR), delimitando, assim, os tratos de sistemas geométricos. A partir dessa análise, interpretamos as seções sísmicas em conjunto , juntamente com estudos anteriores sobre a bacia sedimentar em questão e poderemos chegar em a modelo geológico estimado.

As terminações dos refletores são o principal critério para definir os limites de uma sequência deposicional e se elas correlacionam-se diretamente com as terminações dos estratos depositados (Vail et al., 1977). As utilizadas neste trabalho são (Figura 1.9):

- **Truncamento Erosivo:** Terminação de estratos contra uma superfície erosiva sobreposta, em que normalmente um relevo irregular, cheio de vales e elevações, é claramente visível (Holz, 2012);
- **Onlap:** Estratos inicialmente horizontais (ou inclinado) que terminam contra uma superfície inclinada (ou de maior inclinação);
- **Downlap:** Estratos inclinados que terminam, mergulho abaixo, sobre superfície horizontal ou menos inclinada. Normalmente associada à progradações sedimentares.

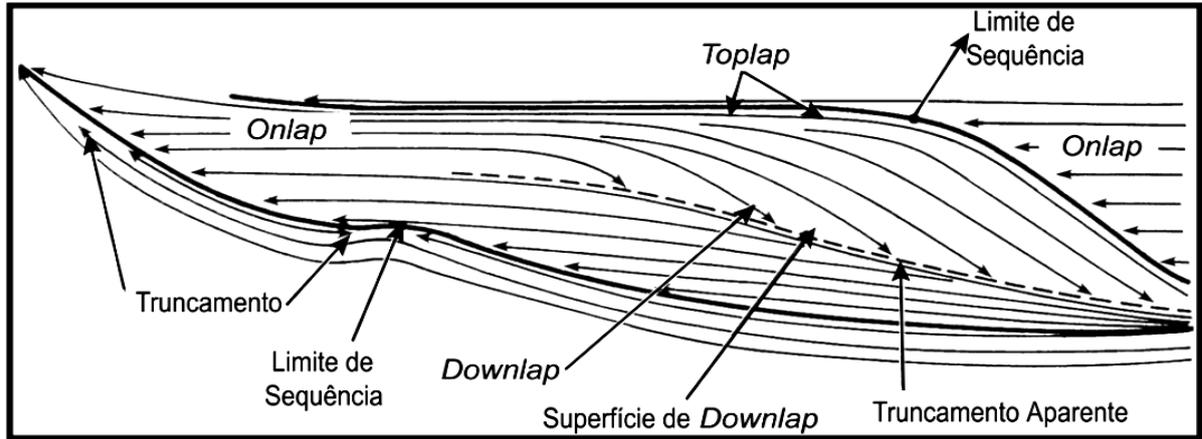


Figura 1.9: Principais terminações de refletores. (Fonte: Modificado de Troccoli (2013) *apud* Vail et al. (1977))

1.4.3 Análise estratigráfica de perfis geofísicos de poço

Perfil geofísico é a representação gráfica entre as profundidades e as propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço (Nery, 2013), os quais são interpretados de acordo com seu ambiente geológico, sendo analisado em conjunto com os demais dados locais, como por exemplo, a sísmica de reflexão. Pode ser considerado uma das mais importantes ferramentas na exploração petrolífera, pois possibilita a correlação com poços próximos, a construção de mapas geológicos, a definição da geometria dos corpos em subsuperfície e seus ambientes de sedimentação, viabilizando assim o estudo dos sistemas petrolíferos em escala mais realística e direta.

É também utilizada como ferramenta na estratigrafia de sequências, através do reconhecimento de marcos, como superfícies, tratos de sistemas geométricos, dentre outros, para análise entre sísmica e poço, são exemplos dessas superfícies as discordâncias erosivas e superfícies de máxima rifteamento, sendo elas que permitem que determinado intervalo litológico seja interpretado.

Os perfis foram utilizados no presente trabalho com o seguinte objetivo:

- Perfil de Raio Gama (*Gama Ray* - GR): o do tipo convencional, que afere a quantidade total de material radioativo (Urânio + Tório + Potássio), possibilita a distinção (sendo desconsiderado outras fontes de radioatividade) entre o folhelho e/ou argila e as demais litologias, como as primeiras possuem altas concentrações radioativas viabilizam a identificação de progadações, retrogradações e agradações com posterior inferência do sistema deposicional do intervalo rochoso medido. Neste trabalho, foi utilizado principalmente este perfil para o reconhecimento de algumas superfícies (SMR e DR);

- Perfil Sônico: também conhecido como perfil acústico, mede a vagarosidade, ou seja, a relação entre o tempo de trânsito para uma onda compressional e a distância percorrida pela mesma. Podemos então calcular a velocidade de propagação naquele intervalo rochoso medido;
- Perfil de Densidade: através da atenuação sofrida pelos raios gama emitidos, afere-se a densidade de elétrons por volume, resultando na medida da densidade da rocha no intervalo medido.

1.5 Atributos Sísmicos

Atributos sísmicos revelam características, relações e padrões no dado sísmico que de outra forma não poderiam ser notados (Chopra e Marfurt, 2007), ou seja, através deles podemos fazer análises do dado com objetivos diversos, de maneira que se utilize uma paleta de cores que melhor se adeque a sua própria interpretação visual diferente da usualmente feita. Isso só foi possível com o advento da tecnologia de cores nos computadores, já que nos primórdios da sísmica, tudo feito à mão, sendo considerada uma ferramenta relativamente nova.

1.5.1 Análise do traço complexo

Na sísmica estudamos o traço sísmico através do dito modelo convolucional do mesmo:

$$x(t) = p(t) * e(t) + r(t), \quad (1.4)$$

onde $x(t)$ representa o traço sísmico, $p(t)$ o pulso sísmico também conhecido como *wavelet*, $e(t)$ a função refletividade e pode-se atribuir um erro $r(t)$ associado (mas para facilitar o seu estudo, atribuímos um erro nulo). Na análise do sinal sísmico tratamos o traço sísmico registrado como complexo, logo:

$$c(t) = x(t) + iH[x(t)], \quad (1.5)$$

sendo $c(t)$ o traço sísmico complexo, $x(t)$ o traço sísmico real e $H[x(t)]$ a transformada de Hilbert do traço, resultando no traço sísmico em quadratura $y(t)$. Elas podem ser vistas na Figura 1.10.

Fazendo essa análise dos termos da Equação 1.5 podemos separar as informações de amplitude e fase, sem perder as variações locais (Taner, 1979), de forma que o traço sísmico $x(t)$ pode ser decomposto em:

$$x(t) = a(t)\cos[\Theta(t)], \quad (1.6)$$

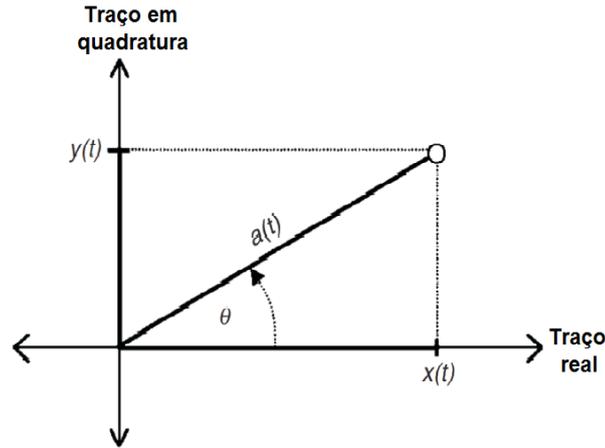


Figura 1.10: Traço em quadratura $y(t)$ e traço sísmico real $x(t)$

onde $a(t)$ é a amplitude instantânea e $\Theta(t)$ é a fase instantânea, sendo as duas funções variantes no tempo t (por isso o nome instantânea).

A transformada de Hilbert é um tipo específico de transformada que aplica uma rotação na fase de -90° ¹, sendo assim um operador que atua rotacionando a fase do traço complexo. Vendo na Equação 1.5 que a Transformada de Hilbert do traço complexo representa a parte imaginária do mesmo. Usando a equação:

$$H[x(t)] = h(t) * a \cos(2\pi w + \Theta) \quad (1.7)$$

percebemos que:

$$H[x(t)] = a \sin(2\pi w + \Theta). \quad (1.8)$$

Ou seja:

$$h(t) = \frac{1}{\pi t}, \quad (1.9)$$

que é o filtro quadratura (Equação 1.9), o qual quando convolvido com o traço $x(t)$ promove a rotação de fase, passando de uma cossenoide (Equação 1.7) para uma senoide (Equação 1.8). Temos que um operador de rotação de fase é dado pela equação:

$$r(t, \theta) = \delta(t) \cos(\theta) + h(t) \sin(\theta), \quad (1.10)$$

¹o sinal negativo é apenas uma convenção, mas o importante é escolher o ângulo de rotação, e mantê-lo durante o cálculo.

que convolvido com o traço sísmico real (Equação 1.6):

$$x_r(t) = r(t, \theta) * x(t) \quad (1.11)$$

acharemos o traço sísmico rotacionado $x_r(t)$:

$$x_r(t) = x(t) \cos(\theta) + y(t) \sin(\theta), \quad (1.12)$$

sendo $\Theta(t)$ o ângulo de rotação que maximiza $x_r(t)$. Podemos chama-lo então de:

$$a(t) = x(t) \cos[\Theta(t)] + y(t) \sin[\Theta(t)]. \quad (1.13)$$

Por definição, o conjunto dos valores que maximizam a Equação 1.13 são conhecidos como envelope (o envoltório do traço) ou amplitude instantânea. Para tanto, utilizamos o recurso matemático de cálculo da sua derivada parcial com relação ao tempo e igualamos a zero:

$$\frac{\partial a(t)}{\partial \Theta(t)} = -x(t) \sin[\Theta(t)] + y(t) \cos[\Theta(t)], \quad (1.14)$$

podendo simplificar o resultado da Equação 1.14:

$$x(t) \sin[\Theta(t)] = y(t) \cos[\Theta(t)]. \quad (1.15)$$

Com alguns artifícios matemáticos, utilizando as Equações 1.13 e 1.15, chegamos à expressão:

$$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)}, \quad (1.16)$$

a qual representa a amplitude instantânea ($a(t)$). Na Figura 1.11 percebemos o ângulo $\Theta(t)$ do vetor $a(t)$ que é geralmente medido com relação ao plano real $x(t)$ e é definido como fase de $c(t)$ naquele ponto, ou seja, fase instantânea. Ela é representada numericamente pela equação:

$$\Theta(t) = \arctan \frac{x(t)}{y(t)}. \quad (1.17)$$

A análise do traço sísmico complexo separa as informações de amplitude da informação de fase dos dados sísmicos, esta separação é a sua essência e produz dois atributos fundamentais: amplitude e fase instantâneas, de onde derivam todos os outros atributos do traço complexo (Barnes, 2007).

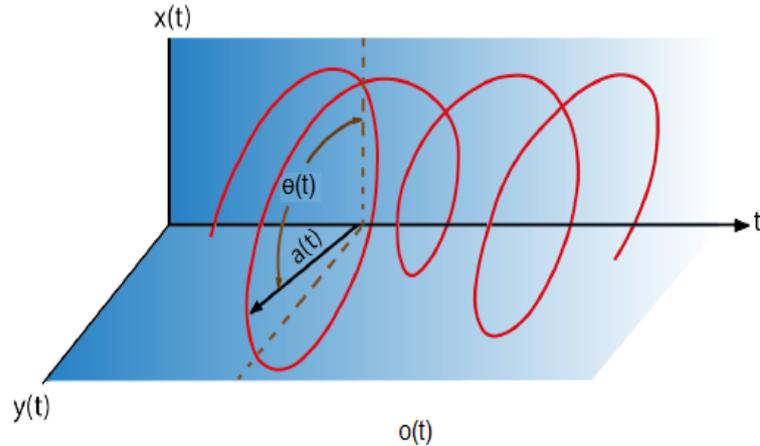


Figura 1.11: Atributos sísmicos: amplitude instantânea $a(t)$ e fase instantânea $\Theta(t)$. Modificado de Souza (2016)

1.5.2 Classificação dos atributos sísmicos

Após diversos outros estudos terem sido desenvolvidos (Taner, 2001) classificou e caracterizou os atributos do traço complexo. Podem ser classificados de acordo com o momento do fluxo de processamento em que se utiliza o dado de entrada:

Pre-Stack: Os dados de entrada são CDP. Eles terão informações da direção (azimute) e do *offset*. Esses cálculos geram enormes quantidades de dados; portanto, eles não são práticos para estudos iniciais, mas eles possuem quantidades consideráveis de informações que podem estar diretamente relacionadas ao conteúdo de fluidos e à orientação da fratura. Exemplos: AVO, velocidades e variação azimutal;

Pos-Stack: O empilhamento (do inglês *stack*) é um processo de média que elimina informações relacionadas ao deslocamento e ao azimute. Os dados de entrada podem ser CDP empilhados ou migrados. Eles tem uma abordagem para observar grandes quantidades de dados em investigações de reconhecimento iniciais. Exemplos: amplitude, frequência e fase instantâneas.

Podem ser classificado ainda pelas suas características computacionais:

Atributo Instantâneo: São calculadas por amostra e representam variações instantâneas de vários parâmetros. Valores instantâneos de atributos, tais como envelope do traço, seus derivados, frequência e fase podem ser determinados a partir de traços complexos;

Atributo *Wavelet*: Esta classe compreende os atributos instantâneos que são computados no pico do envelope e têm uma relação direta com a Transformada de Fourier da *wavelet* na proximidade do pico do envelope.

E esses últimos podem ser subclassificados baseados na relação com a geologia local:

Atributo Físico: Referem-se a qualidades físicas e quantidades. A magnitude do en-

velope é proporcional ao contraste de impedância acústica; as frequências referem-se à espessura da cama, à dispersão das ondas e à absorção. Velocidades instantâneas e médias relacionam-se diretamente com as propriedades da rocha. Consequentemente, esses atributos são utilizados principalmente para classificação litológica e caracterização do reservatório;

Atributo Geométrico: Descrevem uma relação espacial e temporal de todos os outros atributos. A continuidade lateral medida pela coerência é um bom indicador de similaridade das camadas, bem como a descontinuidade. Os mergulhos e as curvaturas da camada fornecem informações de deposição. Também são úteis para a interpretação estratigráfica, uma vez que definem características do evento e suas relações espaciais, e podem ser usados para quantificar características que ajudam diretamente no reconhecimento de padrões da deposição e litologia relacionada.

Os atributos sísmicos tem por objetivo extrair as informações necessárias, a partir desse tipo visualização para a interpretação do dado sísmico. Nos habilitará a ter informações mais precisas sobre a geologia da área, para que, junto com outros dados (exemplo: perfis de poço) possamos reduzir os riscos de exploratórios e até mesmo identificar soluções para possíveis problemas na produção. Obviamente, que quanto mais informações forem usadas, melhor será a credibilidade na interpretação. Eles são bastante utilizados na indústria petrolífera, pois através deles as interpretações estratigráficas permitem analisar os sistemas petrolíferos presentes no dado.

Diversos são os atributos empregados na Geofísica, mas é importante ressaltar que um bom atributo sísmico é diretamente sensível às características geológicas desejadas ou propriedades do reservatório de interesse, ou nos permite definir o ambiente estrutural ou deposicional e, assim, permite a influência de algumas características ou propriedades de interesse (Chopra e Marfurt, 2007).

É importante saber para que cada atributo tenha serventia à aplicação deles isoladamente não vai, necessariamente, nos trazer alguma informação útil. Daí a importância de ter um arcabouço de informações *a priori* para correlacioná-las.

1.5.3 Caracterização dos atributos

Como o objetivo do trabalho é o mapeamento de regiões com grande potencial gerador, diversos atributos sísmicos foram aplicados para mapear a subsuperfície da região.

Amplitude Instantânea

Também conhecida como envoltório ou envelope do traço, este atributo é dado matematicamente pela Equação 1.16, ou seja, a raiz quadrada da energia total do sinal sísmico

em um determinado instante de forma a representar a energia instantânea do sinal que é proporcional em magnitude ao coeficiente de reflexão.

Como mostra a Equação 1.16, é uma função positiva, o que não significa que seu valor numérico seja sempre positivo já que ela representa as porções positivas e negativas já que abrange as partes real e imaginária do traço sísmico (Figura 1.11).

É utilizado com os seguintes objetivos:

- Representação do contraste de impedância acústica;
- Identificação de *brigh spots*;
- Mudança no ambiente deposicional, por consequência grandes variações litológicas e correlação espacial de porosidade;
- Limitador de sequências;
- Localiza alterações locais causadas por falhas.

Frequência Instantânea

É definido através da derivada em tempo da fase instantânea (Equação 1.17), ou seja:

$$f(t) = \frac{d\theta(t)}{dt}. \quad (1.18)$$

Tal atributo responde tanto aos efeitos da propagação onda quanto das características deposicionais, então é um atributo físico (Moumount, 2014). Ele pode ser usado como:

- Identificação da espessura das camadas já que altas frequências representam camadas mais finas e frequências menores indicam geometria de camadas mais espessas;
- Indicador de hidrocarboneto através de anomalias de baixa frequência. Esse efeito é algumas vezes acentuado pelas areias não consolidadas devido ao teor de óleo dos poros (Subrahmanyam e Rao, 2008) ;
- Indicador de zonas fraturadas, aparecendo em zonas de mais baixas frequências.

Energia

Também conhecida como Energia Média, é um atributo que retorna a energia de um segmento do traço através do cálculo da soma quadrada dos valores de amplitude no intervalo de tempo especificado dividido pelo número de amostras nessa janela temporal. Ou seja, a Energia é uma medida de refletividade, podendo ser facilmente associado à amplitude instantânea (quanto maior a energia, maior a amplitude). Como esse atributo é possível:

- Analisar a variação lateral dentro dos eventos sísmicos;
- Caracterizar as propriedades acústicas (variação no contraste de impedância);
- Identificar a espessura das camadas.

Similaridade

A similaridade é uma forma de "coerência" que expressa quanto dois ou mais segmentos de traço se parecem. Uma similaridade de valor 1 significa que os segmentos do traço são completamente idênticos na forma de onda e amplitude, já uma similaridade de 0 significa que eles são completamente desajustados.

Em termos matemáticos esse atributo faz a análise da correlação de segmentos do traço em relação ao espaço volumétrico vizinho. Ele é baseado em matemática fundamental: as amostras do traço são vistas como componentes de um vetor em um hiperespaço e a Similaridade é definida em termos de distância no hiperespaço. A similaridade é então definida como a menor a distância euclidiana entre os vetores, normalizada em relação aos comprimentos vetoriais.

$$sim = 1 - \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - Y_i)^2}}{\sqrt{\sum_{i=1}^n X_i^2} + \sqrt{\sum_{i=1}^n Y_i^2}}, \quad (1.19)$$

onde X_i e Y_i são os vetores de comprimento igual a n amostras. Como tais cálculos são computacionalmente simples, sempre se pode obter bons resultados ao combina-lo com outros atributos.

Segundo Trocolli (2013) este atributo tem como principais aplicações:

- Identificação de mudanças estruturais nos dados sísmicos (falhas e fraturas);
- Identificação na mudança de geometria estratigráficas em dados sísmicos (canais e elementos de sistemas fluviais, fluxos de gravidade) e etc.

Chopra e Marfurt (2007) destacam que não necessariamente todos os baixos valores de similaridade vão estar associados a falhas e outras feições, mas podem ocorrer em função de eventos com mergulhos, sendo o ideal a aplicação em um dado sísmico 3D.

Convém destacar que outras situações também podem apresentar anomalias de similaridade como, por exemplo, regiões de artefatos gerados pelo processamento como franjas de migração e áreas de traços ruidosos (Motta, 2007).

Técnica de Volume de Amplitude - TecVA

Também conhecida como *Pseudo Relief* (do inglês pseudo-relevo), este atributo foi desenvolvido por (Bulhões e de Amorim, 2005) e calcula a média quadrática (ou RMS) em uma janela deslizante no tempo.

Para confeccionar este atributo é utilizado o princípio da sismocamada elementar (SCE) que é a camada de rocha com menor espessura que o dado sísmico consegue resolver. Definido o topo (t_1) e base (t_2) da SCE, teremos uma janela de tempo, a qual dará o número de amostras a ser utilizado no cálculo da média móvel ao longo do traço.

Este atributo consiste em duas etapas:

1. Cálculo da amplitude RMS (Equação 1.20) ou do valor absoluto do traço (Equação 1.21) para estimar a amplitude instantânea, sendo afetado por um fator de escala controlado por t_1 e t_2 , que é a janela (em milissegundos) escolhida para o cálculo. Tais amplitudes são definidas matematicamente como:

$$\bar{X}_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{j=i-\frac{M}{2}}^{j=i+\frac{M}{2}} X_j^2}, \quad (1.20)$$

$$\bar{X}_{ABS} = \frac{\sum_{j=i-\frac{M}{2}}^{j=i+\frac{M}{2}} |X_j|}{M}, \quad (1.21)$$

sendo M o número de amostras na janela móvel, j a posição da amostra X_j a amplitude da amostra na posição j .

2. Aplicar a Transformada de Hilbert para rotacionar a fase do traço de amplitude RMS.

Este atributo tem como objetivos principais:

- Identificar de descontinuidades(falhas e fraturas);
- Identificar variações laterais de sismofáceis;
- Facilita a interpretação dos horizontes;
- Auxilia a visualização da geometria dos reservatórios.

Meta-atributo

Como visto nesta seção existem diversos tipos de atributos, cada um deles com diferentes definições e objetivos interpretativos. O chamado meta-atributo é a combinação de dois ou

mais atributos sísmicos com o intuito de unir duas (ou mais) "respostas visuais" em uma só imagem. Idealmente devem-se combinar atributos que sejam sensíveis a diferentes aspectos dos eventos sísmicos.

Neste trabalho foi aplicado o cálculo de divisão de dois importantes atributos do traço complexo: amplitude e frequência instantânea, já que anomalias de baixa frequência são indicadores de hidrocarboneto e as anomalias de alta amplitude representam um grande contraste de impedância acústica com possível indicação de acúmulo de hidrocarboneto. Com isso, tentamos entender o comportamento da rocha geradora nas seções sísmicas utilizadas da Bacia do Recôncavo.

Capítulo 2

Metodologia

O fluxo de trabalho aqui empregado tem o principal objetivo de localizar e delimitar uma região com maior potencial gerador nas proximidades do Baixo de Miranga, na bacia do Recôncavo. Para tanto, foram feitas:

- Filtragem de dados sísmicos 2D com o objetivo de melhor imagear as possíveis regiões de rochas reservatórios não convencionais do sistema petrolífero da bacia do Recôncavo;
- Análise dos perfis de poços para amarração com os dados sísmicos 2D, com a finalidade de interpreta-los, utilizando princípios da estratigrafia de sequências para delimitar uma possível região interesse;
- Aplicação dos atributos sísmicos nas linhas 2D com o objetivo de delimitar, com mais confiabilidade e embasamento teórico, tal região geradora.

Para o estudo do presente tema solicitamos à ANP (Agência Nacional do Petróleo) por meio do BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) os dados sísmicos 2D e perfis de poços que abrange tal região, os quais foram filtrados segundo metodologia utilizada por Manenti, Souza e Porsani (2017); tais dados foram integrados e interpretados em conjunto utilizando o *software OpendTtect Pro* da *dGB Earth Sciences*, objetivando por fim o emprego dos atributos sísmicos na localização de um possível reservatório não convencional da bacia do Recôncavo.

2.1 Banco de dados

Para localizar a região com potencial gerador utilizamos duas linhas sísmicas 2D, migradas em tempo, cedidas pela ANP, as quais estão localizadas na área central da bacia do Recôncavo (Figura 2.1), próximas ao depocentro, mais especificamente na região do Baixo

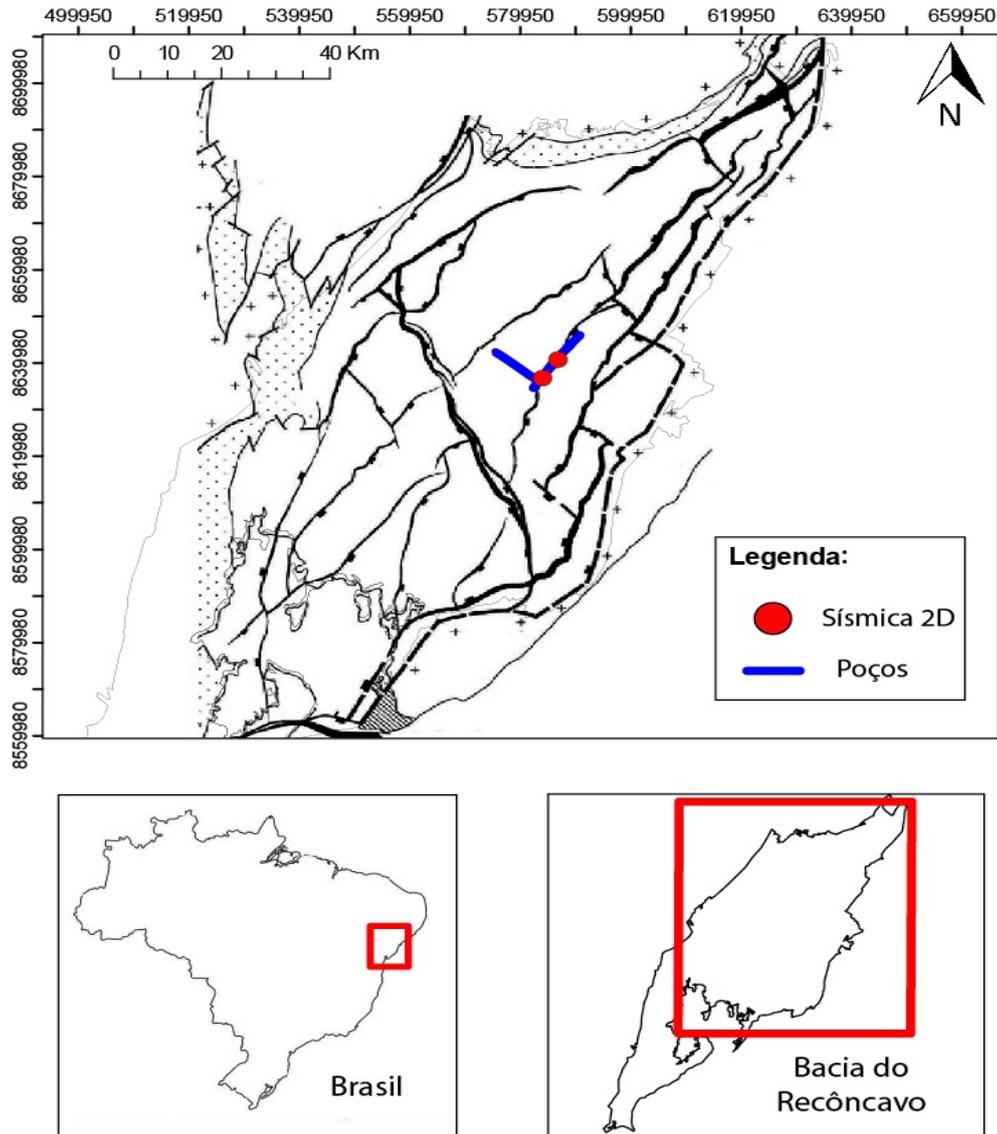


Figura 2.1: Localização geográfica das linhas sísmicas 2D (em azul) e dos poços utilizados (em vermelho).

de Miranga. Sendo a Linha 1790 (ou Linha A) de direção NE-SW e a Linha 1960 (ou Linha B) direcionada perpendicularmente, na direção NW-SE. Tais linhas foram escolhidas por apresentarem resolução sísmica razoável, permitindo a correlação com os poços. Utilizamos também os perfis geofísicos de poço que foram cedidos pela ANP: Poço 3-MGP-26-BA (ou Poço 1) mais ao Sul (Figura 2.1) estando mais próximo da intersecção entre as linhas sísmicas e o Poço 3-MG-476D-BA (ou Poço 2) mais ao Norte, estando afastados 5 *km* entre si e foram perfurados a uma distância aproximada de 150 e 200 metros, respectivamente, com relação à linha A. Eles tem profundidade máxima variando entre 1950 (poço 2) a 3885 (poço 1) metros.

Linha Sísmica	N de Amostras	N de Traços	Intervalo de Amostragem
A	2000	794	2 ms
B	2250	1122	2 ms

Tabela 2.1: Alguns parâmetros de aquisição das linhas sísmicas utilizadas.

Linha Sísmica	<i>nz2</i>	<i>nx2</i>	<i>niter</i>
A	800	1	4
B	800	1	5

Tabela 2.2: Parâmetros utilizados no algoritmo que apresentaram os melhores resultados, onde *nx2* é a largura do operador, *nz2* é o intervalo em tempo e *niter* é o número de interações.

2.2 Aplicação da filtragem SVD

O método de filtragem SVD é utilizado neste trabalho para atenuar componentes de baixa e alta frequência, presentes em um dado sísmico ruidoso. Na Tabela 2.1 temos os parâmetros de aquisição das linhas sísmicas 2D utilizadas nesse trabalho e percebem-se ruídos nos dados originais (Figura 2.4(a) e 2.5(a)), os quais tem direções distintas das reflexões, portanto devem ser atenuadas. O algoritmo utilizado foi desenvolvido por (Manenti et al., 2017) e utilizamos com o objetivo acima descrito.

O parâmetro que define a filtragem SVD no domínio do tempo é o tamanho da janela escolhida. Foram feitos diversos testes variando a largura do operador (*nx2*) e o intervalo em tempo (*nz2*), além de um terceiro parâmetro que foi o número de interações (*niter*), até achar os valores (Tabela 2.2) que proporcionaram os melhores resultados, os quais estão apresentados nas Figuras 2.4(b) e 2.5(b) .

Escolhendo baixos valores de K (Equação 1.3), os resultados serão seções com maior coerência espacial, preservando eventos horizontais e sub-horizontais, atenuando os eventos que diferem desse padrão (Porsani et al., 2009). Com isso, os ruídos não horizontais presentes nos dados (Figura 2.4(a) e 2.5(a)) serão atenuados (Figura 2.4(b) e 2.5(b)), fazendo com que a subsuperfície seja melhor imageada e a análise do sistema petrolífero estudado seja facilitada.

Vale ressaltar que na seção sísmica (Figura 2.4(a) e 2.5(a)) existem refletores inclinados (além dos horizontais), mas como a janela utilizada no filtro (Tabela 2.2) foi muito inferior ao número de traços da seção empilhada (Tabela 2.1), pode-se aumentar a coerência horizontal sem forçar a horizontalização dos refletores.

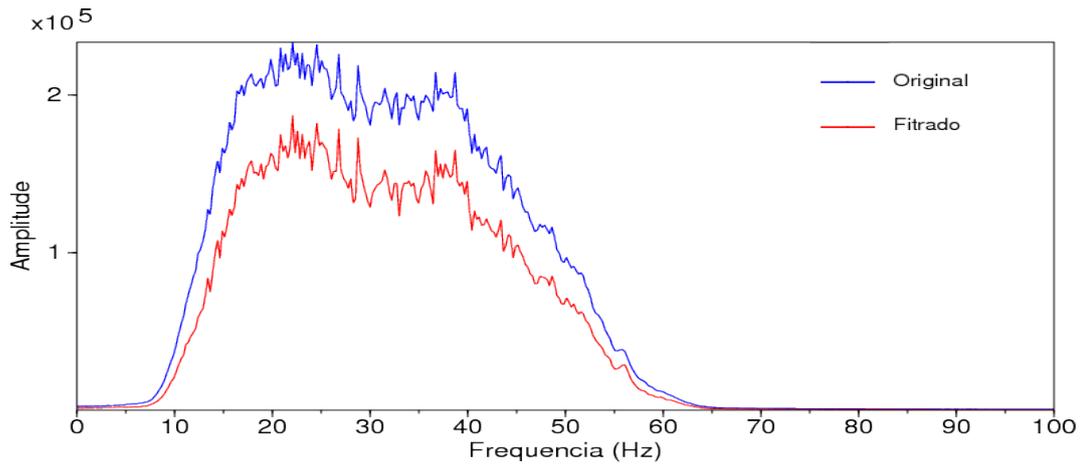


Figura 2.2: Representação gráfica da diferença entre o espectro de amplitudes da linha A filtrada (em vermelho) e original (em azul), mostrando a diminuição das amplitudes no dado filtrado

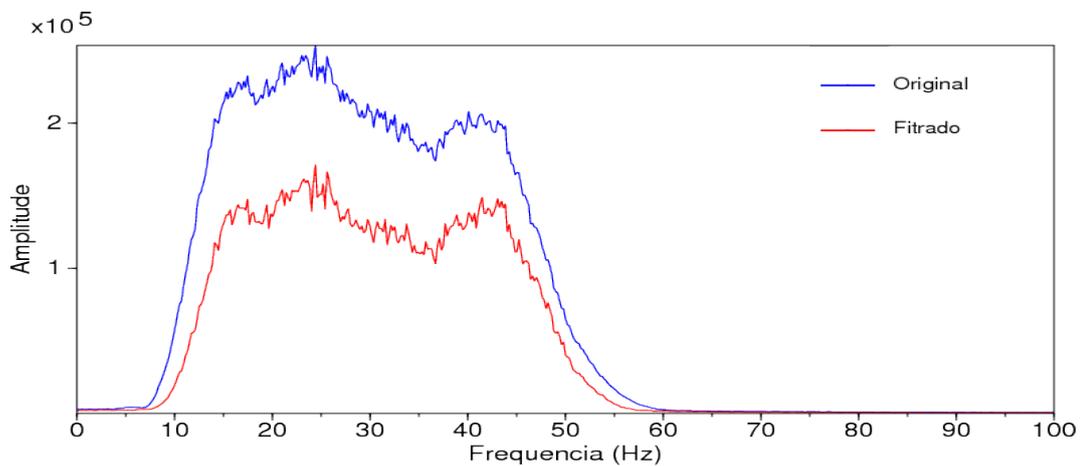


Figura 2.3: Representação gráfica da diferença entre o espectro de amplitudes da linha B filtrada (em vermelho) e original (em azul), mostrando a diminuição das amplitudes no dado filtrado

Podemos perceber que as seções filtradas (Figura 2.4(b) e 2.5(b)) tiveram um bom resultado, representando melhor a subsuperfície já que boa parte dos ruídos foram atenuados e houve um aumento da coerência horizontal. Entretanto, notamos também que houve queda nos valores de amplitudes (Figuras 2.2 e 2.3), dessa forma, as seções filtradas foram utilizadas como auxiliares na etapa interpretativa da formação do arcabouço estratigráfico, sem deixar de lado as seções originais para posterior aplicação dos atributos.

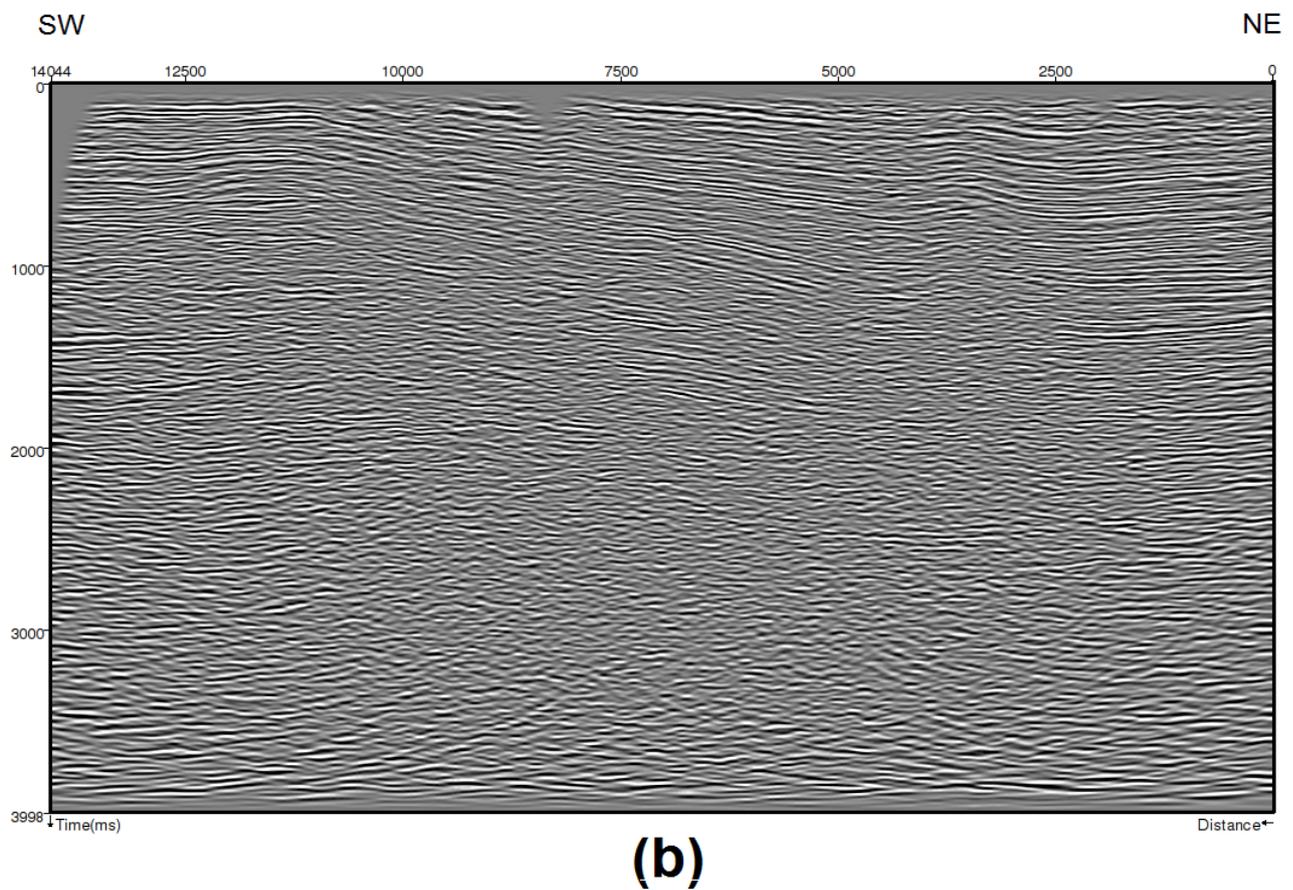
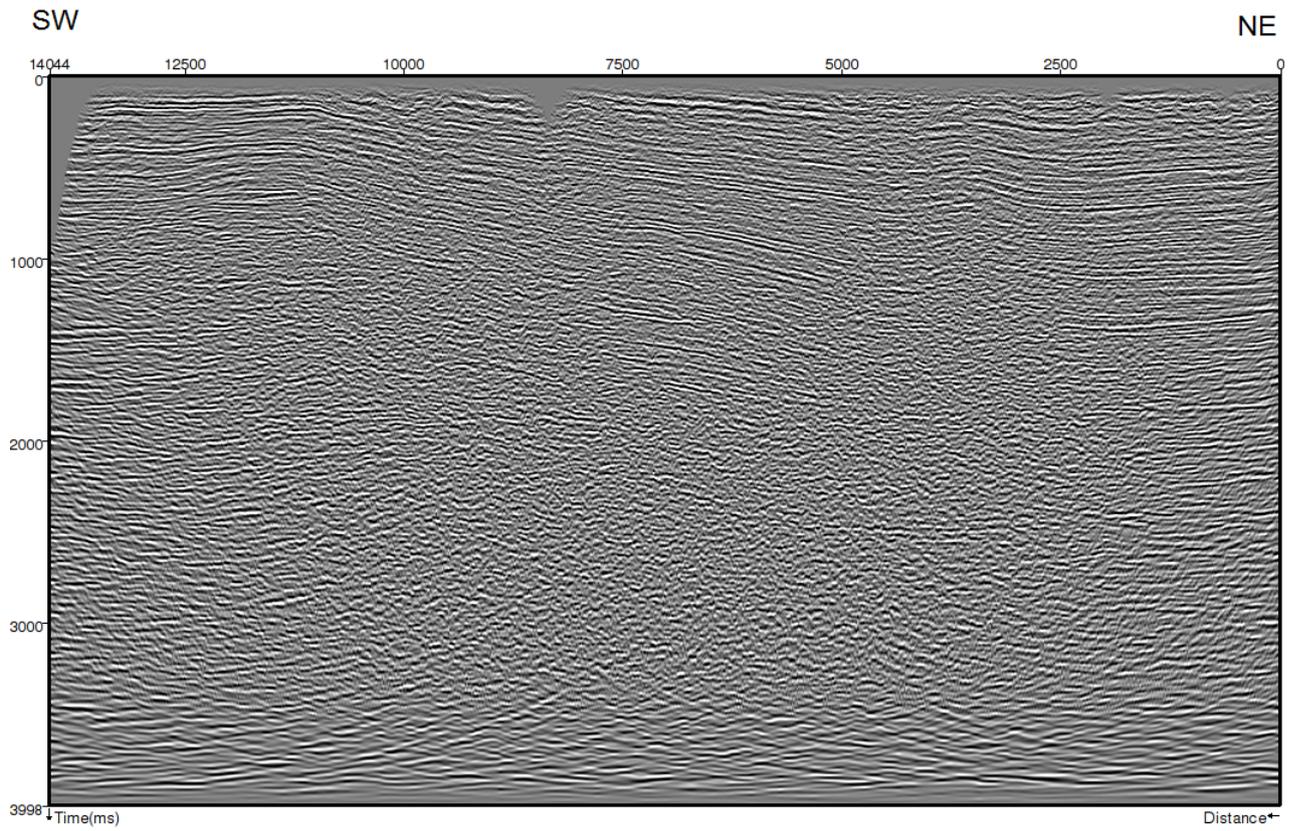
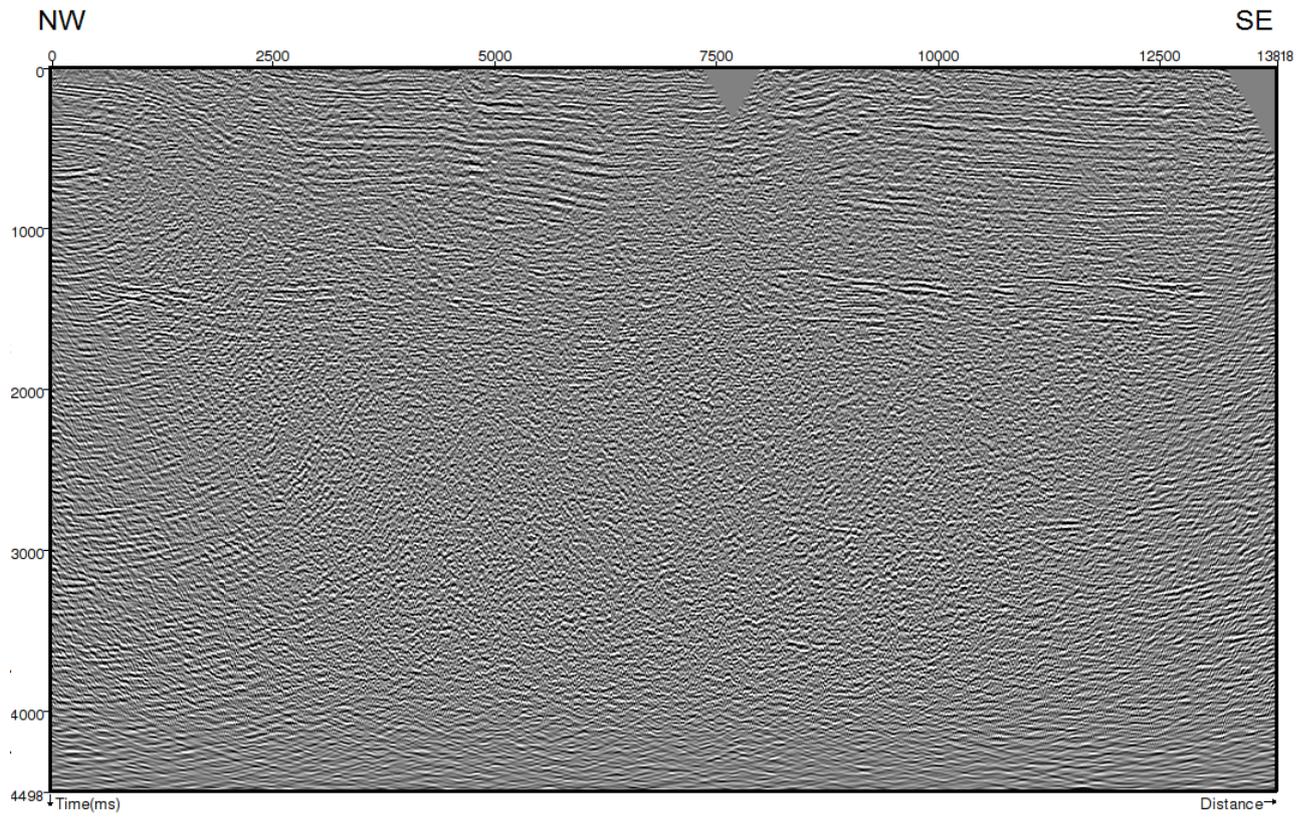
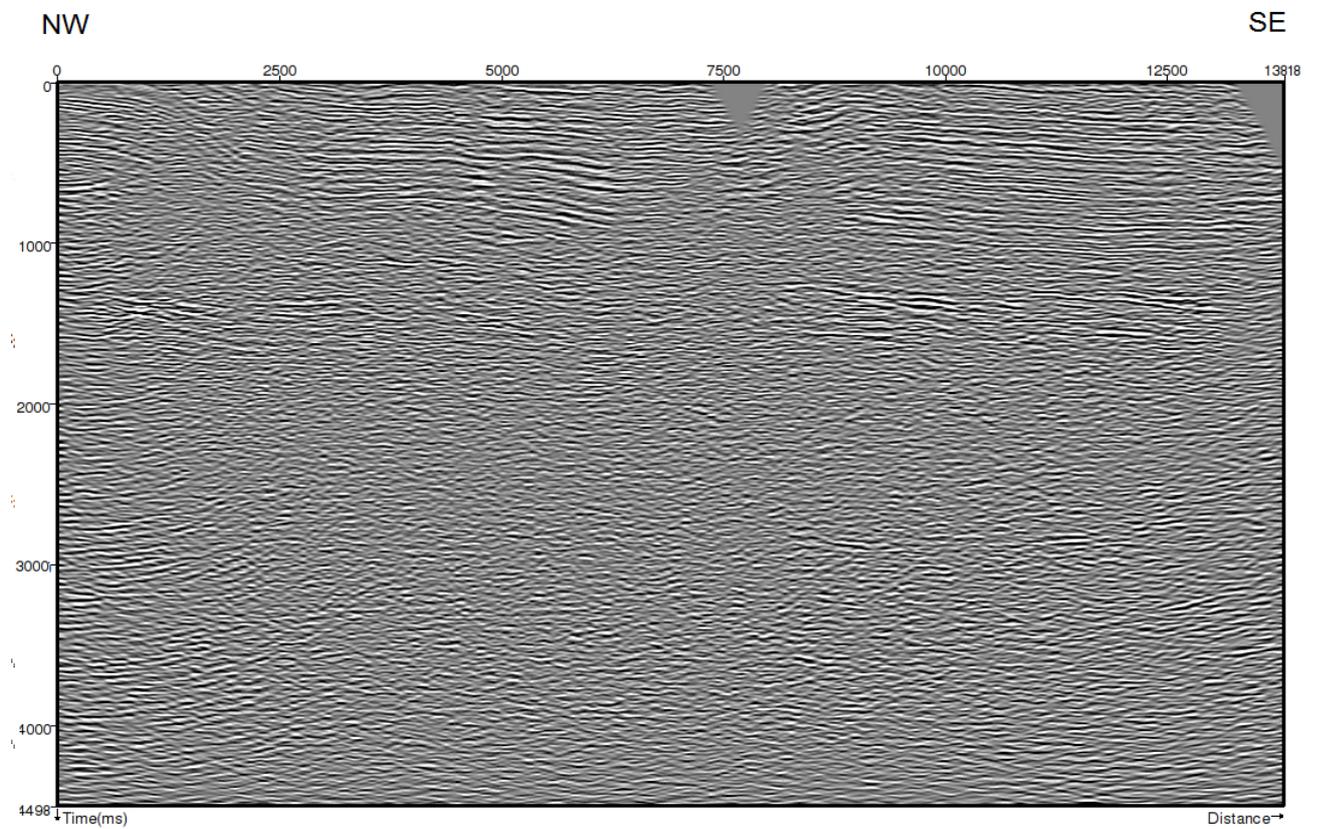


Figura 2.4: Linha A original (a) e filtrada (b)



(a)



(b)

Figura 2.5: Linha B original (a) e filtrada (b)

2.3 Formação do arcabouço estratigráfico regional

Tanto as linhas sísmicas quanto os poços foram carregados no *software OpendTtect Pro* e a partir deles foram geradas seções interpretadas delimitando a nossa área de interesse.

2.3.1 Interpretação dos perfis geofísicos de poço

O perfil utilizado nas interpretações iniciais foi o de raios gama (ou GR), que estava presente em maior parte dos poços estudados. O GR é diretamente relacionado ao conteúdo de argila das formações, portanto é possível inferir sobre os sistemas deposicionais a partir dos padrões apresentados. Ao analisar o perfil composto dos dois poços, conseguimos localizar diversos debritos e regiões com folhelho. Foram interpretadas 3 fases de desenvolvimento lacustre, não sendo possível identificar a fase pré-rifte e nem pós-rifte, o que não foi um problema, já que o trabalho visa estudar as geradoras do Recôncavo, a qual sabemos que foram geradas na fase rifte.

As variações das tendências deposicionais ajudam a caracterizar 5 superfícies principais: Superfície de Máximo Rifteamento 1 (SMR1), Discordância do Rifte 2 (DR2), Superfície de Máximo Rifteamento 2 (SMR2), Discordância do Rifte 3 (DR3) e Superfície de Máximo Rifteamento 3 (SMR3). O poço 1 não é muito representativo, pois além de ter um perfil GR com muita variação, com isso não conseguindo interpretar com confiabilidade os padrões de empilhamento, ele não tem informações em grandes profundidades. Com isso, a maioria das superfícies foram demarcadas apenas no poço A por ser mais profundo.

A maioria dos pacotes dos Tratos Tectônicos de Desenvolvimento de Rifte (TTDR) tem tendências progracionais; bem como os Tratos Tectônicos de Final de Rifte (TTFR) tem tendências retrogradacionais. Através do perfil GR foram interpretados padrões "em caixa" que possivelmente estão associados à debritos, representando momento de intensa atividade tectônica, característica da fase rifte. O Trato Tectônico de Início de Rifte (TTIR) não foi identificado, o que é plausível já que é difícil a diferenciação entre o estágio inicial e de desenvolvimento do rifte.

As superfícies discordantes (DR2 e DR3) demarcam a transição entre o desenvolvimento do chamado "lago 1" para o "lago 2", e este último para o "lago 3", o que representa a dinâmica dos pulsos tectônicos no decorrer do tempo geológico. Os poços distam de 5 km um do outro, logo um *datum* estratigráfico do poço A foi escolhido para correlacionar o perfil B com o A: a SMR3, pois o Poço 2 é mais raso, ou seja, tentamos relacioná-lo com informações mais próximas da superfície do Poço 1. Levando-se em consideração que a SMR marca a passagem do TTDR para o TTFR e representa o pico da atividade tectônica (mas não seu fim), essa superfície será marcada pela máxima expansão dos sistemas lacustres,

máximo recuo dos sistemas deposicionais de margem flexural e máximo avanço da cunha conglomerática vinda da falha de borda (Troccoli, 2013). Com as superfícies propostas após a interpretação do perfil GR do poço 1, é possível a extrapolação das interpretações para o poço 2 através da correlação estratigráfica desses dois perfis geofísicos, já que estão próximos.

2.3.2 Correlação sísmica x poço

Perfis de poços são ferramentas utilizadas na interpretação geológica de uma área que, por serem informações pontuais devem ser analisadas junto a outros dados, como a sísmica de reflexão. Mas, o dado sísmico fornece uma imagem representativa da subsuperfície, ao contrário dos poços que contribuem com informações concretas e pontualmente em profundidade, além do fato que os dois possuem unidades de medida distintas (os dados sísmicos em tempo de trânsito duplo e os perfis em unidades de profundidade), sendo um tanto quando complexo a análise em conjunto. Dessa forma, com a geração do sismograma sintético torna-se possível a correlação entre essas informações, pois o mesmo retrata as propriedades físicas das rochas presentes no perfil. Esse processo é baseado no modelo convolucional do traço sísmico (Equação 2.1):

$$x_t = \omega_t * r_t + \delta_t, \quad (2.1)$$

sendo x_t o traço sísmico, que é resultado da convolução (representada pelo símbolo $*$) entre o pulso sísmico (ou *wavelet*, que depende das características da fonte) ω_t e a função refletividade r_t , somado a um ruído associado δ_t (o qual é desprezado a fim de simplificar os cálculos), dessa forma é possível a geração de um traço sísmico. Sabendo que o contraste de impedância acústica é o que representa a diferença entre uma camada e outra no dado sísmico, a função refletividade r_t pode ser representada pela seguinte equação:

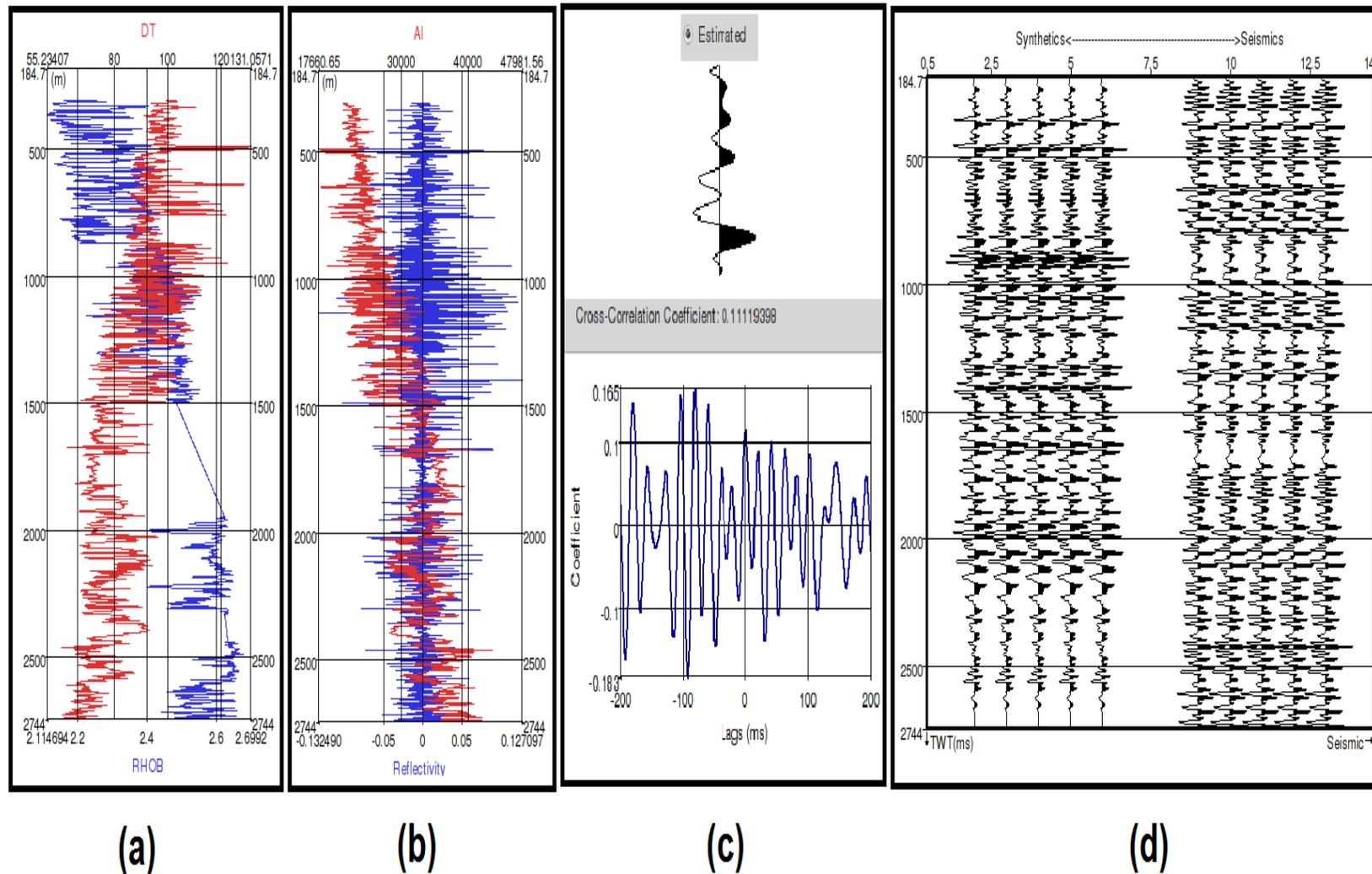


Figura 2.6: Passo a passo no *software OpendTect Pro* da amarração do Poço 1 na Linha A, onde em (a) estão os perfis Sônico (GR em vermelho) e de Densidade (RHOB em azul), (b) a resposta em refletividade calculada através de tais perfis, (c) estão a *wavelet* estimada através do dado sísmico e a correlação cruzada para a construção do sismograma sintético do poço 1, onde foram encontrados baixos valores do coeficiente de correlação devido a baixa qualidade do dado sísmico e em (d) está o traço sintético estimado com relação ao traço sísmico original.

$$r_t = \frac{\rho_1 v_1 - \rho_2 v_2}{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2}, \quad (2.2)$$

onde r_t é a refletividade para um incidência normal, sendo o contraste de impedância acústica o produto entre velocidade (v) e densidade (ρ) do meio e os índices 1 e 2 referem-se às diferentes camadas de rocha, sendo ρ_1 a densidade do meio 1, v_1 a velocidade no meio 1, ρ_2 a densidade do meio 2 e v_2 a velocidade no meio 2. Ou seja, com as informações dos perfis sônico e densidade (Figura 2.6 (a)), podemos calcular (Equação 2.2) a função refletividade (Figura 2.6 (b)).

A *wavelet* é o pulso acústico gerado por uma fonte sísmica, sendo suas principais características são: fase, amplitude e conteúdo de frequência. Ela pode ser conhecida de duas formas: *wavelet* sintética, onde se sabe as características da fonte previamente; *wavelet* extraída do dados sísmico, que é o método mais recomendado. No presente trabalho utilizamos o segundo mecanismo, onde se extraiu a *wavelet* embutida na seção sísmica (Figura 2.6 (c)) em uma janela próxima à região do poço A e com a menor quantidade de ruído possível.

No método sísmico a função refletividade (informação geológica direta) permanece desconhecida a menos que os dados de poços sejam integrados, por meio dos perfis que trazem informações sobre a velocidade (v) da onda na rocha através do perfil sônico e da sua densidade (ρ), pelo perfil de mesmo nome. Sendo assim, de posse desses perfis e da *wavelet* extraída será possível ter a resposta sísmica no local do poço, de modo que o dado sísmico será “amarrado” ao poço. Na medida em que se faz o deslocamento do sintético (para cima ou para baixo) com relação à sísmica (Figura 2.6 (d)) interativamente é calculada a correlação cruzada (*cross-correlation*) entre os traços (Figura 2.6 (c)), que é o valor do grau de similaridade entre os dois traços. Quanto melhor ajustados eles estão, maior será o valor do coeficiente de correlação. Devido a dificuldades com dados sísmicos de baixa qualidade, por exemplo, poderão ocorrer falsas correlações. Como nenhum dos poços possui registro sísmico no poço (*check-shot*), que ajudaria a diminuir as incertezas, o processo torna-se mais complicado.

Os poços 1 e 2 foram amarrados na linha A, como mostra a Figura 2.9 com a disposição dos poços em relação às linhas sísmicas. A correlação foi feita a partir dos perfis sônicos e densidade (Figura 2.6 (a)) além dos critérios de amarração (aspecto visual, correlação cruzada e qualidade da *wavelet*) discutidos. Com esses parâmetros escolhidos, executamos a ferramenta "Amarrar o poço à sísmica" do *software Opentect Pro*, como mostra o esquema da Figura 2.6. As etapas para construção destes sismogramas foram:

- Carregamento dos dados: a disposição da localização e do posicionamento do poço em relação ao *datum* deve ser corretamente carregada. Normalmente, os perfis são

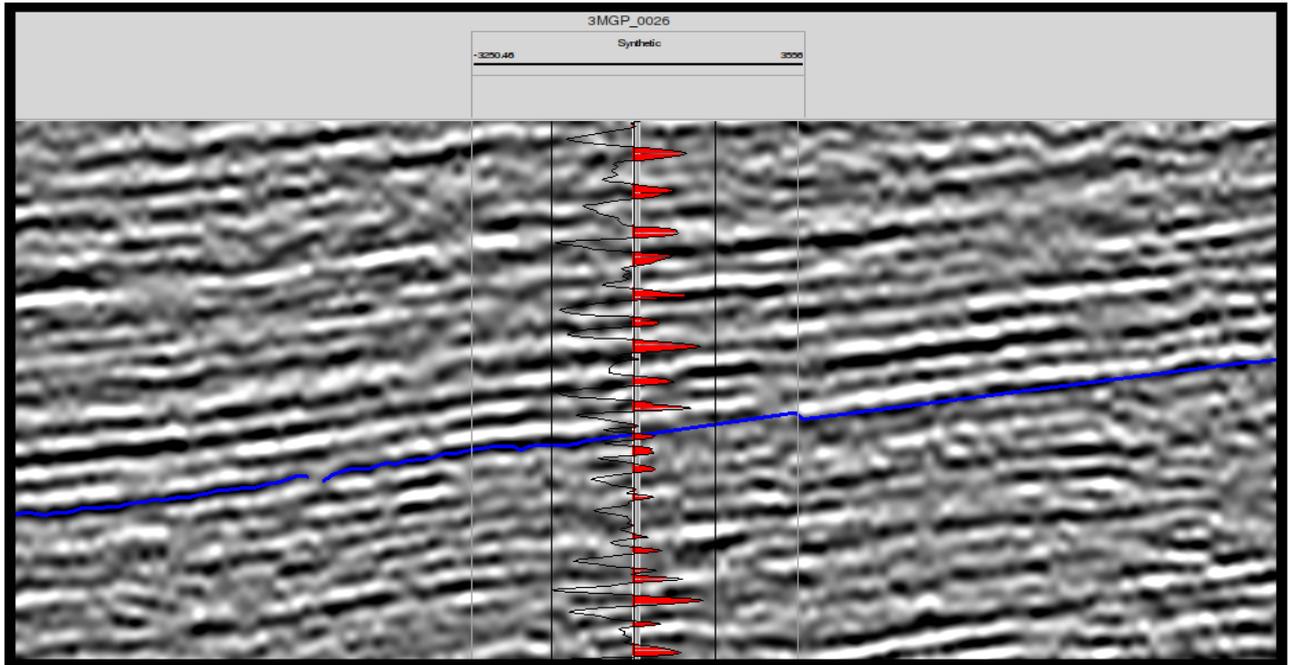


Figura 2.7: Região da Linha A, amarrada com o Poço 1, mostrando a boa correlação entre o traço sísmico sintético e a sísmica.

referenciados a partir da mesa rotativa, portanto os poços foram carregados com a devida diferença em relação ao nível do mar;

- Construção e ajuste do sintético aos dados sísmicos: o *software* utilizado faz todos os processos de maneira automática e interativa. A *wavelet* de fase zero foi extraída (Figura 2.6 (c)) numa janela próxima ao poço, para que o conteúdo de frequência da *wavelet* seja restrito à região de interesse. Com isso o perfil sintético foi gerado e foram feitos ajustes temporais (*timeshift*) com a sísmica (Figura 2.6 (d)).

Após esse processo, analisamos que houve uma boa concordância visual entre os picos do traço sísmico sintético e a sísmica original (Figura 2.7), mas um baixo coeficiente de correlação (Figura 2.6 (b)), o que é justificado pela baixa qualidade do dado sísmico.

2.3.3 Interpretação sismoestratigráfica das linhas sísmicas

Como o objetivo do trabalho é a localização de regiões com maior potencial gerador buscamos mapear possíveis horizontes referentes a sistemas deposicionais lacustres, ambiente das rochas geradoras da bacia do Recôncavo. A partir dos poços foram interpretados 3 fases de formação desse ambiente logo, haveriam 3 possibilidades para Superfícies de Máximo Riftingamento (SMR), que se caracteriza pela máxima expansão do sistema lacustre, já que durante o TTDR há a formação dos grandes lagos, os quais propiciariam um ótimo ambiente gerador.

Sendo assim, os horizontes de interesse escolhidos foram as SMR sendo, por consequência, os TTDRs foram o foco da nossa análise.

Foi feita uma estudo inicial na linha A, já que nela haviam informações de poços, para melhor entender os horizontes que seriam mapeados e interpretados. Pela presença de ruídos e baixa continuidade dos refletores e algumas regiões do dado preferiu-se realizar as seguintes ações:

- Mapeamento das terminações de refletores em que se tinha maior confiabilidade, ou seja, nas regiões mais superiores do dado e que abrangesse a área do poço, já que por ter um maior volume de dados a confiabilidade seria maior (Figura 2.9);
- Mapeamento de possíveis falhas e fraturas (Figura 2.8);
- Interpretação das superfícies presentes (pelas terminações demarcadas) e dos tratos tectônicos (já interpretados nos poços), para relacionar a geometria encontrada na sísmica (Figura 2.10).

Após concluir essas etapas na linha A, extrapolamos essa interpretação para linha B (já que nela não haviam poços próximos). Dessa maneira, a mesma análise (mapeamento das terminações de refletores para interpretação das superfícies e tratos tectônicos) foi feita na linha B, resultando em uma seção composta interpretada e com amarração das informações do poço em conjunto com as técnicas da sismoestratigrafia, como mostrado a Figura 2.10.

Como, segundo a interpretação feita, o Poço 1 só vai até a fase rifte e a região mais inferior das linhas são de baixa qualidade optamos por não mapear a fase pré-rifte, ademais, interpreta-la não era de nosso interesse já que a geração de hidrocarboneto da bacia foi na fase rifte. Com isso analisamos as 3 SMRs interpretadas e seus respectivos TTDRs para escolha da nossa região de interesse e alguns observações foram feitas:

- A partir de estudos anteriores (Capítulo 1) e de análises no Carbono Orgânico total de outros poços vizinhos que tinham informações geoquímicas percebemos que a profundidade onde havia os maiores valores iam além de 2250m;
- Com a estratigrafia de sequências aplicada à interpretação dos Poços e das Linhas sísmicas não foi possível mapear com confiabilidade o início do TTDR1, não sabendo assim seu comportamento em maiores profundidades.

Essa análise corroborou para exclusão do TTDR1, limitada pela SMR1, já que alcançou profundidades maiores que 3000m. Com relação a SMR3, por ser mais próxima da superfície e com isso ter menor pressão litostática para geração de matéria orgânica, achamos que esse

não seria a melhor localidade para geração logo excluimos o TTDR3, limitada pela SMR3, da nossa análise. Sendo assim, escolhemos o TTDR2, limitada pela SMR2 como maior potencial gerador e foi nela que enfocamos nossa atenção na análise dos atributos sísmicos.

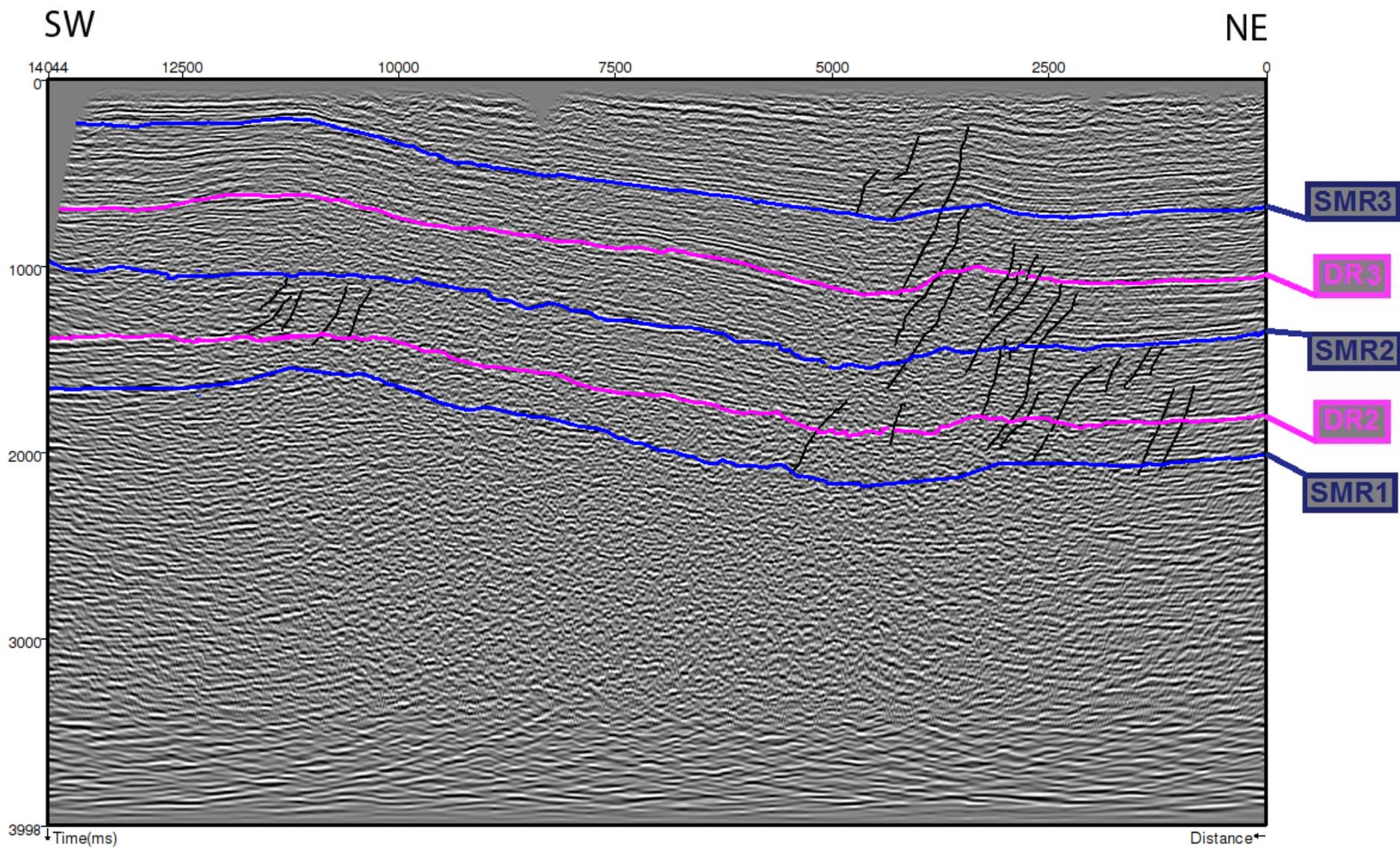


Figura 2.8: Linha A (SW/NE) com a interpretação dos seus horizontes e fraturas.

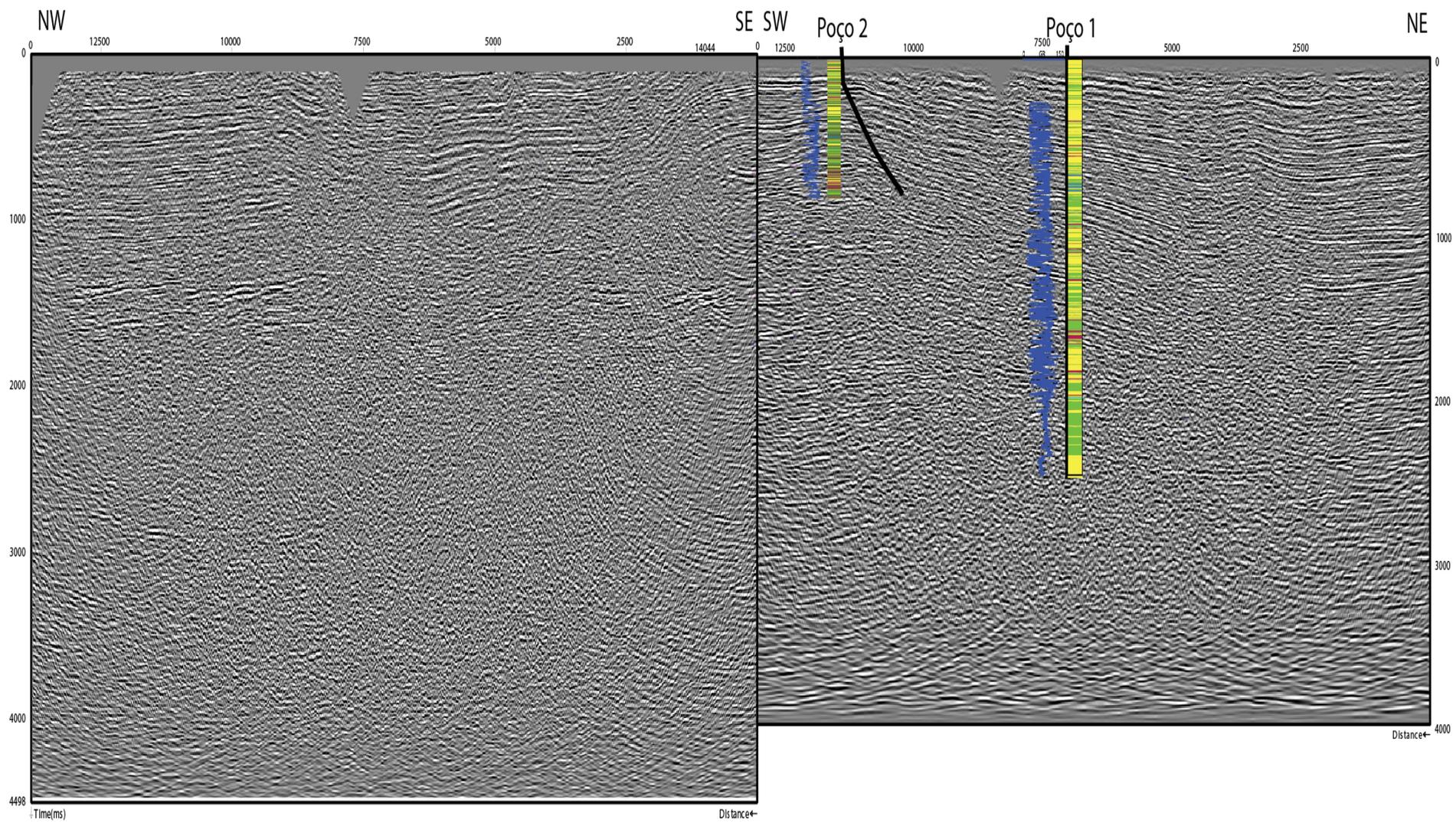


Figura 2.9: Linhas A (NW/SE) e B (SW/NE) originais, com os poços que foram amarrados a ela.

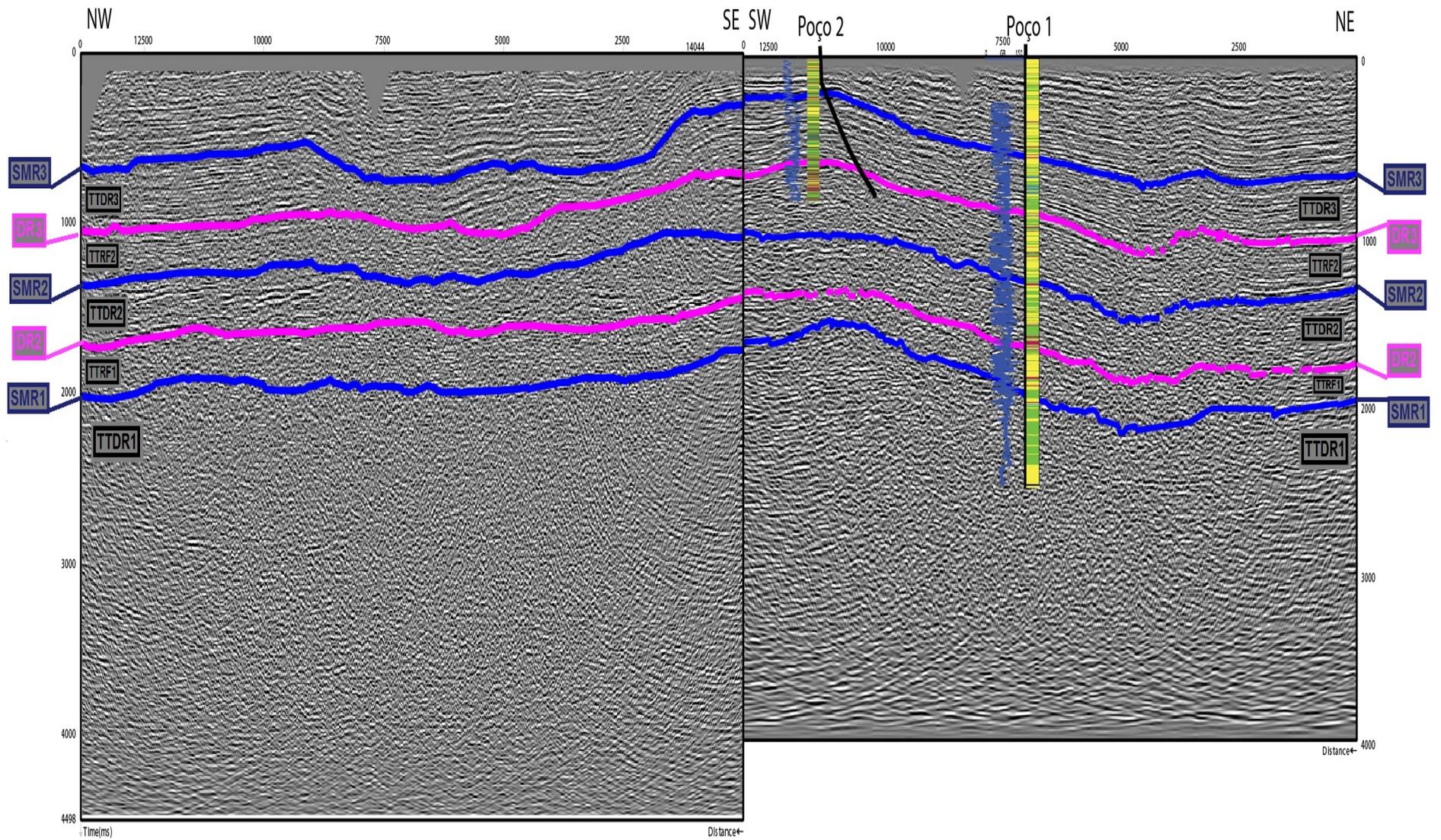


Figura 2.10: Linhas A (NW/SE) e B (SW/NE) originais, com os poços que foram amarrados e com os horizontes interpretados.

2.4 Aplicação dos atributos sísmicos

Após selecionar a região do TTDR2 limitada pela SMR2 como sendo de nosso interesse, o próximo passo foi à aplicação de diversos atributos sísmicos com o objetivo de entender o comportamento deles, relacionando-os com informações físicas esperadas de um local com acúmulo de hidrocarboneto.

Capítulo 3

Resultados

Neste capítulo serão mostrados os resultados dos atributos sísmicos, etapa posterior à interpretação sismoestratigráfica das seções sísmicas A (Figura 2.4(a)) e B (Figura 2.5(a)) localizadas na Bacia do Recôncavo; os atributos foram gerados através do *software Opend-Tect Pro*. Posteriormente houve a discussão de quais características os atributos realçaram no dado sísmico.

Amplitude Instantânea: Podemos perceber anomalias de alta amplitude na região do TTDR2 (entre 1000 e 2000 *ms*) da Linha B (Figura 3.2), sugerindo um alto contraste de impedância acústico e mudança no ambiente deposicional, demonstrando assim uma possível região com acumulação de óleo e gás. Na Linha A (Figura 3.1) isso não ocorre na região da TTDR2, mas em outras regiões mais superiores.

Frequência Instantânea: Podemos perceber anomalias de baixa frequência na região do TTDR2 (entre 1000 e 2000 *ms*) da Linha B (Figura 3.4), de modo que nas mesmas regiões do dado de amplitude instantânea foi interpretado uma anomalia de alta amplitude (Figura 3.2), o que representa um bom indício da presença de hidrocarboneto nesse local. Na Linha A (Figura 3.3) isso não ocorre na região da TTDR2.

Energia: Como o atributo de energia tem relação diretamente proporcional com a amplitude instantânea podemos compara-los e perceber a boa correlação visual de ambos, dando uma maior confiabilidade nas interpretações feitas com a amplitude instantânea. Ou seja, vemos anomalias de alta amplitude na região do TTDR2 (entre 1000 e 2000 *ms*) da Linha B (Figura 3.6). Já na Linha A (Figura 3.5) as anomalias se distribuem por várias localidades do dado.

Similaridade: Interpretando a seção B de Similaridade (Figura 3.8), mediante as análises feitas dos outros atributos (Figuras 3.2, 3.4, 3.6), podemos perceber que a região com indícios de presença de hidrocarboneto tem alta similaridade, o que demonstra que, teoricamente, não é uma região muito fraturada, mas sim contínua. Já a seção A deste atributo (Figura 3.7) possui baixíssima similaridade na região onde foram interpretadas fraturas (Figura 2.8), confirmando tal interpretação feita.

TecVA: Com este atributo foi possível dar um aspecto de relevo ver saltos de amplitude no TTDR2 da seção B (Figura 3.10, mesma região analisada através dos atributos anteriormente aplicados, auxiliando assim na interpretação e facilitando a visualização da geometria desse possível reservatório não convencional. Já a seção A deste atributo (Figura 3.9) as anomalias se distribuem por várias localidades do dado, de forma a não auxiliar no estudo em questão.

Relação entre Amplitude e Frequências Instantâneas: Após a análise de todos os atributos sísmicos aplicados percebemos que a região do TTDR2 (delimitada superiormente pela SMR2) mostrou boas respostas já que foi possível interpretar anomalias de alta amplitude e baixa frequência instantâneas, o que pode representar um possível acúmulo de hidrocarboneto. Com isso, fizemos o cálculo de um meta-atributo:

$$p(t) = \frac{a(t)}{f(t)} \quad (3.1)$$

no qual $a(t)$ é a amplitude instantânea, $f(t)$ a frequência instantânea. Com esse meta-atributo, buscamos encontrar uma relação matemática que, simultaneamente, representasse altos de $a(t)$ e baixos valores de $f(t)$, resultando em altos valores numéricos de $p(t)$, de maneira que esse último não tem um significado físico que não seja a da proporção entre os dois atributos utilizados no seu cálculo.

Este meta-atributo foi aplicado apenas na seção B, pois as anomalias de $a(t)$ e $f(t)$ mostraram melhores resultados nesta linha. Podemos ver o resultado na Figura 3.11, que mostra algumas anomalias no TTDR2 e em regiões destacadas nas Figuras 3.2 e 3.4, mostrando a boa aplicabilidade do mesmo.

De acordo com o que foi discutido no capítulo 1, em teoria, a rocha reservatório (folhelho) teria como resposta anomalias de altas frequências, já que os folhelhos são compostos pela união de finas camadas sobrepostas. Mas outra possível interpretação é que os folhelhos estão fraturados, logo a resposta em frequência instantânea seria em anomalias com baixa frequência, a qual foram percebidas na Figura 3.4.

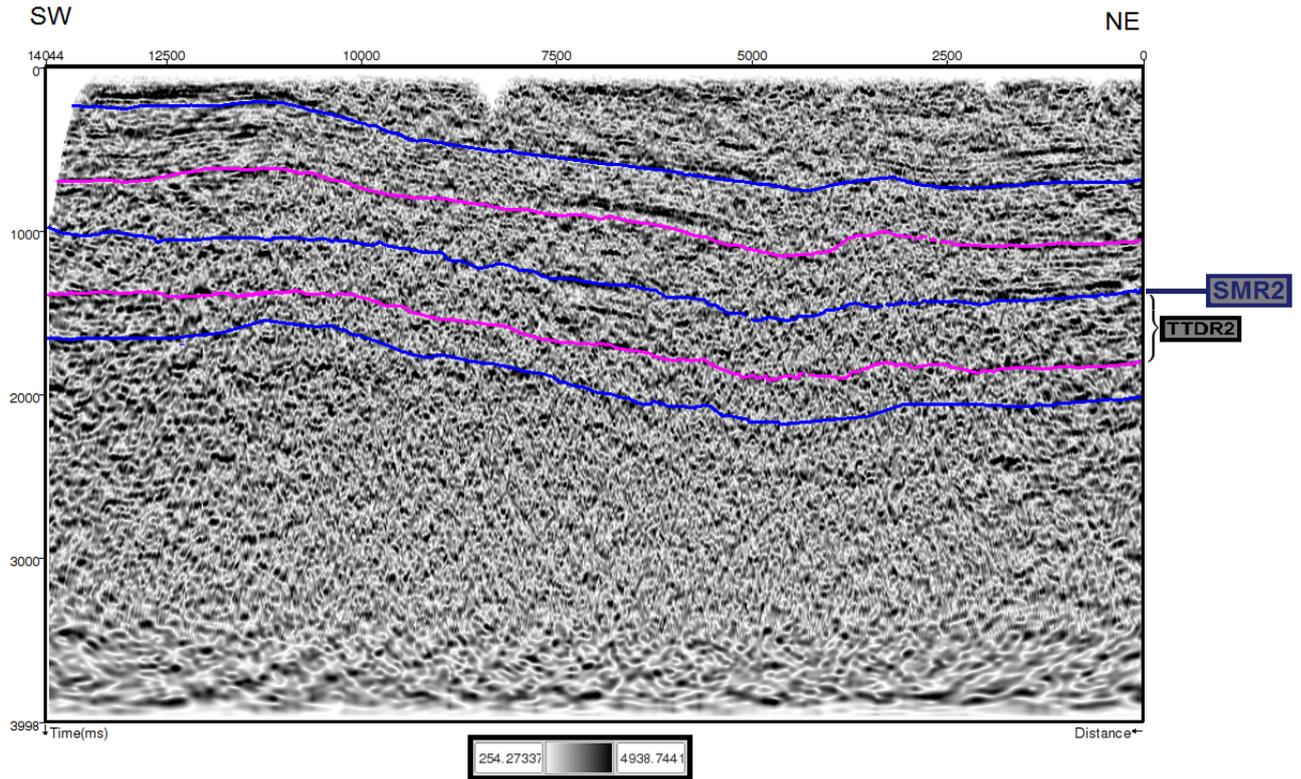


Figura 3.1: Atributo sísmico de Amplitude Instantânea aplicado a linha A

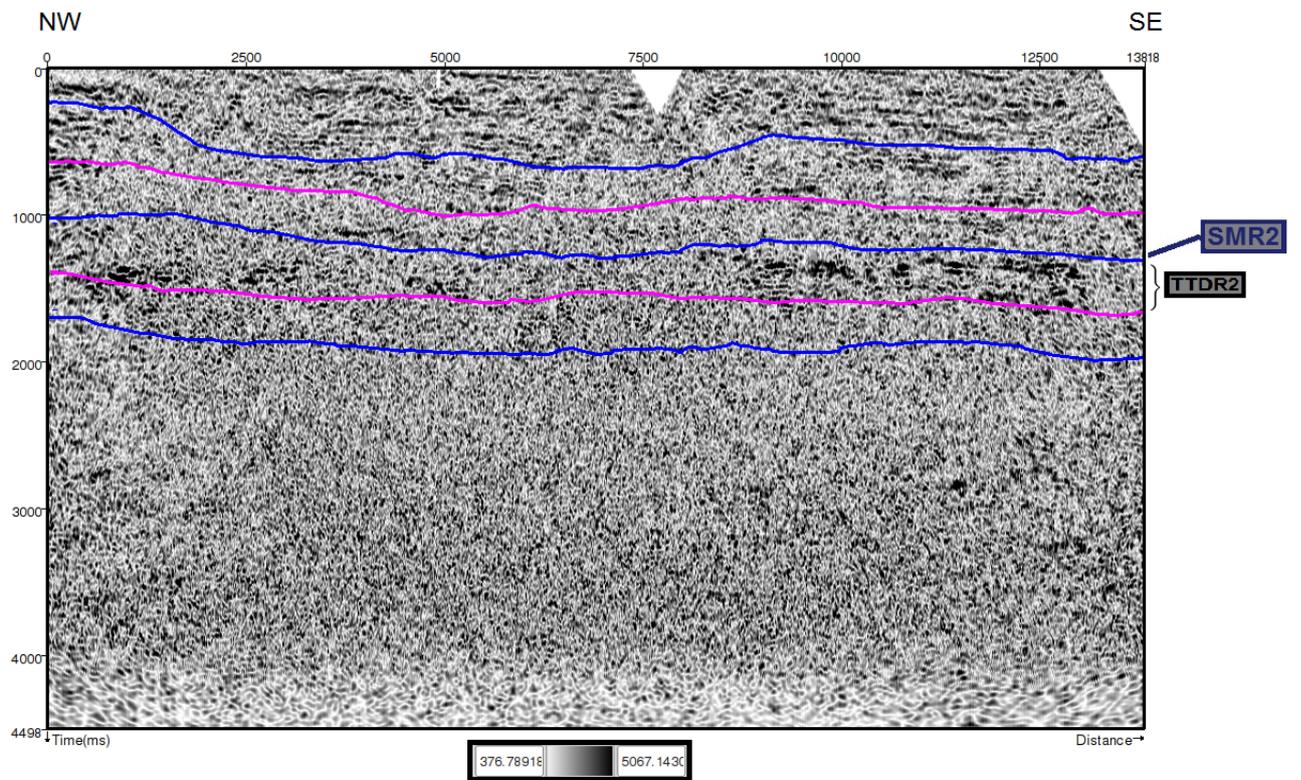


Figura 3.2: Atributo sísmico de Amplitude Instantânea aplicado a linha B

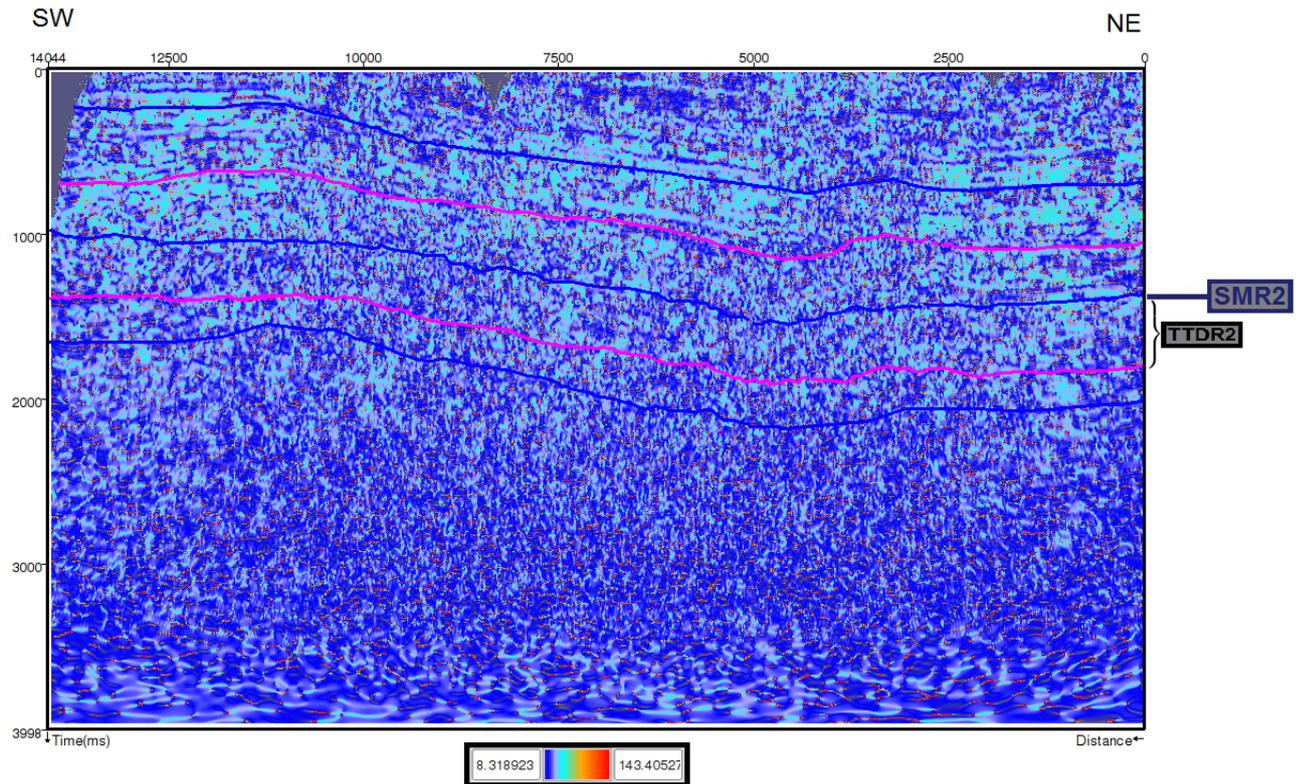


Figura 3.3: Atributo sísmico de Frequência Instantânea aplicado a linha A

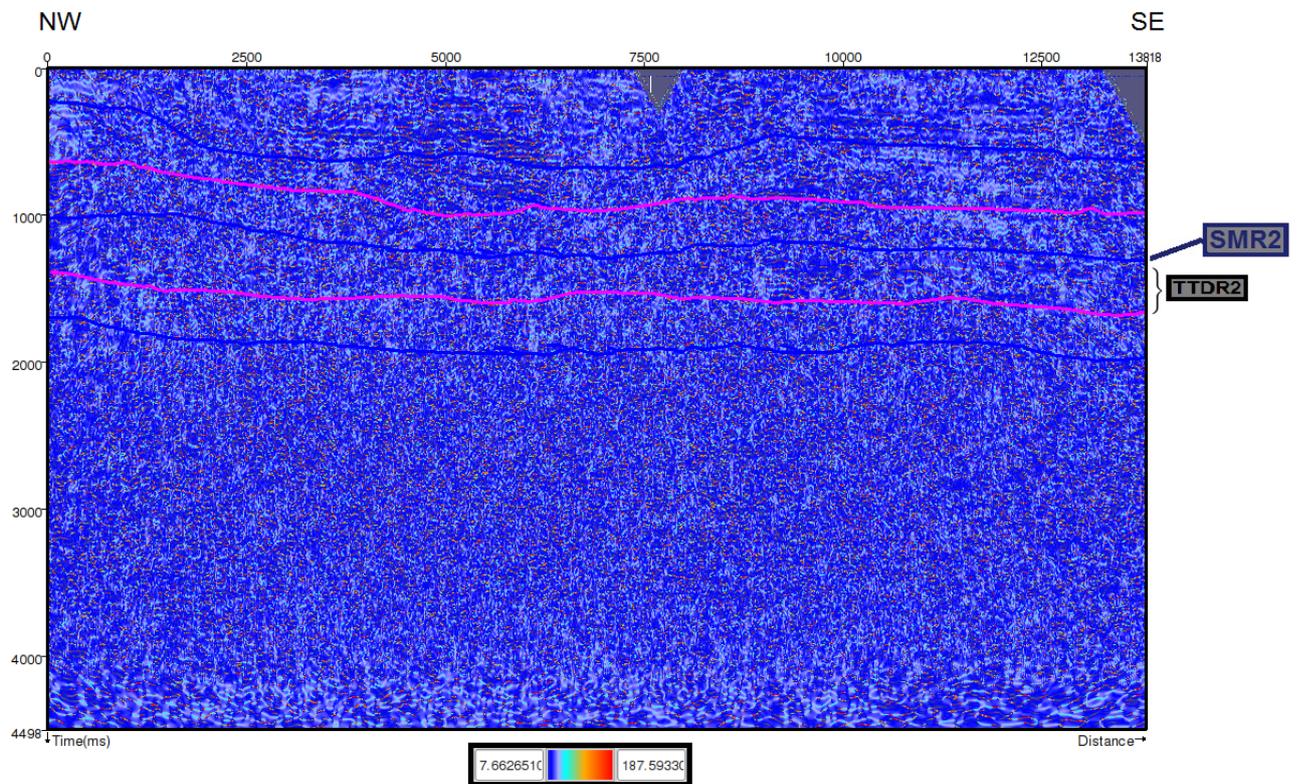


Figura 3.4: Atributo sísmico de Frequência Instantânea aplicado a linha B

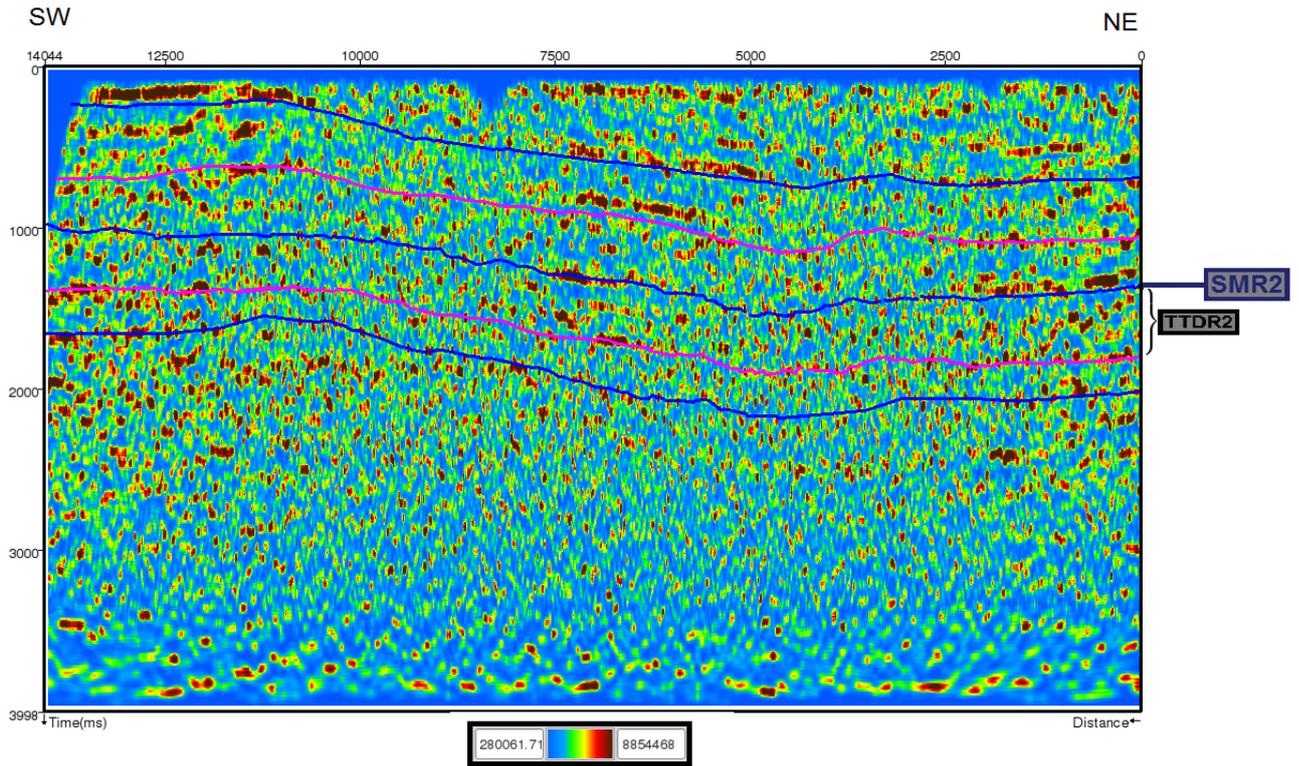


Figura 3.5: Atributo sísmico de Energia aplicado a linha A

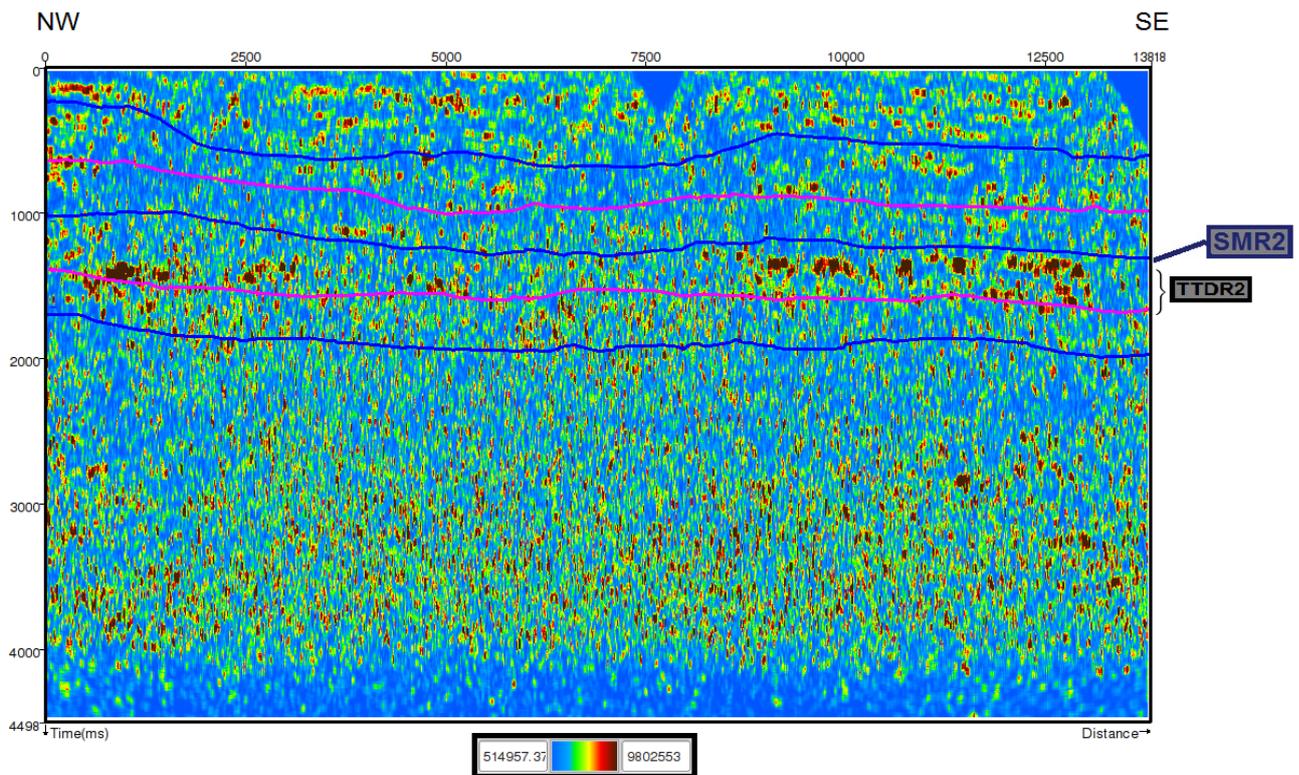


Figura 3.6: Atributo sísmico de Energia aplicado a linha B

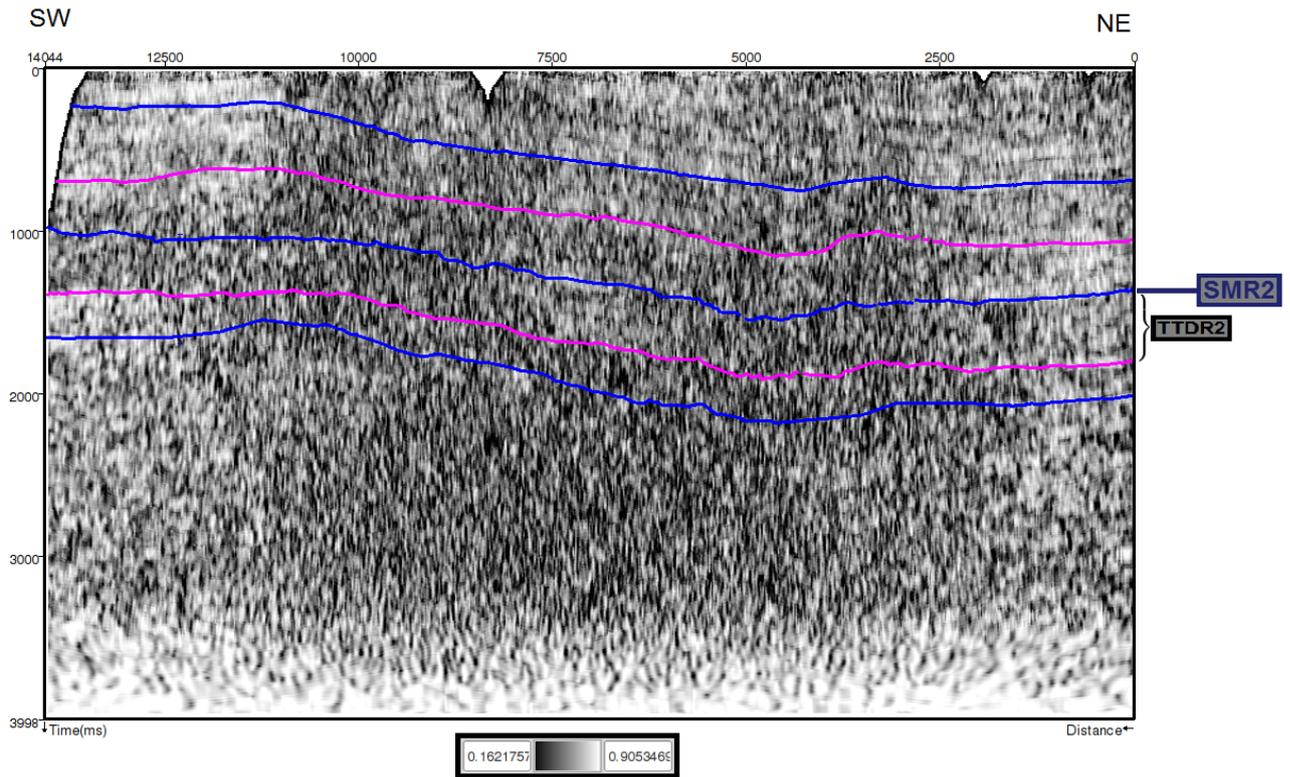


Figura 3.7: Atributo sísmico de Similaridade aplicado a linha A

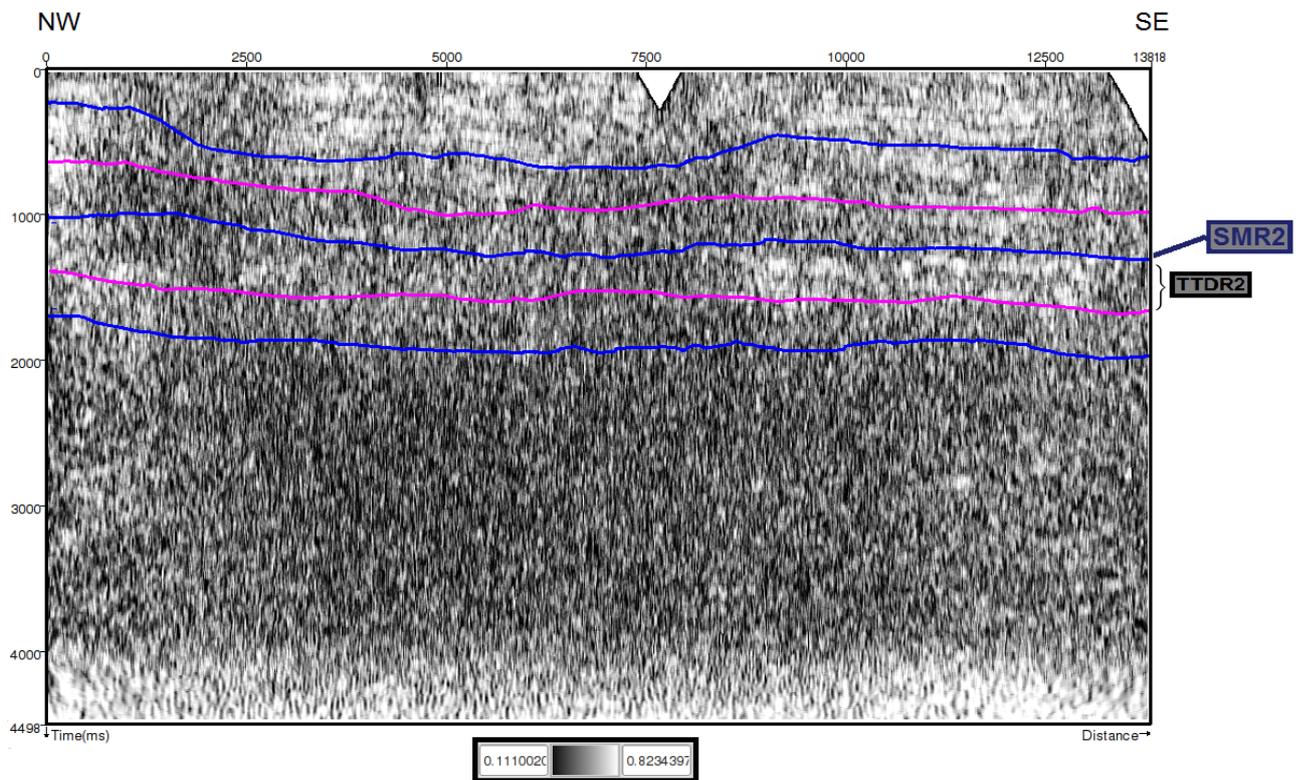


Figura 3.8: Atributo sísmico de Similaridade aplicado a linha B

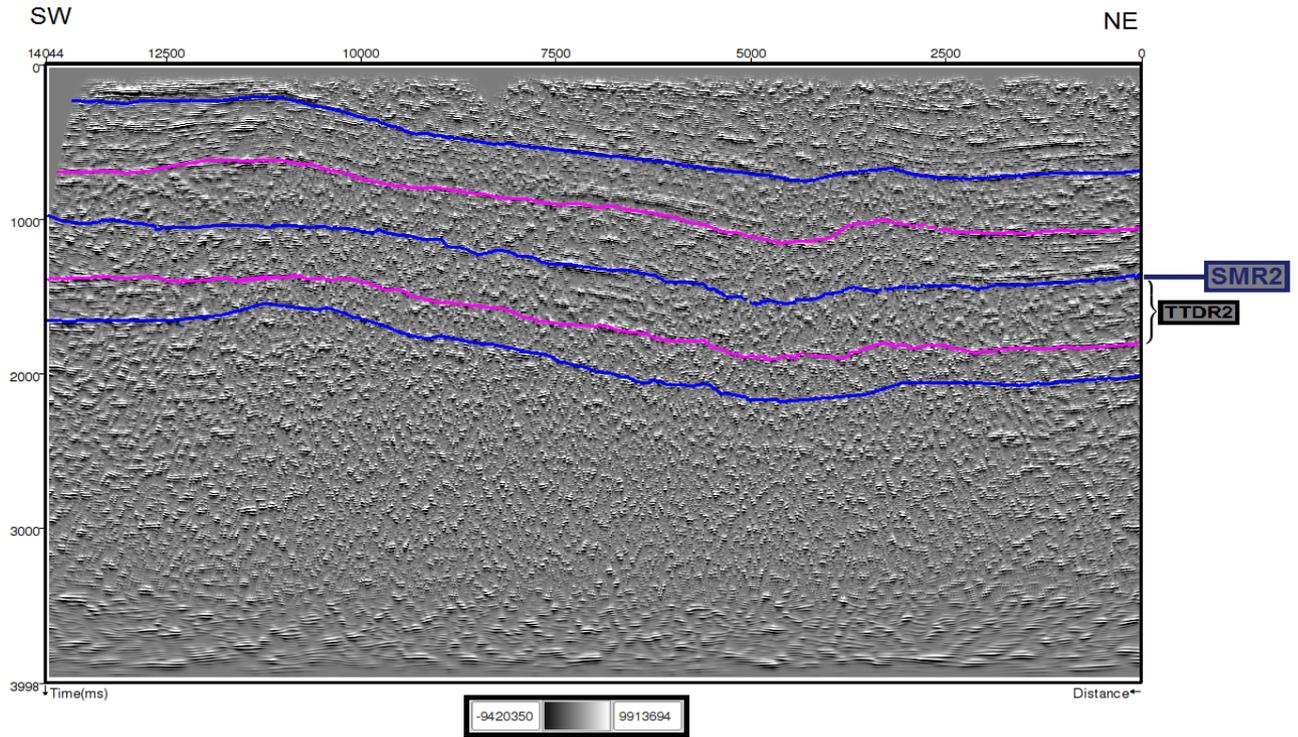


Figura 3.9: Atributo sísmico de Técnica de Volume de Amplitude (TecVA) aplicado a linha A

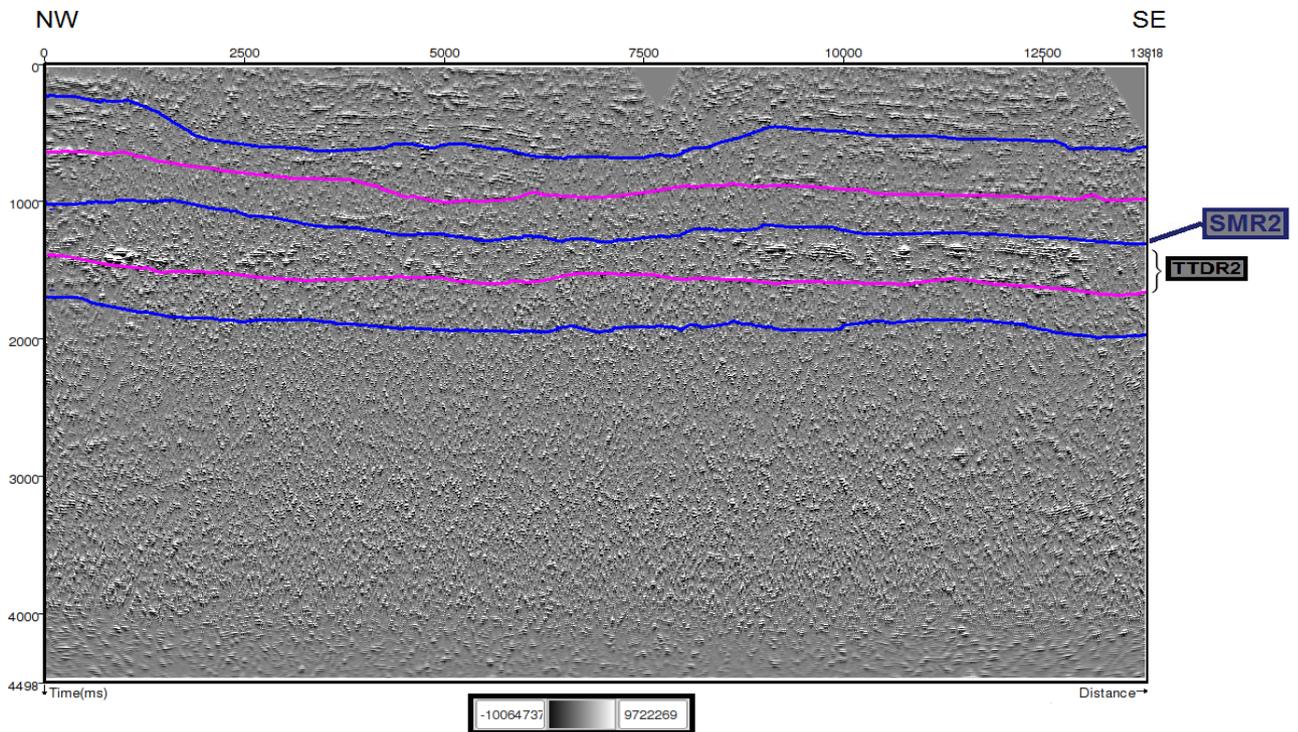


Figura 3.10: Atributo sísmico de Técnica de Volume de Amplitude (TecVA) aplicado a linha B

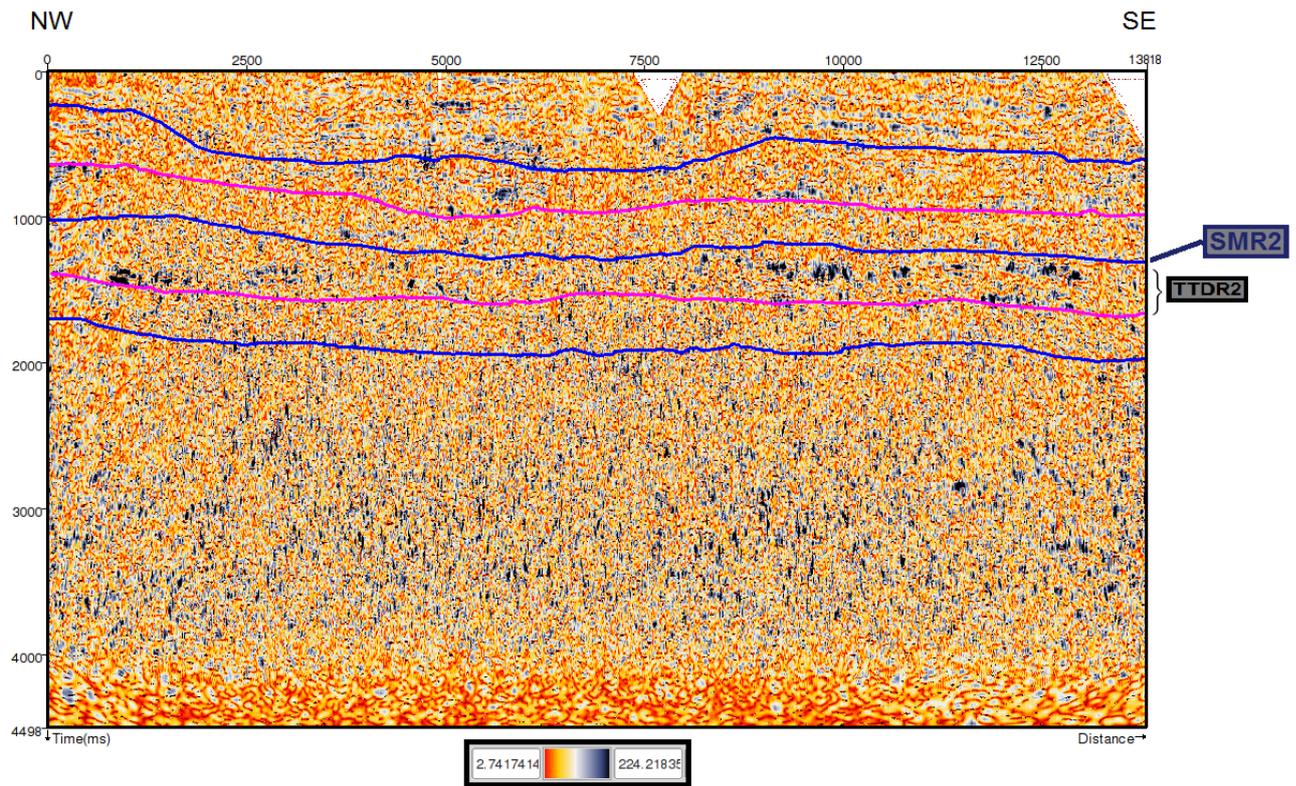


Figura 3.11: Atributo sísmico de Amplitude Instantânea dividido pela Frequência Instantânea aplicado a linha B

Capítulo 4

Conclusões

A aplicação do filtro SVD possibilitou um melhor imageamento da subsuperfície, pois visivelmente atenuou os ruídos presentes no dado. Por outro lado foi possível perceber que nem sempre essa diminuição de ruídos é boa, já que pode atenuar também informações geológicas de forma a prejudicar a interpretação estratigráfica dos horizontes sísmicos.

A análise dos perfis geofísicos de poços possibilitou um entendimento inicial sobre a história deposicional da bacia. A integração dos dados de poços através da construção dos sismogramas sintéticos auxiliou nas interpretações feitas nos perfis para os dados sísmicos. A interpretação sísmica, correlacionada com os perfis geofísicos, proporcionou bons resultados no mapeamento das superfícies deposicionais e discordâncias, bem como dos tratos tectônicos das estruturas presentes no rifte.

Com a aplicação dos atributos sísmicos foi possível identificar anomalias que indicam possíveis acumulações de hidrocarboneto através, principalmente, dos atributos de amplitude e frequência instantânea; por isso, foi feita a união desses atributos em um meta-atributo na tentativa de sugerir uma forma mais direta para indicar essas regiões de interesse, tendo bons resultados. É importante ressaltar que pelo fato de termos usado poucos dados, e os mesmos serem de baixa qualidade, torna totalmente possível que a região aqui descrita como geradora (ou reservatório do tipo não convencional) pode representar a região da rocha reservatório do sistema petrolífero conhecido da bacia em questão.

Um estudo mais abrangente utilizando um maior banco de dados, seria altamente recomendável para confirmar a sugestão da região de geração petrolífera feita através da metodologia aqui empregada. A aplicação de atributos sísmicos em volumes de dados 3D seria o mais apropriado

Agradecimentos

Agradeço a Deus que em sua imensurável sabedoria me colocou nessa encarnação, onde agradeço a oportunidade de conseguir fechar esse ciclo, que só eu e Ele sabemos o quanto foi árduo.

Quando eu nasci já tinha uma família inteira me esperando com todo amor do mundo. Gostaria muito de agradecer a minha mãe, Ivete Lira, que sempre me apoio em TUDO que eu sonhei e deu TODO amor e suporte possível (e impossível) para que isso fosse possível; a meu pai, Julio Fontes, que sempre deu todo o carinho e amor e foi meu exemplo de honestidade e caráter na vida profissional; ao meu irmão mais velho, Julinho, que ao mesmo tempo que era meu super protetor, fazia de tudo para me fazer feliz; ao meu irmão do meio (ele ama isso kkkk), Caio, que me apresentou a essa ciência, que sempre me perturbou, mas que também sempre me mostrou como evoluir com minhas próprias pernas e do meu jeito. Eles todos conviveram (e me suportaram) durante toda a vida e durante essa jornada de altos e baixos chamada universidade. Amo vocês e muito obrigada por terem sido meus protetores e apoiadores incondicionais, pois afinal, um sonho nunca se sonha sozinha. Minha avó, Osinete Lira, por ter ajudado a me criar, educar e me ensinar que sim, a vida é uma luta, mas é nosso papel enfrentar ela de frente! A minha querida família Lira: Otair Junior, Ana Paula (dinda), Mabel e Ciça, muito obrigada por animarem meus dias e me apoiarem sempre! A minha sobrinha, Maya, que se tornou a luz da nossa família e me alegrou nesse último ano de graduação. As minhas cunhadas, Joyce Beltrão e Michelle Graça, que muitas vezes conversaram comigo (até mais que meus irmãos) e sempre acolheram. Saibam que amo vocês como se fossem as irmãs que não tive.

Não poderia esquecer de quem também me aturou durante todos esses 4 anos (afinal, eu passava mais tempo na faculdade do que em casa): Tainã Pinheiro (Tai), a que conheci no cursinho e com seus resumos (e pendrive) sempre me colocaram pra cima; Priscilla Alvarez (Prips), com seu caminhar lento (literalmente) me mostrou que tamanho não é documento e mesmo sendo de outro universo (do rock, bb) seu bom coração me ajudou a manter a calma. O nosso PPT esteve unido nos dias bons e ruins dessa caminhada. Ao infinito e além!

A NPós, Juliana Araújo (Ju) e Jeferson Fonseca (Jeff), que me proporcionaram mo-

mentos de muita alegria e aprendizado, mostrando que o ambiente de trabalho também pode ser leve.

Também aos nossos chefes no NProS, Wilker Souza (Duzam) e Rafael Manenti (Mani), pois foram eles que me deram a primeira oportunidade de poder trabalhar na universidade, me proporcionando crescimento na vida acadêmica; eles que são amigos do meu irmão (e agora colega de profissão) e que se tornaram meus amigos também.

Ao meu orientador, Milton J. Porsani, por acreditar no meu potencial e a todos os professores e funcionários do CPGG-UFBA que contribuíram direta ou indiretamente em minha formação e conclusão deste trabalho.

Agradeço imensamente a Daniel (Cav), que me ajudou em praticamente todos os momentos desse trabalho, inclusive fazendo parte da banca examinadora. Sem ele não teria conseguido!

A Roberto Rosa que foi meu professor durante a graduação e também aceitou participar da banca.

A minha turmalina, que entraram comigo em 2014.1 e por mais heterogêneos que fossemos, sempre compartilhamos muitos momentos juntos: Ana Carolina Mançúr (Carol), Daniel Mascarenhas (Minicrack), Mateus Maia, Lucas Bitencourt, Lara Maria (Larocs), Mariana Miranda (Marry), Fernanda Faria (Dentinho), Isis Berbert (Zzs), Mylena Menezes (Mms), Cibele Coelho (Cibs), Fabrício Conceição (Cabeça), Flávio Barbosa (Flábio), Yan Viegas e Bruna Dantas. Cada um seguiu um caminho diferente, mas todas as vezes que nos encontramos, parece que nunca nos separamos. Muito obrigada por todos os momentos vividos!

Também não posso deixar de agradecer a geofamily, grupo que surgiu no primeiro semestre apenas pra organizar o pós-trote, e até hoje está firme e forte.

Minhas amigas, Lari e Paulinha, que sempre fizeram parte da minha vida.

A todos os funcionários do IGeo que sempre proporcionaram um bom ambiente de estudos e trabalho.

Ao LAGEP-UFBA pela estrutura e recursos disponibilizados, bem como ao INCT-GP pelo auxílio financeiro por meio de bolsa de iniciação científica.

Todos que passaram pela minha caminhada: GRATIDÃO!

Referências

- Balch, A. (1971) Color sonagrams: A new dimension in seismic data interpretation, *Geophysics*, **36**(6):1074–1098.
- Barnes, A. E. (2007) A tutorial on complex seismic trace analysis, *Geophysics*, **72**(6):W33–W43.
- Bulhões, E. M. e de Amorim, W. N. (2005) Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (tecva), In: *9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*.
- Catuneanu, O.; Abreu, V.; Bhattacharya, J. P.; Blum, M. D.; Dalrymple, R. W.; Eriksson, P. G.; Fielding, C. R.; Fisher, W. L.; Galloway, W. E.; Gibling, M. R.; Giles, K. A.; Holbrook, J. M.; Jordan, R.; Kendall, C.; Macurda, B.; Martinsen, O.; Miall, A.; Neal, J.E. Nummedal, D.; Pomar, L.; Posamentier, H.; Pratt, B.; Sarg, J.; Shanley, K.; Steel, R.; Strasser, A.; Tucker, M. e Winker, C. (2009) Towards the standardization of sequence stratigraphy, Elsevier, **92**(1):1–33.
- Chopra, S. e Marfurt, K. J. (2007) Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization, vol. 11, Society of Exploration Geophysicists Tulsa, Oklahoma.
- Coleta, O. (2013) Reservas brasileiras de gás convencional e potencial para gás não convencional, In: *Apresentação da Agência Nacional do Petróleo*, Rio de Janeiro, Brasil, ANP.
- Coutinho, L. F. C. (2008) Análise do balanço material do petróleo em uma região em fase de exploração madura - Bacia do Recôncavo, Brasil, Tese de Doutorado, Universidade Federal da Bahia, Rio de Janeiro, Brasil.
- Dantas, A. L. (2017) Seismic processing applied to shale-gas reservoir characterization in Recôncavo basin, In: *Resumos Expandidos, 150. Congr. Intern. da SBGf*, vol. 1, Rio de Janeiro, SBGf.
- Destro, N. (2002) Falhas de alívio e de transferência: O significado tectônico e econômico no rifte do recôncavo-tucano-jatobá, ne brasil, Federal University of Ouro Preto, Brazil, PhD, 173p.

-
- Fontes, C. M. L. C. (2014) Tomografia de atenuação através da decomposição em valores singulares, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Freire, S. L. M. (1986) Aplicações do método de decomposição em valores singulares no processamento de dados sísmicos, Tese de Doutorado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Freitas, U. O. (2014) Estratigrafia de sequências em bacias rifte utilização de atributos sísmicos em suporte à análise sismoestratigráfica na Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Gawthorpe, R. L. e Leeder, M. R. (2000) Tectono-sedimentary evolution of active extensional basins, *Basin Research*, **12**(3-4):195–218.
- Gontijo, L. F. (2011) Estudo de mecanismos e processos de sedimentação em fluxos gravitacionais de sedimento da formação maracangalha, membro caruaçu. aplicação da metodologia de estudo rocha X perfil na predição da qualidade dos reservatório., Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Holz, M. (2012) Estratigrafia de Sequências: histórico, princípios e aplicações, Interciência.
- Holz, M.; Moreira, F. e Troccoli, E. (2015) A conceptual sequence stratigraphy model for continental rift successions based on the recôncavo basin, cretaceous, brazil, In: *20. International Congress on Stratigraphy*, vol. 1, Austria, STRATI 2015.
- IPT (2012) Gás de folhelho: Estudo de pré-viabilidade busca analisar potencialidade e impacto do insumo no estado de São Paulo, IPT Notícias, **1**.
- Manenti, R.; Souza, W. e Porsani, M. (2017) Deep structures seismic enhancement using singular spectral analysis in time and frequency domain-application in a parnaíba basin line-brazil, In: *79th EAGE Conference and Exhibition 2017*.
- Manenti, R. R. (2013) O uso da transformada radial e filtros SVD e derivada temporal 2d para atenuação do ground-roll, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Milani, E.; Brandão, J.; Zalán, P. e Gamboa, L. (2000) Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas, *Brazilian Journal of Geophysics*, **18**(3):351–396.
- Milhomem, P. S.; De Maman, E. J.; Oliveira, F. M.; Carvalho, M. S. S. e Souza Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo, *Phoenix*, **11**:Ano 5.
- Monterio, G. C. (2013) Estudo de gás de folhelho na formação Ponta Grossa, bacia do Paraná, Trabalho de Graduação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brasil.

-
- Motta, M. P. (2007) Técnicas de análise espectral volumétrica aplicadas à interpretação sísmica, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Moumount, Z. I. (2014) Análise tempo-frequência do sinal sísmico utilizando a distribuição Wigner-Ville e o método de máxima entropia: aplicações para estimativa do fator Q e de atributos, Tese de Doutorado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Nery, G. G. (2013) Perfilagem Geofísica em poço aberto - fundamentos básicos com ênfase em petróleo, SBGF.
- Oliveira, G. M. (2014) Estudo de reservatório não convencional do tipo gás de folhelho, Trabalho de Graduação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brasil.
- Oliveira, L. S. (2012) Estudo de fraturas e diagênese em folhelhos produtores de hidrocarbonetos do Membro Gomo da Formação Candeias, Bacia do Recôncavo: Correlação tipos de fraturas X evolução diagenética, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Porsani, M. J.; Silva, M. G.; Melo, P. E. M. e Ursin, B. (2009) Ground-roll attenuation based on svd filtering, In: *SEG Expanded Abstracts*, vol. 28, pp. 3381–3385, SEG.
- Porsani, M. J.; Ursin, B.; Silva, M. G. e Melo, P. E. M. (2013) Dip-adaptive singular-value decomposition filtering for seismic reflection enhancement, *Geophysical Prospecting*, **61**(1):42–52.
- Prates, I. e Fernandez, R. (2015) Bacia do Recôncavo: Sumário geológico e setores em oferta, In: *Décima Terceira Rodada de Licitações: Agência Nacional do Petróleo*, Rio de Janeiro, Brasil, ANP.
- Ribeiro, T. J. (2015) Estudo de reservatórios não convencionais de shale gas no Brasil, Trabalho de Graduação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil.
- Rodrigues, V. H. R. S. (2015) Aplicação da tomografia de tempos de trânsito a dados do campo de Miranga, bacia do Recôncavo, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Sarnelli, C. (1988) Campo de Miranga profundo: histórico e peculiaridades, PETROBRAS, Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, **3**:39–53.
- SBGF (2014) Reservatórios não convencionais, *Boletim SBGF*, **87**:18–22.
- Silva, M. G.; Porsani, M. J. e Ursin, B. (2016) A single-trace singular-value decomposition method with application to the ground-roll removal, In: *2016 SEG International Exposition and Annual Meeting*, vol. 1, pp. 16–21, Dallas, Texas, SEG.
- Souza, V. A. (2014) Caracterização de reservatórios não convencionais/ tight gas, Trabalho de Graduação, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Brasil.

-
- Souza, W. E. (2016) Determinação automática das primeiras quebras e aplicações na correção estática e processamento sísmico da Bacia do Parnaíba, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Subrahmanyam, D. e Rao, P. H. (2008) Seismic attributes—a review, In: *7th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad*, pp. 398–404.
- Taioli, F. (2013) Gás de folhelho no Brasil - perspectivas e dúvidas, Anais da 65o. Reunião Anual da SBPC, **1**.
- Taner, M. T. Koehler, F. e Sheriff, R. E. (1979) Complex seismic trace analysis, *Geophysics*, **44**:1041–1063.
- Taner, M. T. (2001) Seismic attributes, *CSEG recorder*, **26**(7):49–56.
- Taner, M. T. e Sheriff, R. E. (1977) Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: section 2. application of seismic reflection configuration to stratigraphic interpretation.
- Troccoli, E. B. (2013) Estratigrafia de sequências em bacias rifte. Aplicação na região Nordeste da Bacia do Recôncavo (Campo de Quiambina), Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.
- Vail, P. R.; Mitchum Jr., R. M.; Todd, R. G.; Widmier, J. M.; Thompson III, S.; Sangree, J. B.; Bubbs, J. N. e Hatlelid, W. G. (1977) Seismic stratigraphy and global changes of sea level. seismic stratigraphy: applications to hydrocarbon exploration, *AAPG Special Volumes*, **1**(1):49–212.
- Vilas Boas, D. B. (2016) Correlação Sismoestratigráfica entre as Bacias do Recôncavo e Camamu, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Salvador, Brasil.
- Virgens, G. B. (2011) Revisão bibliográfica dos folhelhos com gás da formação Barnett, Texas, EUA: um exemplo de reservatório não convencional, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Brasil.