

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

YASMIN ALVES FACCHINETTI LEONE

UTILIZAÇÃO DA INVERSÃO ACÚSTICA PARA IDENTIFICAÇÃO DOS SISTEMAS  
TURBIDÍTICOS DO MEMBRO CARUAÇU – FORMAÇÃO MARACANGALHA,  
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO.

NITERÓI

2020

YASMIN ALVES FACCHINETTI LEONE

UTILIZAÇÃO DA INVERSÃO ACÚSTICA PARA IDENTIFICAÇÃO DOS SISTEMAS  
TURBIDÍTICOS DO MEMBRO CARUAÇU – FORMAÇÃO MARACANGALHA,  
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Niterói – RJ

2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

L583u Leone, Yasmin Alves Facchinetti  
Utilização da inversão acústica para identificação dos sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu - Formação Maracangalha, Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. / Yasmin Alves Facchinetti Leone ; Wagner Moreira Lupinacci, orientador ; Antonio Fernando Menezes Freire, coorientador. Niterói, 2020.  
95 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.03485146544>

1. Bacia do Recôncavo. 2. Membro Caruaçu. 3. Inversão Model-Based. 4. Inversão Colorida. 5. Produção intelectual. I. Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Freire, Antonio Fernando Menezes, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

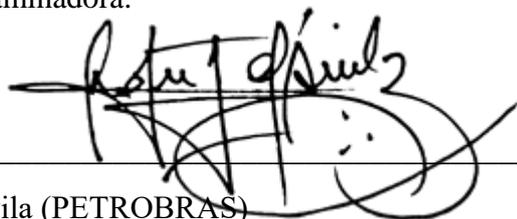
UTILIZAÇÃO DA INVERSÃO ACÚSTICA PARA IDENTIFICAÇÃO DOS SISTEMAS  
TURBIDÍDICOS DO MEMBRO CARUAÇU – FORMAÇÃO MARACANGALHA,  
CAMPO DE MASSAPÊ, BACIA DO RECÔNCAVO.

YASMIN ALVES FACCHINETTI LEONE

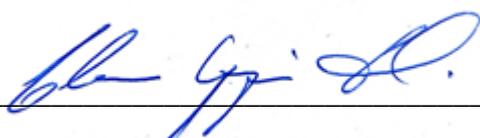
Dissertação apresentada à Universidade  
Federal Fluminense como requisito parcial do  
Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos  
Oceanos e da Terra para a obtenção do título de  
Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 24 de Setembro de 2020

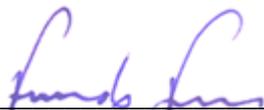
Comissão examinadora:



Roberto d'Ávila (PETROBRAS)



Prof. Dr. Cleverton Guizan Silva (GIECAR/LAGEMAR/UFF)



Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire – Coorientador (GIECAR/LAGEMAR/UFF)



Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci – Orientador (GIECAR/LAGEMAR/UFF)

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço aos meus pais, Eloina (*in memoriam*) e Tadeu, por todo suporte emocional e investimento na minha educação. Eles foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.

Aos meus irmãos, Rafael e Tadeu, por serem meus maiores exemplos de sucesso e me inspirarem a seguir carreira no mercado de óleo e gás.

Ao meu parceiro, Guilherme, pelo apoio incondicional e encorajamento ao longo desses anos e a nossa gatinha, Mintzia, pela companhia durante a escrita deste trabalho.

Ao meu orientador Wagner Lupinacci e coorientador Fernando Freire pela confiança, paciência, conselhos e todas as oportunidades oferecidas ao longo do mestrado.

Aos meus colegas do Projeto Caruaçu: Prof. Rodrigo Bijani, Gabriel Rocha, Carolina Ferreira, Igor Neves, Thais Candido, Thais Sales, Mario Ramos, Fernando Vizeu e Rodrigo Dutra, que me mostraram como uma equipe unida e focada é capaz de desempenhar um trabalho excelente.

Às minhas amigas, Giulianna Oliveira, Carolina Ferreira, Laisa Aguiar e Maíra Cordeiro, por toda parceria e motivação do dia-a-dia.

À Universidade Federal Fluminense, lugar onde escolhi cursar o mestrado e que me proporcionou diversas experiências novas no âmbito acadêmico.

Ao Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR) por todas as palestras e cursos enriquecedores proporcionados.

À Petrobras, por disponibilizar o financiamento que tornou a realização deste projeto possível.

À Agência Nacional do Petróleo, pelo fornecimento dos dados técnicos.

À Ikon Science, pelo fornecimento da licença do software RokDoc.

À Invision Geophysics e dGB Earth Sciences, pelo fornecimento da licença do software OpendTect.

## SUMÁRIO

RESUMO.....	9
ABSTRACT .....	10
1 INTRODUÇÃO.....	11
1.2 Objetivos.....	12
2 CONTEXTO GEOLÓGICO .....	13
2.1 Evolução tectonoestratigráfica.....	14
2.2 Formação Maracangalha – Membro Caruaçu.....	20
2.3 Diapirismo na Bacia do Recôncavo.....	27
2.3 Campo de Massapê .....	30
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	32
3.1 Perfis geofísicos utilizados .....	32
3.2 Pré-condicionamento de dados sísmicos .....	34
3.2.1 <i>Structural Smoothing</i> .....	34
3.2.2 Filtro Inverso Q.....	36
3.3 Inversão Sísmica.....	40
3.3.1 Modelo convolucional do traço sísmico .....	41
3.3.2 Tipos de inversões sísmicas.....	43
3.3.3 Inversão Colorida.....	44
3.3.4 Inversão <i>Model-Based</i> .....	49
4 METODOLOGIA.....	53
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	62
5.1 Inversão Colorida.....	62
5.2 Inversão <i>Model-Based</i> .....	69
5.3 <i>Timeslices</i> das inversões Colorida e <i>Model-Based</i> .....	79
6 CONCLUSÕES .....	85
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	87

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Localização e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem <i>et al.</i> (2003).....	13
Figura 2 - Arcabouço estrutural da bacia do Recôncavo e seus três compartimentos (norte, centro e sul). Fonte: Modificado de Santos e Braga (1990). .....	14
Figura 3 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: Silva <i>et al.</i> (2007). .....	16
Figura 4 - Paleografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: Magnavita <i>et al.</i> (2005). .....	18
Figura 5 - Subdivisão de uma corrente de turbidez. Fonte: Modificado de D'ávila e Paim (2003).....	20
Figura 6 – Tipos de eventos que caracterizam a sedimentação turbidítica com suas hierarquias e escala de tempo aproximadas para unidades deposicionais. Fonte: Modificado de Mutti e Normark (1991). .....	22
Figura 7 - Interpretação de 23 estágios turbidíticos do Membro Caruaçu utilizando perfis de poço do Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. TC = Complexo turbidítico, TS = Sistema turbidítico, TSt = Estágio turbidítico. Fonte: Freire <i>et al.</i> (2020). .....	24
Figura 8 - Mapas de isópacas onde as cores quentes representam maiores espessuras e cores frias representam menores espessuras. (a) Zona CR-1 evidenciando que as maiores espessuras estão a norte e sul; (b) Zona CR-2 evidenciando que as maiores espessuras se localizam na porção centro-sul; (c) Zona CR-3 evidenciando que as maiores espessuras estão na porção sul. Fonte: Ferreira da Silva <i>et al.</i> (2019). .....	25
Figura 9 - Diápiros localizados na Bacia do Recôncavo. Fonte: Horschutz e Teixeira (1969).....	28
Figura 10 - Visualização 3D do topo da Fm. Candeias. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019). .....	29
Figura 11 - Mapa estrutural em tempo (ms) do embasamento. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019). .....	30
Figura 12 - Histórico de produção do Campo de Massapê. Fonte: ANP (2015). .....	31
Figura 13 - (a) Dado bruto. (b) Dado sísmico após aplicação do atributo <i>Structural Smoothing</i> . (c) Dado sísmico após aplicação do <i>Structural Smoothing</i> e filtro Gaussiano. (d) Dado sísmico com aplicação do <i>Structural Smoothing</i> e sem o filtro Gaussiano. Fonte: Ngeri <i>et al.</i> , (2015).....	35
Figura 14- (a) Seção sísmica original. (b) Seção sísmica após aplicação do atributo <i>Structural Smoothing</i> . Fonte: Redini <i>et al.</i> (2017).....	36

Figura 15 - Comportamento da onda sísmica em um meio (a) sem absorção e (b) com absorção. Fonte: Modificado de Zhang (2008).....	37
Figura 16 - Comparação de seções de impedância a partir da sísmica e impedância sintética a partir do poço. (a) Seção de impedância extraída do dado sísmico sem a filtragem inversa Q. (b) Seção de impedância após a filtragem inversa Q. Fonte: Wang (2008).....	38
Figura 17 – Dado sísmico da Bacia de Pelotas. (a) Seção sísmica original. (b) Seção sísmica após aplicação do filtro inverso-Q. (c) Seção sísmica após aplicação do filtro inverso-Q e filtragem curvelet. Fonte: Lupinacci <i>et al.</i> (2017). ....	39
Figura 18 - Representação do modelo direto e da inversão acústica. Fonte: Modificado de Barclay <i>et al.</i> , (2008). ....	40
Figura 19 - Modelo convolucional do traço sísmico. Fonte: Modificado de Kearey <i>et al.</i> (2002).....	41
Figura 20 - Perfil litológico, perfil da velocidade P, perfil da densidade $\rho$ , perfil de impedância acústica $Z$ e refletividade. Fonte: Modificado de Simm e Bacon (2014).....	42
Figura 21 - Exemplo de pulsos sísmicos idealizados. Fonte: Modificado de Simm e Bacon (2014).....	43
Figura 22 - Impedância acústica calculada em cada poço e plotada em relação a frequência. Fonte: Modificado de Lancaster e Whitcombe (2000). ....	46
Figura 23 - (a) Espectro de frequência utilizado para gerar o operador; (b) operador no domínio do tempo. Fonte: Lancaster e Whitcombe (2000). ....	47
Figura 24 - (a) Modelo de impedância acústica sintético (benchmark); (b) Volume de impedância a partir da inversão <i>Sparse-Spike</i> ; (c) Volume de impedância a partir da Inversão Colorida. Fonte: Lancaster e Whitcombe (2000).....	47
Figura 25 - <i>Timeslice</i> da inversão colorida realizada no Campo de Belida para caracterização de um reservatório clástico. Fonte: Modificado de Maynard <i>et al.</i> , (2003) .....	48
Figura 26 - Seção vertical da inversão colorida realizada no Campo de Belida para caracterização de um reservatório clástico. Fonte: Modificado de Maynard <i>et al.</i> (2003). .....	49
Figura 27 – Fluxograma da técnica <i>Model-Based</i> . Fonte: Modificado de Russell (1988). .....	50

Figura 28 - Inversões <i>Model-Based</i> realizadas a partir da abordagem determinística e probabilística. As cores quentes correspondem a baixos valores de impedância relacionados a presença de gás. Fonte: Cooke e Cant (2010).....	51
Figura 29 - Seção sísmica após inversão <i>Model-Based</i> onde as cores esverdeadas correspondem às areias de alta porosidade e as cores alaranjadas correspondem às areias de baixa porosidade. Fonte: Simm e Bacon (2014) <i>apud</i> Pharez (1998).....	52
Figura 30 - Mapa de localização do volume sísmico e poços trabalhados. ....	53
Figura 31 - Mapa da superfície da Formação Candeias em tempo (ms), que configura a superfície sobre a qual foram depositados os turbiditos do Mb. Caruaçu. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019).....	54
Figura 32 - Fluxograma aplicado no trabalho.....	55
Figura 33 - (a) Sísmica bruta; (b) Sísmica após <i>Structural Smoothing</i> ; (c) Sísmica após <i>Structural Smoothing</i> e Filtro Inverso Q. Fonte: Neves <i>et al.</i> (2019).....	56
Figura 34 - Espectro de frequência do volume sísmico bruto (a), volume sísmico pós <i>Structural Smoothing</i> (b) e volume sísmico pós <i>Structural Smoothing</i> e Filtro Inverso Q. ....	57
Figura 35 - <i>Inline</i> 272 com a interpretação das superfícies Candeias em verde e Marco 15 em azul. ....	59
Figura 36 – Pulso sísmico Ricker utilizado para amarração poço-sísmica.....	60
Figura 37 - Linha de regressão representando o espectro de impedância acústica em função do logaritmo da frequência. Os pontos representam os dados dos perfis de poços na área de estudo. ....	63
Figura 38 - Operador no domínio do tempo (esquerda) e no domínio da frequência (direita) calculado a partir dos poços disponíveis para a realização da inversão colorida. ....	63
Figura 39 - Perfis dos poços (a) MP-22 e (b) MP-36 onde TWT = Tempo duplo, GR = <i>Gamma Ray</i> , AI = Impedância acústica, POR = Porosidade, NPHI = Neutrão, RHOZ = Densidade.....	64
Figura 40 - Comportamento da Impedância Acústica (AI) em função da profundidade (Z) em arenitos e folhelhos. Fonte: Simm e Bacon (2014).....	65
Figura 41 - Inversão colorida <i>inline</i> 229 e poço MP-49D. As linhas tracejadas correspondem às feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço. ....	66

Figura 42 - Inversão colorida inline 231 e poços MP-28D e MP-36D. As linhas tracejadas correspondem a algumas feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço.....	67
Figura 43 - Inversão Colorida <i>inline</i> 277 e poço BRSA-895D. As linhas tracejadas correspondem a algumas feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço.....	68
Figura 44 - Modelo de baixa frequência construído a partir dos poços.....	69
Figura 45 - Correlação das impedâncias acústicas a partir dos poços e a partir da inversão sísmica. As siglas dos poços foram omitidas para facilitar a observação.....	70
Figura 46 - Erro traço a traço da inversão <i>Model-Based</i> . .....	71
Figura 47 – Estudo de sensibilidade a partir do <i>crossplot</i> da impedância acústica e porosidade total de Gaymard para o poço MP-36D, sendo as cores representadas pelas litologias interpretada no poço.....	72
Figura 48 - Estudo de sensibilidade a partir dos <i>crossplots</i> da impedância acústica e porosidade total de Gaymard para cada sistema turbidítico separado sendo (a) CR-1, (b) CR-2, (c) CR-3, , sendo as cores representadas pelas litologias interpretada no poço....	73
Figura 49 - <i>Inline</i> 229 em amplitude e após inversão <i>Model-Based</i> onde os tracejados em preto representam os canais interpretados. ....	76
Figura 50 - <i>Inline</i> 231 em amplitude e após inversão <i>Model-Based</i> onde os tracejados em preto representam os canais interpretados. ....	77
Figura 51 – <i>Inline</i> 277 em amplitude e após inversão <i>Model-Based</i> onde os tracejados em preto representam os canais interpretados. ....	78
Figura 52 - Timeslice CR-3. (a) Inversão <i>Model-Based</i> e timeslice a 1700 ms. (b) Inversão <i>Model-Based</i> e timeslice a 1652ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da <i>timeslice</i> demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.....	80
Figura 53 - <i>Timeslice</i> CR-2. (a) Inversão <i>Model-Based</i> e <i>timeslice</i> a 1600 ms. (b) Inversão <i>Model-Based</i> e <i>timeslice</i> a 1560ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da <i>timeslice</i> demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.....	82
Figura 54 - <i>Timeslice</i> CR-1. (a) Inversão <i>Model-Based</i> e timeslice a 1500 ms. (b) Inversão <i>Model-Based</i> e timeslice a 1412ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A –	

A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.....84

## RESUMO

A Bacia do Recôncavo faz parte do Sistema Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá (RTJ) e possui uma área de 12.000 km<sup>2</sup>, sendo limitada a norte pela Bacia de Tucano, ao sul pela Bacia de Camamu, a leste pelo sistema de falhas de Salvador e a oeste pela falha de Maragogipe. A Formação Maracangalha, pertencente à fase rifte e de idade cretácea, consiste no alvo deste estudo por abranger os reservatórios do Membro Caruaçu, que é subdividido em três sistemas turbidíticos (CR-1, CR-2, CR-3). Este trabalho tem como objetivo sugerir um fluxo de trabalho para identificar os sistemas turbidíticos deste membro, através da inversão sísmica. A metodologia seguida para alcançar este objetivo consistiu, inicialmente, no pré-condicionamento do dado sísmico utilizando o atributo *Structural Smoothing* e o Filtro Inverso Q, seguido pela realização da interpretação do Marco 15, localizado próximo ao topo da Fm. Maracangalha, na Fm. Pojuca, e do topo da Fm. Candeias, base do intervalo onde são encontrados os reservatórios. Em seguida foi realizada a amarração dos poços disponíveis com a sísmica, o estudo de sensibilidade nos poços e a realização das inversões Colorida e *Model-Based*. Finalmente, foi realizada a interpretação dos canais turbidíticos nas *inlines* e *timeslices*. A partir do pré-condicionamento do dado foi observada a remoção de ruídos de alta frequência e a melhoria da continuidade lateral proporcionada pelo *Structural Smoothing*, além da recuperação de parte do efeito de atenuação com a aplicação do Filtro Inverso Q. Ao analisar os gráficos do estudo de sensibilidade, verificou-se que as areias do Membro Caruaçu possuem, normalmente, valores de impedâncias próximas aos dos folhelhos, em torno de 11.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). A partir da inversão colorida foi possível identificar estruturas de canais associados aos valores positivos de impedâncias relativas nas *inlines* interpretadas e a partir dos resultados da inversão *Model-Based* foi observado que essas estruturas estão associadas à valores de impedância que variam de 11.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) a 13.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). Ao interpretar as *timeslices* da inversão *Model-Based*, foi observado que as estruturas mais presentes consistem em canais e lobos, cuja deposição ocorre de sul para norte nos CR-3 e CR-2, enquanto no CR-1 ocorre de norte para o sul. A inversão proporcionou uma melhor visualização do dado sísmico, sugerindo que os depósitos turbidíticos estão dispostos em um conjunto de sistemas de canais e pequenos lobos amalgamados, conferindo uma maior previsibilidade e robustez aos processos exploratórios e de desenvolvimento da produção do campo.

Palavras chave: Bacia do Recôncavo, Membro Caruaçu, Inversão *Model-Based*, Inversão Colorida

## ABSTRACT

The Reconcavo Basin is located in the Reconcavo-Tucano-Jatoba Rift System (RTJ) and occupies an area of 12.000 km<sup>2</sup>, which is limited at North by the Tucano Basin, at South by Camamu Basin, at East by Salvador faults system and at West by Maragogipe's fault. The Maracangalha Formation belongs to the rift stage of Cretaceous age and it is the target of this study because it covers the Caruaçu Member reservoir, which can be subdivided into three turbidite systems (CR-1, CR-2, CR-3). This dissertation aims to propose a workflow to identify the turbidite systems of this member by seismic inversion. The methodology applied on this study consisted, primarily, in the pre-conditioning of the seismic data using the Structural Smoothing attribute and the Inverse Filter-Q, followed by the interpretation of Marco 15, which is located near the top of Maracangalha Formation, in Pojuca Formation, and the interpretation of Candeias Formation top, which corresponds to the bottom of the interval of interest. Subsequently, I performed the seismic well ties, and a study of sensibility between acoustic impedance and facies from well data. The Coloured Inversion and Model-Based inversion was performed and assisted in the interpretation of the turbidite channels. From the preconditioned seismic data, it was possible to observe that the Structural Smoothing helped removing the high frequency noises and aided to improve lateral continuity and the Inverse Q Filter helped removing part of the attenuation effects. By analyzing the sensibility crossplots, it was noticed that Caruaçu Member sandstones usually have impedances values similar to shales, approximately 11.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). From the Coloured inversion results, channels feature related with positive relative impedances values were identified on the inlines. By analyzing the Model-Based results, it was observed that those features are related with impedances values between 11.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) and 13.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). From the interpretation of acoustic impedance timeslices sections, it was detected that the most present features are channels and lobes, in which the channels deposition direction occurs from south to north on CR-3 and CR-2, while on CR-1 the deposition occurs from north to south. The acoustic impedance provided better visualization of the bodies than seismic amplitude, suggesting that the turbiditic deposits are arranged in a set of channel systems and small amalgamated lobes, providing greater predictability and robustness to the exploratory process and development of the field production.

Keywords: Recôncavo Basin, Caruaçu Member, Model-Based Inversion, Coloured Inversion.

## 1 INTRODUÇÃO

A Bacia do Recôncavo consiste na primeira bacia sedimentar brasileira a produzir hidrocarbonetos. A descoberta de petróleo na bacia deu-se no ano de 1937 e sua produção foi iniciada em 1939, tornando-a hoje conhecida como uma bacia do tipo madura devido aos longos anos de exploração.

A primeira fase de exploração da bacia, deu-se através do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que consolidou descobertas de hidrocarbonetos nos campos de Candeias, Aratu e Itaparica, Dom João e Água Grande (ANP, 2015). Devido ao fato da Bacia do Recôncavo ser a bacia produtora pioneira do país, a mesma é denominada por alguns autores como “bacia-escola” pois foi a partir de metodologias ali aplicadas que a exploração de outras bacias no país se tornou possível.

O desenvolvimento exploratório na Bacia do Recôncavo resultou em diversos levantamentos regionais de dados gravimétricos, magnetométricos, aquisição de 13.500 km de sísmica bidimensional, 4.680 km<sup>2</sup> de sísmica tridimensional e na perfuração de mais de 6 mil poços. Em 2015, a bacia contava com 67 campos de óleo e 19 campos de gás em produção (ANP, 2015).

Segundo Magalhães *et al.* (1995), a Bacia do Recôncavo possui a maior reserva de gás não associado dentre as bacias terrestres do país. Os seus principais reservatórios são constituídos pelos arenitos do Membro Caruaçu – Formação Maracangalha, que foram depositados através de complexos turbidíticos de canais e lobos.

A região de estudo está localizada no Campo de Massapê, com foco no Mb. Caruaçu da Fm. Maracangalha, constituído por reservatórios turbidíticos que foram subdivididos em três sistemas conhecidos como Caruaçu 1 (CR-1), Caruaçu 2 (CR-2) e Caruaçu 3 (CR-3). As areias pertencentes a estes sistemas são delgadas e fechadas, apresentando assim baixa porosidade e permeabilidade (FREIRE *et al.*, 2019; FREIRE *et al.*, 2020; ROCHA, 2019). O desafio ao caracterizar este reservatório consiste no fato do mesmo ser localizado num campo terrestre, onde a qualidade do dado sísmico é bastante afetada, além de ser um dado antigo, adquirido em 1998.

## 1.2 Objetivos

O presente trabalho visa a caracterização dos sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu através da técnica de inversão sísmica aplicada a um volume sísmico pré-condicionado, objetivando uma melhor resolução do dado, a partir da transformação do volume de amplitude em um volume de impedância acústica.

Os objetivos específicos deste trabalho consistem em:

- Caracterizar o comportamento das litologias do reservatório em relação à impedância acústica;
- Identificar estruturas de canais e lobos após a realização das inversões sísmicas;
- Identificar e caracterizar os canais de cada sistema turbidítico nas *timeslices*.

## 2 CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Recôncavo é considerada madura devido ao seu grau de exploração e produção de hidrocarbonetos, localiza-se na região Nordeste do Brasil e possui uma área total de 12.000 km<sup>2</sup> com orientação NE-SO. A mesma é limitada ao norte pela Bacia de Tucano, ao sul pela Bacia de Camamu, a leste pelo sistema de falhas de Salvador e a oeste pela falha de Maragogipe (Figura 1).

A Bacia do Recôncavo, que faz parte do sistema de bacias Recôncavo-Tucano-Jatobá (RTJ), é classificada como um rifte abortado de idade cretácea e a sua origem na costa brasileira deu-se como consequência do processo de ruptura do Supercontinente Gondwana (SILVA *et al.*, 2007).

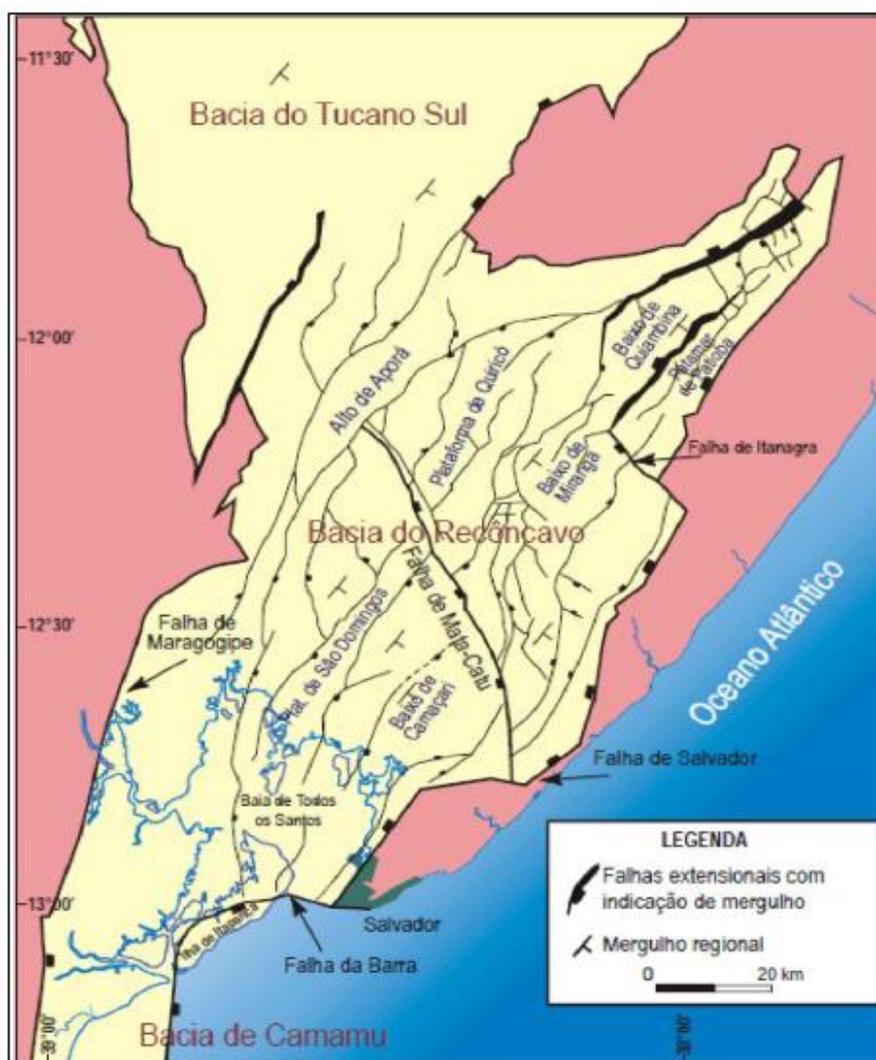


Figura 1 - Localização e arcabouço estrutural da Bacia do Recôncavo. Fonte: Milhomem *et al.* (2003).

De acordo com a ANP (2015), a bacia possuía uma produção acumulada de aproximadamente 1,6 bilhão de barris de petróleo e 71,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural e ainda assim, mesmo sendo considerada uma bacia madura, as reservas provadas naquele ano eram em torno de 221,8 milhões de barris de petróleo e 5,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

## 2.1 Evolução tectonoestratigráfica

A Bacia do Recôncavo tem a sua origem diretamente ligada à ruptura do Gondwana e abertura do Oceano Atlântico. Considerada um rifte abortado, a bacia possui a arquitetura de um hemi-gráben com mergulho das camadas para SE, em direção aos grandes depocentros localizados junto à borda oriental. Já a sua margem flexural é formada por várias falhas normais que a compartimentam em três segmentos principais – norte, centro e sul (Figura 2) (SANTOS; BRAGA, 1990).

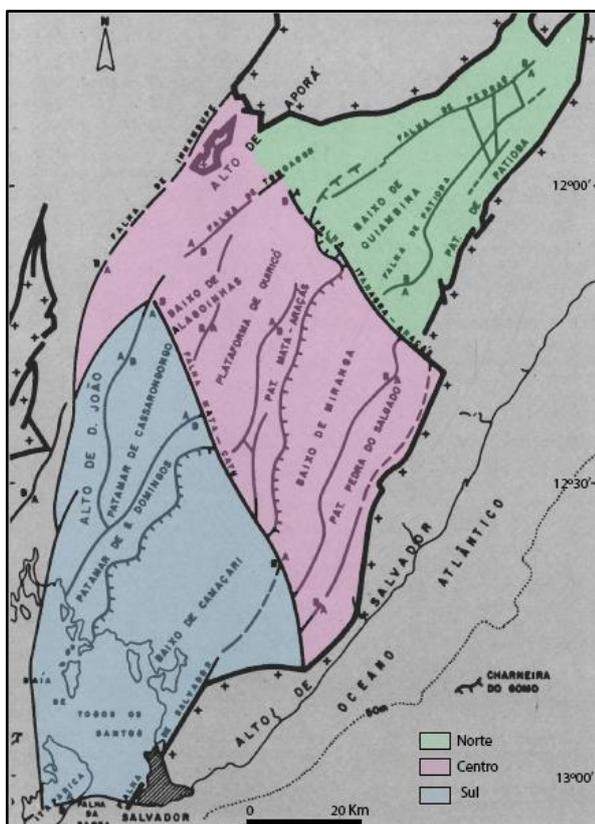


Figura 2 - Arcabouço estrutural da bacia do Recôncavo e seus três compartimentos (norte, centro e sul). Fonte: Modificado de Santos e Braga (1990).

Para uma melhor compreensão da evolução sedimentar em termos de idade, a Bacia do Recôncavo é caracterizada por cinco andares de sedimentação: Dom João, pertencente ao Jurássico, Rio da Serra, Aratu, Buracica e Jiquiá, sendo esses quatro últimos pertencentes ao Cretáceo. O Andar Dom João é composto por depósitos aluviais-flúvio-lacustres, representados

por arenitos e folhelhos da Formação Aliança, sotopostos a arenitos eólicos e fluviais da Formação Sergi (MAGNAVITA *et al.*, 2005).

O Andar Rio da Serra é marcado por uma contínua sedimentação de espessos arenitos deltaicos que exerceram uma forte sobrecarga sobre os folhelhos da Formação Maracangalha. Os arenitos que compõem esta formação são pertencentes aos Membros Pitanga e Caruaçu, que, por sua vez, estão depositados ao longo dos depocentros localizados na porção leste do gráben (MAGNAVITA *et al.*, 2005) e, segundo Caixeta (1988 *apud* Moreira, 2015), essas areias foram depositadas através da dinâmica de fluxos turbidíticos.

Segundo Santos e Braga (1990), o Andar Aratu é caracterizado pela quebra da uniformidade deposicional presente no Andar Rio da Serra devido à implantação de uma feição erosiva, onde a calha formada foi preenchida por folhelhos, margas, calcários e arenitos turbidíticos da Formação Taquipe e recoberta por arenitos da Formação Pojuca. De acordo com Amorim (1992), os arenitos da Formação Taquipe se diferenciam dos da Formação Pojuca pelo fato de serem maciços ou possuírem estruturas de escorregamento.

O Andar Buracica é marcado pelo início do assoreamento da bacia associado a uma deposição fluvial. Este processo deu origem aos arenitos da Formação São Sebastião e permaneceu até o final do andar Jiquiá, quando o tectonismo na área foi reativado (GHIGNONE, 1979 *apud* SANTOS; BRAGA, 1990). De acordo com Viana *et al.* (1971), a Formação São Sebastião é caracterizada pela presença de arenitos grossos, que foram depositados por sistemas fluviais e intercalados por argilas siltíticas.

A carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo já passou por diversas adaptações, sendo a sua primeira versão oficial criada por Viana *et al.* (1971) e atualizada por diversos autores, tendo a sua versão mais recente proposta por Silva *et al.* (2007). As modificações feitas por Silva *et al.* (2007) são referentes à amplitude estratigráfica de algumas unidades e melhor definição dos limites de suas sequências deposicionais (Figura 3).

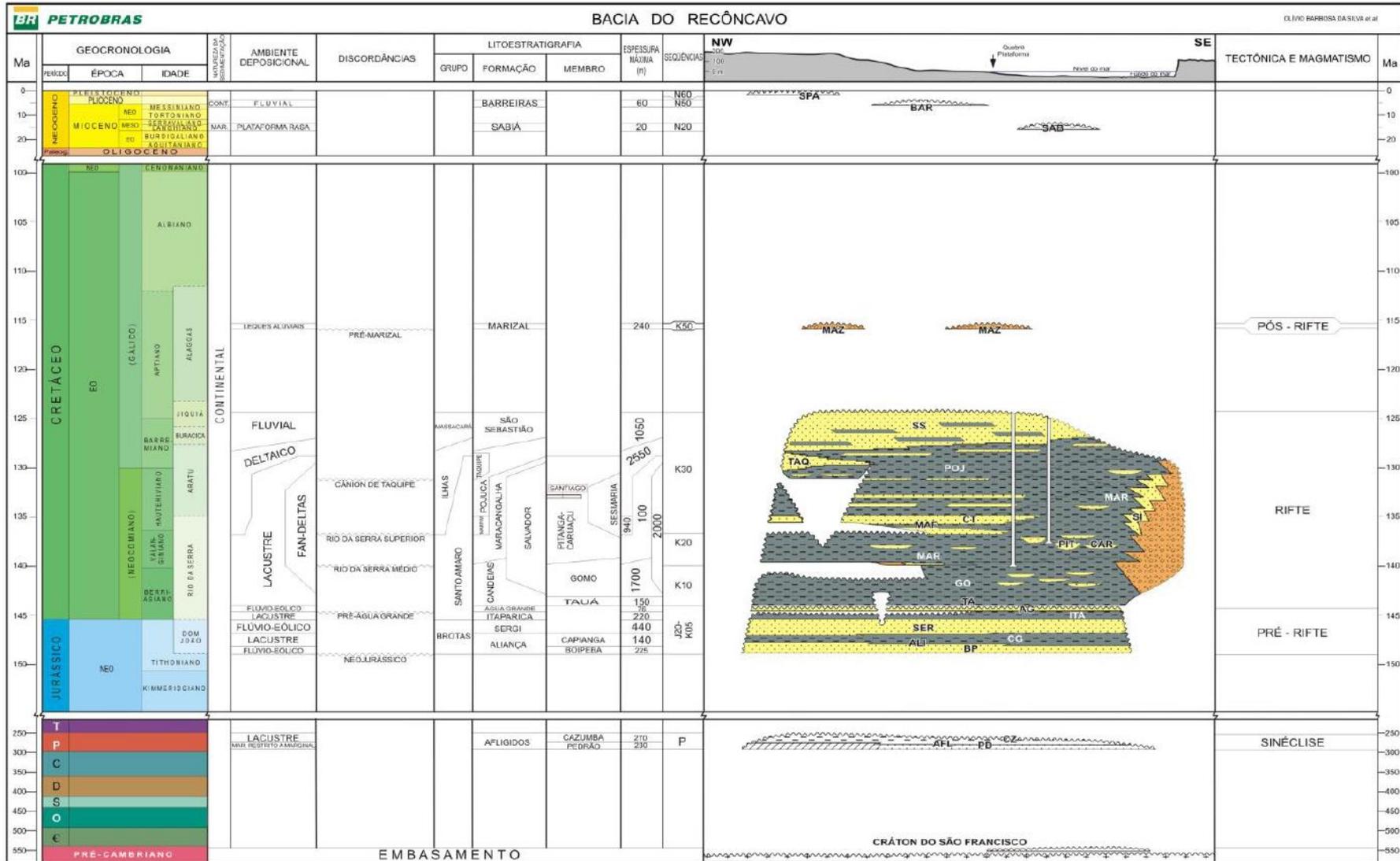


Figura 3 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo. Fonte: Silva et al. (2007).

Conforme a carta estratigráfica proposta por Silva *et al.* (2007), a Bacia do Recôncavo possui um embasamento datado do pré-cambriano e a sua deposição sedimentar ocorreu durante o Jurássico e o Cretáceo, podendo ser dividida em três principais estágios que são conhecidos como pré-rifte, sin-rifte e pós-rifte.

#### ▪ **Estágio pré-rifte**

O estágio pré-rifte é apresentado logo após a fase sinéclise, que é constituída pelos membros Pedrão e Cazumba da Formação Afligidos. Essas unidades são caracterizadas por uma tendência regressiva, possuindo transição de uma sedimentação marinha rasa para lacustre (AGUIAR; MATO, 1990 *apud* SILVA *et al.*, 2007). O Membro Pedrão é composto por sedimentos clásticos, evaporitos e laminitos algais, enquanto o Membro Cazumba é caracterizado por possuir depósitos continentais representados em sua maior parte por pelitos e lamitos lacustres avermelhados (MILHOMEM *et al.*, 2003).

Segundo Milhomem *et al.* (2003), a primeira supersequência da Bacia do Recôncavo é formada pelo estágio pré-rifte e esta apresenta uma sedimentação constituída por ciclos fluvio-eólicos (Membro Boipeba da Formação Aliança, Formação Sergi e Formação Água Grande) com a intercalação de sistemas lacustres transgressivos (Membro Capianga da Formação Aliança e Formação Itaparica). Silva *et al.* (2007) relatam que estes depósitos estão diretamente relacionados ao estágio inicial de flexura da crosta, sendo o resultado dos esforços distensivos que originaram o sistema de riftes do Eocretáceo.

#### ▪ **Estágio sin-rifte**

A passagem do estágio pré-rifte para o estágio sin-rifte é alvo de discussão entre alguns autores. Segundo Da Silva (1993), a Formação Água Grande corresponde à fase sin-rifte, enquanto Caixeta *et al.* (1994) e Magnavita (1996) indicam que o início do rifteamento está relacionado à transgressão regional que sobrepõe os pelitos lacustres do Membro Tauá à fácies eólicas presentes no topo da Formação Água Grande. De acordo com Silva *et al.* (2007), o aumento da taxa de subsidência da Bacia, associada à uma brusca mudança climática, foi o que caracterizou o início da supersequência sin-rifte.

Segundo Magnavita *et al.* (2005), o estágio sin-rifte compreende o tempo em que a Bacia foi preenchida por dois sistemas progradantes, sendo um deles fluvio-deltaico-lacustre da Bacia do Tucano que depositou folhelhos e arenitos turbidíticos e o outro sistema depositou leques conglomeráticos (Figura 4).

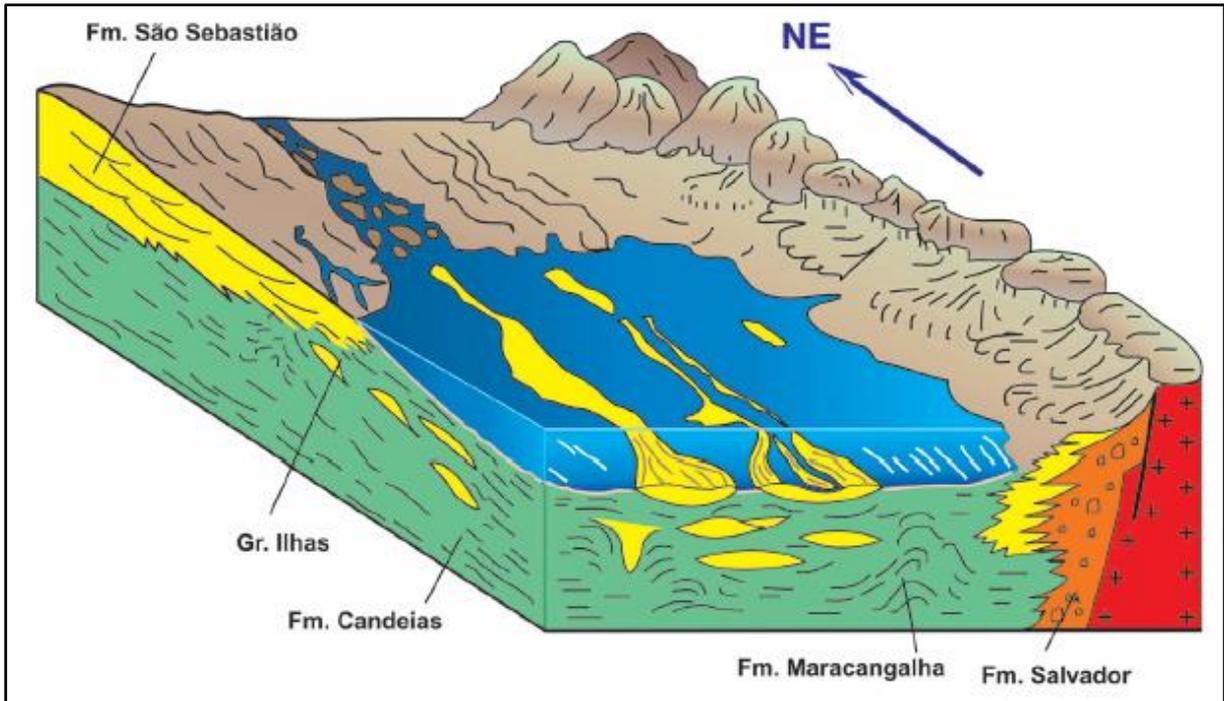


Figura 4 - Paleografia sin-rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: Magnavita *et al.* (2005).

O estágio sin-rifte é composto pelas formações Candeias, Maracangalha, Salvador, Marfim, Pojuca, Taquipe e São Sebastião. A Formação Candeias foi depositada em ambiente lacustre com uma rápida subsidência e grande aporte sedimentar. A mesma é formada pelos membros Tauá e Gomo, sendo o Membro Tauá caracterizado por folhelho escuro e o Membro Gomo composto por folhelho cinza-esverdeado com camadas de calcário e arenito fino cinza claro (VIANA *et al.* 1971 *apud* CAIXETA *et al.* 1994).

A Formação Maracangalha, que teve sua deposição marcada por fluxos gravitacionais e correntes de turbidez, é subdividida nos membros Pitanga e Caruaçu. O Membro Pitanga apresenta arenitos muito finos, lamosos e maciços, enquanto o Membro Caruaçu caracteriza-se pelas camadas lenticulares de arenito fino e médio (VIANA *et al.*, 1971 *apud* CAIXETA *et al.*, 1994). De acordo com Magnavita *et al.* (2005) é possível observar uma alternância entre arenitos maciços e tabulares no Membro Caruaçu, sendo que os corpos tabulares desempenham melhor papel como reservatório em relação aos maciços.

A Formação Salvador, que está junto à falha de borda, é formada por leques aluviais sintectônicos que resultaram na deposição de conglomerados e engloba o Membro Sesmaria, que por sua vez, é caracterizado por corpos distais de arenito (KUCHLE, SCHERER, 2010). Segundo Carozzi *et al.* (1976), os conglomerados podem ser subdivididos entre ortoconglomerados e paraconglomerados de acordo com a sua textura. Os ortoconglomerados

subdividem-se ainda em ortoconglomerados de arenitos, de calcário e de embasamento de acordo com a natureza do arcabouço. Ainda segundo os autores, os arenitos presentes na Formação Salvador são muito variados composicionalmente e texturalmente devido à sua gênese, sendo assim, é possível identificar tanto arenitos muito grosseiros, que resultaram da curta segregação de conglomerados, quanto arenitos finos, que representam uma segregação mais longa.

De acordo com Mato *et al.* (1992), a Formação Marfim possui um substrato plano que foi moldado pela sua planície deltaica e a mesma abrange o Membro Catu e o Marco 15. O Membro Catu é caracterizado por seus arenitos médios a finos, enquanto o Marco 15 consiste numa deposição de calcarenitos. Este Marco é caracterizado por ser um intervalo areno-lamoso e por ter registrado uma bioturbação moderada. Ainda no topo desta feição é possível identificar a ocorrência de biocalcarenitos ostracoidais, que apresentam estratificação plano-paralela, portanto, considera-se o topo do Marco 15 como uma superfície de inundação marinha.

A Formação Pojuca, por sua vez, foi depositada por deltas lacustres logo após a Formação Marfim e a sua composição consiste em arenitos finos com intercalações de siltitos, folhelhos e carbonatos (SILVA, 1993). Mato *et al.*, (1992) propõe um modelo deposicional fortemente controlado por variações do nível do lago para a esta formação, devido a sua geometria externa lobada e por seus arenitos não estarem conectados a um sistema alimentador.

A Formação Taquipe, interpretada como o preenchimento de *canyon* por Netto e Oliveira (1985), é caracterizada por folhelhos cinza, com estratificação paralela, possuindo níveis de marga castanha e pode apresentar lentes de arenitos muito finos, rico em carapaças ostracoidais com estratificação horizontal.

Por fim, a Formação São Sebastião, que foi depositada por sistemas fluviais, é caracterizada por possuir arenitos grossos com intercalações de argila siltítica. Tal formação engloba o Membro Paciência, com arenito fino a grosso e folhelho preto, Membro Passagem dos Teixeiras com arenito fino a médio e folhelho cinza e Membro Rio Joanes com arenitos finos e argila avermelhada (CAIXETA *et al.*, 1994).

- **Estágio pós-rifte**

O estágio pós-rifte consiste na terceira supersequência da Bacia do Recôncavo e caracteriza-se por conglomerados pertencentes à Formação Marizal. Nesta supersequência há também a presença de sedimentos terciários representados pelas fácies de leques aluviais que compõem a Formação Barreiras, além de folhelhos cinza-esverdeados e calcários impuros da Formação Sabiá (SILVA *et al.*, 2007).

## 2.2 Formação Maracangalha – Membro Caruaçu

A Formação Maracangalha, pertencente a fase sin-rifte, foi depositada na Bacia do Recôncavo durante o Cretáceo. A mesma é composta pelos membros Pitanga e Caruaçu, sendo este último um dos principais reservatórios da Bacia do Recôncavo. Segundo Caixeta *et al.* (1994), o membro Caruaçu foi depositado através de correntes de turbidez e caracteriza-se por camadas lenticulares de arenitos variando de fino a médio, enquanto o membro Pitanga foi depositado por outros tipos de fluxos gravitacionais e apresenta-se como arenitos muito finos e lamosos, caracterizando assim, o selo do reservatório.

O termo “correntes de turbidez” foi sugerido por Kuenen e Migliorini (1950) e, de acordo com D’Ávila e Paim (2003), essas correntes caracterizam-se como fluxos gravitacionais com uma base laminar densa, sendo a parte superior totalmente turbulenta e caótica (Figura 5). Tais fluxos são originados a partir de eventos de curta duração como tempestades, terremotos, falhamentos de sedimentos em taludes ou eventos de longa duração como grandes cheias fluviais.

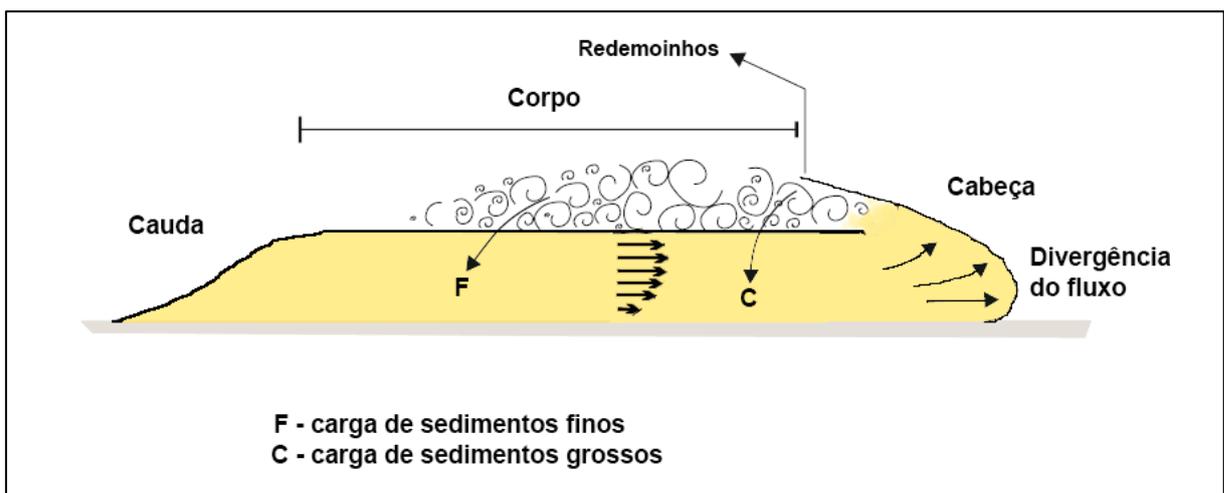


Figura 5 - Subdivisão de uma corrente de turbidez. Fonte: Modificado de D’Ávila e Paim (2003).

Mutti e Normark (1991), a fim de comparar sistemas turbidíticos modernos e antigos, descreveram cinco elementos presentes nestes sistemas. Os primeiros elementos descritos consistem em feições erosionais, canais, depósitos de *overbank*, lobos deposicionais e depósitos de transição canais-lobos.

As feições erosionais incluem bordas de talude e *canyons*. Os elementos de canais caracterizam-se por serem feições de relevo negativo alongadas e/ou mantidas pelo fluxo de turbidez. Os depósitos de *overbank*, por sua vez, são caracterizados por granulação fina e estreitas camadas de sedimentos turbidíticos, que podem ser lateralmente extensos e adjacentes aos canais principais num sistema turbidítico.

Dentre todos os elementos citados, os lobos deposicionais são os que mais diferem entre sistemas turbidíticos antigos e modernos. Nos sistemas turbidíticos modernos os lobos são difíceis de serem identificados na sísmica de reflexão devido as suas finas espessuras, enquanto em sistemas turbidíticos antigos, os lobos são, geralmente, representados por corpos tabulares não canalizados que possuem espessuras entre 3 m e 15 m, que os tornam mais fáceis de serem identificados.

Por fim, tem-se o elemento conhecido como depósito transicional canal-lobo. De acordo Mutti e Normark (1991), este elemento é fundamental para entender a configuração deposicional e a distribuição de fácies de um sistema turbidítico. Além de exibir características comuns de canais preenchidos e depósitos de lobos, um depósito transicional possui feições tanto erosionais quanto deposicionais, que representa a transformação das correntes turbidíticas.

Os depósitos turbidíticos possuem características compostas por escalas temporais e espaciais, portanto, a interpretação destes depósitos deve ser realizada nas mesmas escalas para que sejam obtidas comparações coerentes. As cinco principais ordens de escalas temporais e espaciais que os depósitos turbidíticos podem ser subdivididos são: 1 – Complexos turbidíticos, 2 – Sistemas turbidíticos, 3 – Estágios turbidíticos, 4 – Sub-estágios turbidíticos e 5 – Estratos turbidíticos (Figura 6) (MUTTI; NORMARK, 1987; MUTTI, 1985 *apud* MUTTI, 1991).

EVENTOS	TERMINOLOGIA	HIERARQUIA	DURAÇÃO (anos)
Deposição afetada por quebras na sedimentação produzidas por variações do nível do mar a longo prazo e atividade tectônica	▶ COMPLEXO TURBIDÍTICO	1ª ordem	$x10^3$ to $10^7$
Variação a curto prazo do nível do mar e atividade tectônica produziram mudanças na sedimentação mas não produziram quebras significantes na sedimentação	▶ SISTEMA TURBIDÍTICO	2ª ordem	$x10^5$ - $10^6$
	▶ ESTÁGIO TURBIDÍTICO	3ª ordem	$x10^4$ - $10^5$
Mudança de alta frequência nos processos deposicionais e erosionais de origem pouco conhecida	▶ ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES E SUB-ESTÁGIOS TURBIDÍTICOS	4ª ordem	$x10^3$ - $10^4$
Erosão e deposição de pequena escala	▶ ESTRATOS	5ª ordem	INSTANTÂNEA

Figura 6 – Tipos de eventos que caracterizam a sedimentação turbidítica com suas hierarquias e escala de tempo aproximadas para unidades deposicionais. Fonte: Modificado de Mutti e Normark (1991).

De acordo Mutti e Normark (1991), um complexo turbidítico é definido como uma sucessão de preenchimento de bacia que é geralmente composta por diversos sistemas turbidíticos, sendo estes empilhados um sobre o outro e separados por unidades de lamitos. Um sistema turbidítico, por sua vez, consiste em um corpo relacionado com fluxo de massa e fácies de corrente turbidíticas que foram depositadas em continuidade estratigráfica. É válido ressaltar que sistemas podem ser simples, isto é, formado por um número limitado de elementos erosionais e deposicionais que não mostram nenhuma variação significativa em seu desenvolvimento com o tempo.

De maneira geral, sistemas turbidíticos são compostos por feições de estágios turbidíticos, os quais registram um período específico de crescimento de um sistema de leques. Cada estágio é composto por diferentes elementos deposicionais e erosionais. Um sub-estágio turbidítico é composto por fácies equivalentes em tempo que estão normalmente empilhadas formando associação de fácies. Um pacote estritamente associado composto por superfícies deposicionais e erosionais pode ser considerado um sub-estágio, por exemplo. Estas superfícies são produzidas por uma alta frequência de ciclicidade que caracteriza a maioria dos depósitos turbidíticos (MUTTI; NOMARK, 1991).

A partir de um estudo de alta resolução de perfis de poços do Membro Caruaçu, no Campo de Massapê, realizado por Freire *et al.* (2018, 2019, 2020), foi possível identificar três

sistemas turbidíticos inseridos no mesmo, denominadas como Caruaçu 1 (CR-1), Caruaçu 2 (CR-2) e Caruaçu (CR-3). Os autores pontuam que estes sistemas ainda podem ser subdivididos em vinte e um estágios turbidíticos, sendo estes CR-1A a CR-1L, CR-2A a CR-2F e CR-3A a CR-3E. De acordo com estudos realizados por Freire *et al.* (2020), foi possível identificar quatro fácies litológicas compondo o Membro Caruaçu, sendo estas: (1) Arenitos, compostos por grãos variando de fino a médio e caracterizado por serem as melhores fácies do reservatório; (2) *Slurries*, compostos por finos grãos de areias e siltes, caracterizados por um alto teor de argilosidade (FREIRE *et al.* 2017); (3) Siltitos; (4) Folhelhos (Figura 7).

O termo *Slurry* é um conceito geológico para depósitos gerados a partir de fluxos de gravidade subaquáticos, o qual suas características são sugestivas de um comportamento Newtoniano e transicional reológico, isto é, fluxos laminares e condições diluídas são observadas em fluxos turbulentos (TINTERRI; TAGLIAFERRI, 2015; LOWE; GUY, 2000; MAGALHÃES; TINTERRI, 2010 *apud* FREIRE *et al.*, 2017). Lowe e Guy (2000) utilizam o termo “*slurry flows*” para se referirem a fluxos de sedimentos ricos em areias lamosas e demonstram tanto um aporte sedimentar turbulento quanto coeso. Os depósitos de *slurry*, além de serem extremamente ricos em água, são propensos à deformação devido ao tamanho de grão fino das partículas que os constituem (LOWE *et al.*, 2003).

Através da análise de mapas de isópacas, Ferreira da Silva *et al.* (2019) abordam uma possível variação de depocentros dos reservatórios Caruaçu ao longo da evolução tectono-deposicional no campo de Massapê. Segundo os autores, as maiores espessuras do reservatório CR-1 localizam-se nas porções norte e sul do Campo de Massapê, enquanto que a maior espessura do reservatório CR-2 encontra-se na parte central e, por fim, a maior espessura verificada no reservatório CR-3 localiza-se na porção sul (Figura 8). Ferreira da Silva *et al.* (2019) sugerem que esta variação tectônica-deposicional possa estar relacionada às mesmas forças tectônicas durante a fase rifte, que causaram a inclinação de blocos e a formação de diápiros de folhelhos observados na Bacia do Recôncavo.

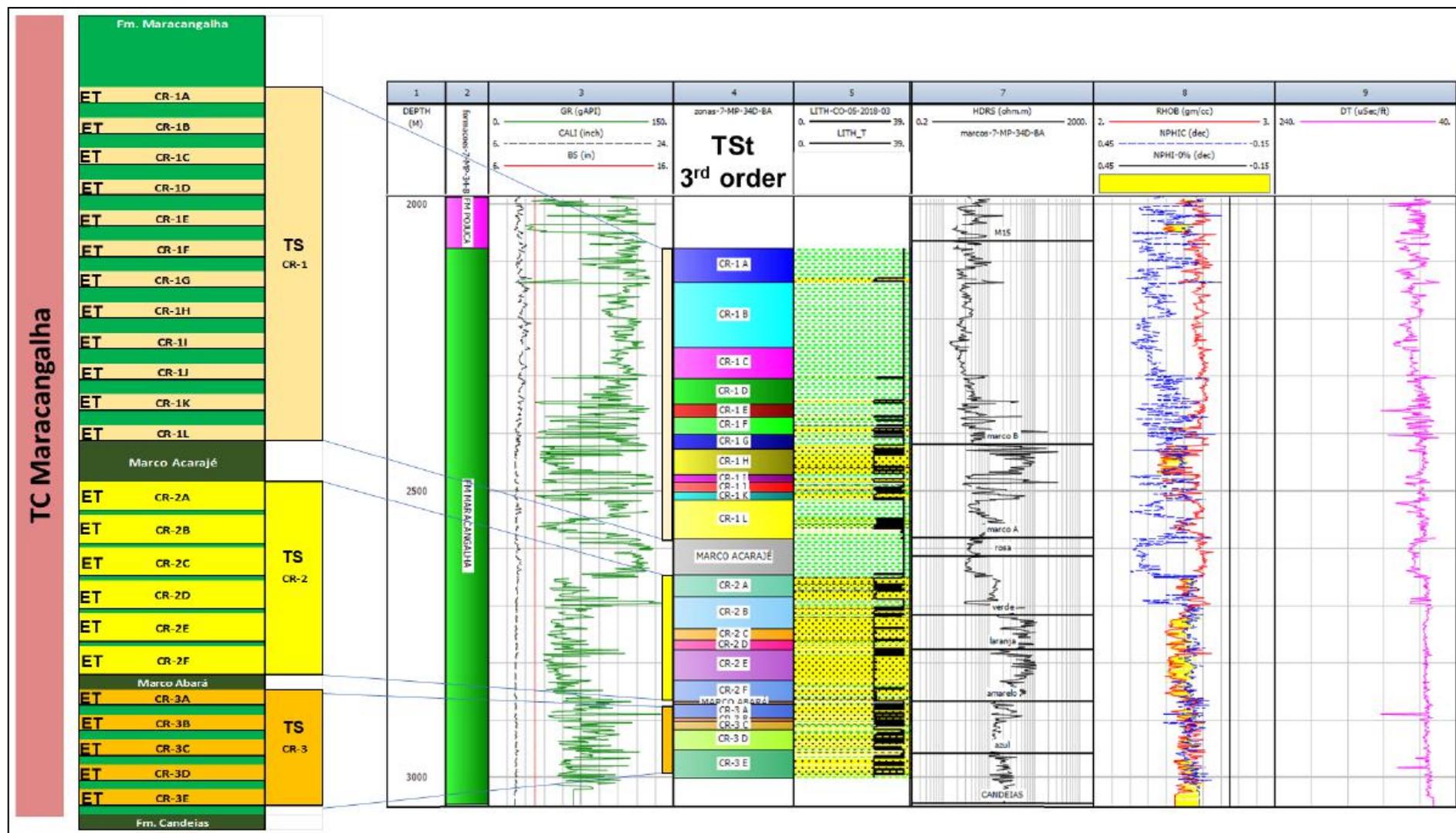


Figura 7 - Interpretação de 23 estágios turbidíticos do Membro Caruaçu utilizando perfis de poço do Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo. TC = Complexo turbidítico, TS = Sistema turbidítico, TSt = Estágio turbidítico. Fonte: Freire *et al.* (2020).

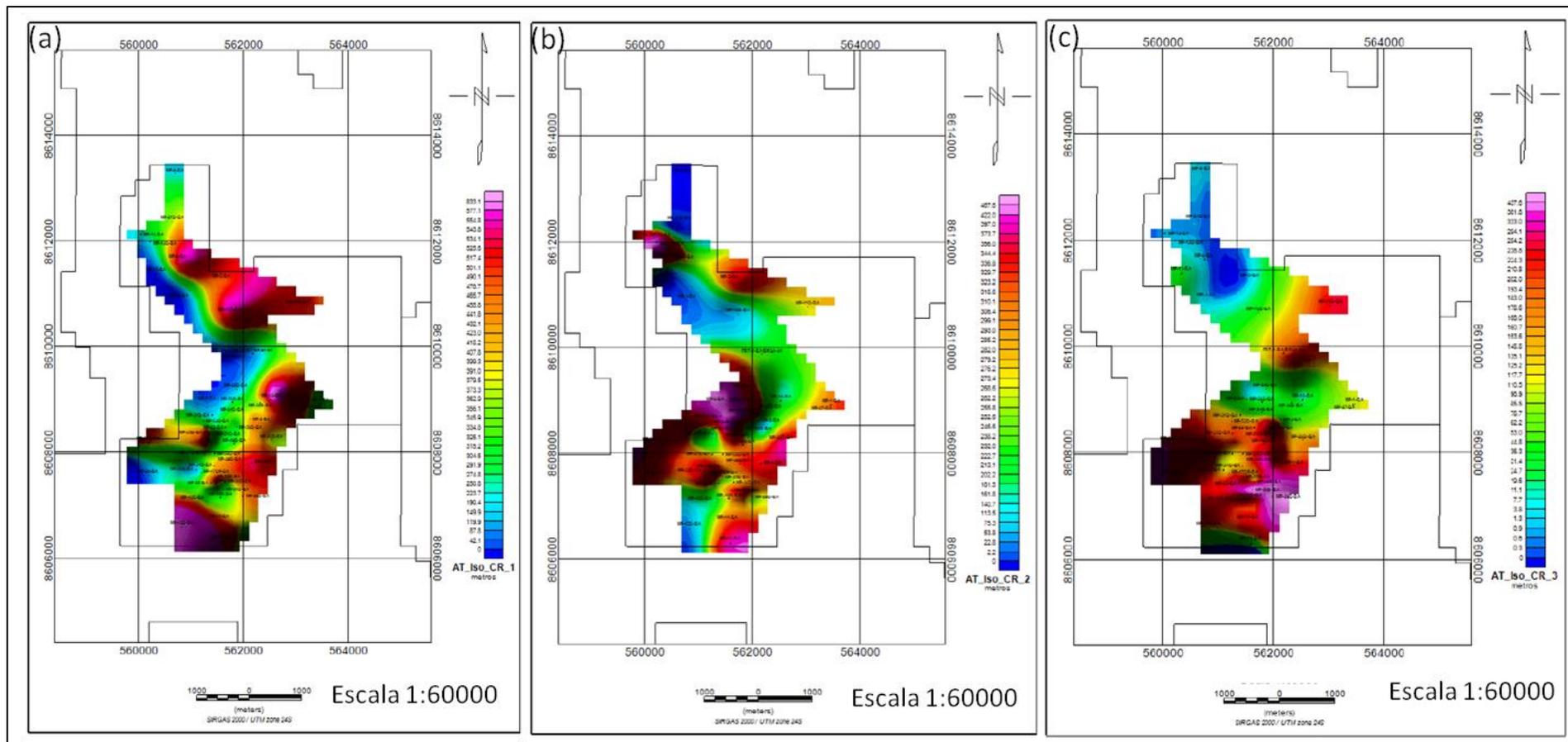


Figura 8 - Mapas de isópacas onde as cores quentes representam maiores espessuras e cores frias representam menores espessuras. (a) Zona CR-1 evidenciando que as maiores espessuras estão a norte e sul; (b) Zona CR-2 evidenciando que as maiores espessuras se localizam na porção centro-sul; (c) Zona CR-3 evidenciando que as maiores espessuras estão na porção sul. Fonte: Ferreira da Silva *et al.* (2019).

A partir do estudo do poço MP-22 do Campo de Massapê, Rocha (2019) analisou o volume de argila, porosidade, saturação de água e *net-pay* do Membro Caruaçu. A análise do volume de argila, realizada pelo autor, consistiu na comparação entre os métodos Linear, Larionov e Stieber. A partir disso foi verificado que os reservatórios mais limpos se encontram no CR-2, seguidos do CR-3 e, por fim, CR-1 (Tabela 1).

Tabela 1- Resultado de argilosidade (%) dos sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu para diferentes métodos. Fonte: Rocha (2019).

<b>Zona</b>	<b>Linear</b>	<b>Larionov</b>	<b>Stieber</b>
<b>CR-1</b>	68,70	57,79	49,50
<b>CR-2</b>	18,25	11,80	8,45
<b>CR-3</b>	29,16	19,04	14,66

Rocha (2019) utilizou o método de Gaymard-Poupon (1970) para a estimativa de porosidade devido a presença de gás e óleos leves no campo estudado. A partir dessa análise foi identificado que a zona CR-1 possui a melhor porosidade total, seguida da zona CR-2 e CR-3. Entretanto, ao calcular a porosidade efetiva foi verificado que os maiores valores dessa propriedade se encontram na zona CR-2, seguida da zona CR-3 e da CR-1 (Tabela 2).

Tabela 2 - Porosidades total e efetiva calculados para os sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu a partir da correção de Gaymard & Poupon. Fonte: Rocha (2019).

<b>Zona</b>	<b>Total</b>	<b>Efetiva</b>
<b>CR-1</b>	15,49	6,04
<b>CR-2</b>	14,58	11,93
<b>CR-3</b>	11,55	9,10

Rocha (2019) ainda analisou a saturação de água nas três zonas do Membro Caruaçu, e verificou que as maiores saturações se encontram no CR-1, seguido pelo CR-3 e CR-2, tanto para o método de Archie, quanto para o método de Simandoux. Por fim, o autor calculou o *net-pay* para as três zonas e concluiu que os melhores resultados de *Net/Gross* são encontrados no CR-2 com 80% de *Net/Gross*, seguido pelo CR-3 com 58% de *Net/Gross* e CR-1 com 7% de *Net/Gross*.

### 2.3 Diapirismo na Bacia do Recôncavo

O processo de diapirismo é definido como a ascensão de um diápiro – rocha menos densa que as encaixantes – que resulta em intrusões com estruturas dômicas. Horschutz e Teixeira (1969) fizeram uma abordagem sobre a dinâmica do diapirismo de folhelho presente na Bacia do Recôncavo e relatam que possíveis manifestações superficiais de fenômenos diapíricos foram identificadas por Pontes e Ribeiro (1964) através de um levantamento geológico de detalhe na porção central da bacia.

A instabilidade gravitacional somada às atividades tectônicas consiste na explicação para a origem do diapirismo na Bacia do Recôncavo. Outro fator que contribui para esse processo é a baixa compactação dos folhelhos que é a característica principal para suas propriedades diapíricas. Os autores Cupertino e Bueno (2005) afirmam que a sobrecarga sedimentar também influencia na origem de diápiros. Os folhelhos diapíricos possuem densidade e velocidade sônica baixas e resistividades de 2 ohm m (HORSCHUTZ; TEIXEIRA, 1969).

No estudo desenvolvido por Horschutz e Teixeira (1969) foi possível identificar três diápiros (Biriba-Poço, Rosário e Carijó), além de Cinzento e Santa Maria que já eram conhecidos anteriormente (Figura 9). Os diápiros de Biriba e Poço estão alinhados numa direção N-S e o critério utilizado para a identificação dos mesmos na sísmica foi o desaparecimento das reflexões. O diápiro Biriba, por ser melhor estudado, pode ser caracterizado por ser um corpo alongado na direção NE-SO e por possuírem flancos mais inclinados conforme a profundidade aumenta.

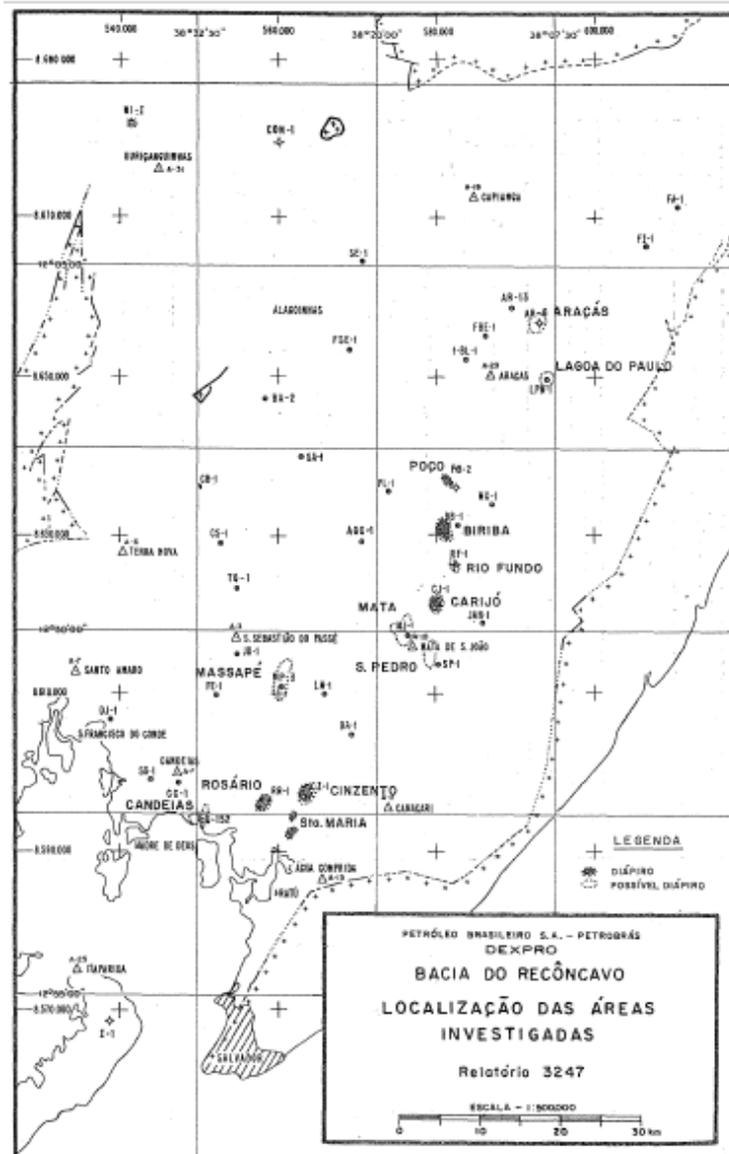


Figura 9 - Diápiros localizados na Bacia do Recôncavo. Fonte: Horschutz e Teixeira (1969).

O diápiro de Rosário foi mapeado inicialmente como um bloco de falha triangular e, de acordo com Horschutz e Teixeira (1969), é possível que o mesmo se encontre alinhado com o diápiro Cinzento-Santa Maria (Figura 9). O diápiro Carijó, por sua vez, tem forma alongada em superfície com um eixo orientado SO-NE e localiza-se na interseção de duas falhas. Horschutz e Teixeira (1969) pontuam que os folhelhos diapíricos de Carijó possuem uma mistura de fósseis de ostracodes a partir de análises paleontológicas realizadas. Por fim, os diápiros Cinzento-Santa Maria são compostos por três domos diapíricos sendo dois deles aflorantes e esses três corpos possuem um alinhamento na direção NE-SO.

Neves *et al.* (2019), através da interpretação de dois volumes sísmicos pós empilhamento, identificou a presença de diápiros de folhelhos na porção sul da Bacia do

Recôncavo, nos campos de Massapê e Cantagalo (Figura 10). Os autores sugerem uma possível relação entre a direção de deposição dos turbiditos do Mb. Caruaçu com a formação dos diápiros identificados e, de acordo com eles, a origem dos diápiros pode estar associada a uma instabilidade gravitacional somada à eventos tectônicos.

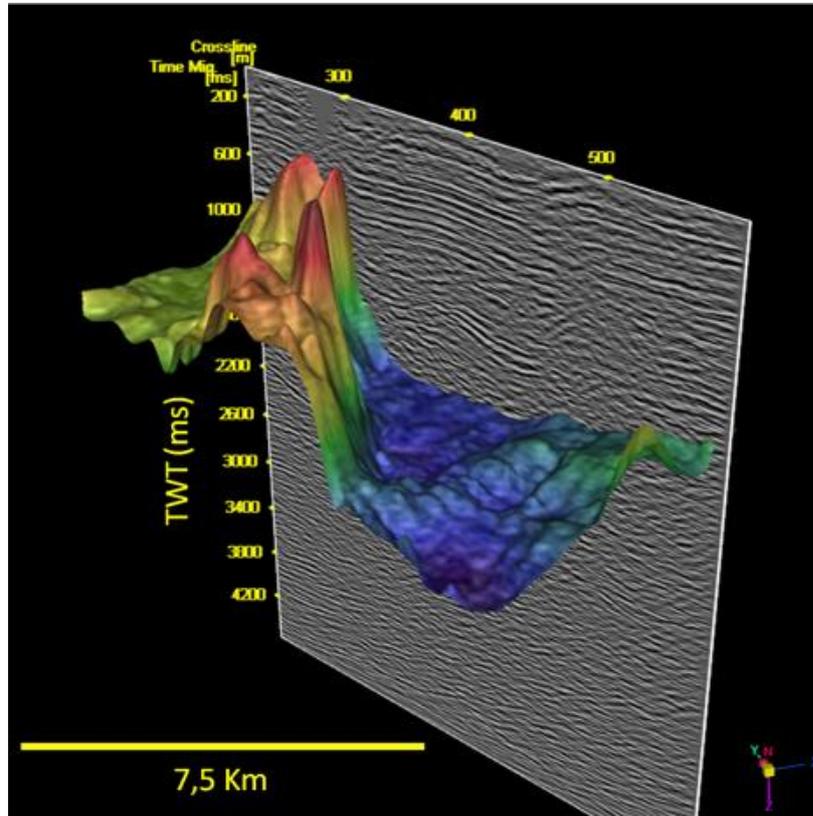


Figura 10 - Visualização 3D do topo da Fm. Candeias. Fonte: Neves *et al.* (2019).

Apesar de não ser possível individualizar de forma assertiva as prováveis causas que motivaram a geração dos diápiros, Neves *et al.* (2019) sugerem a ocorrência de eventos como: diferentes compactações, subsidências e/ou falhas. De acordo com Neves *et al.* (2019), é importante ressaltar que apesar de alguns autores atribuir a presença dos diápiros ao peso sedimentar no topo da Fm. Candeias, a orientação dos diápiros interpretados consiste na mesma orientação das principais falhas presentes no embasamento (Figura 11), ou seja, os mesmos podem estar relacionados com a tectônica que atuou no embasamento.

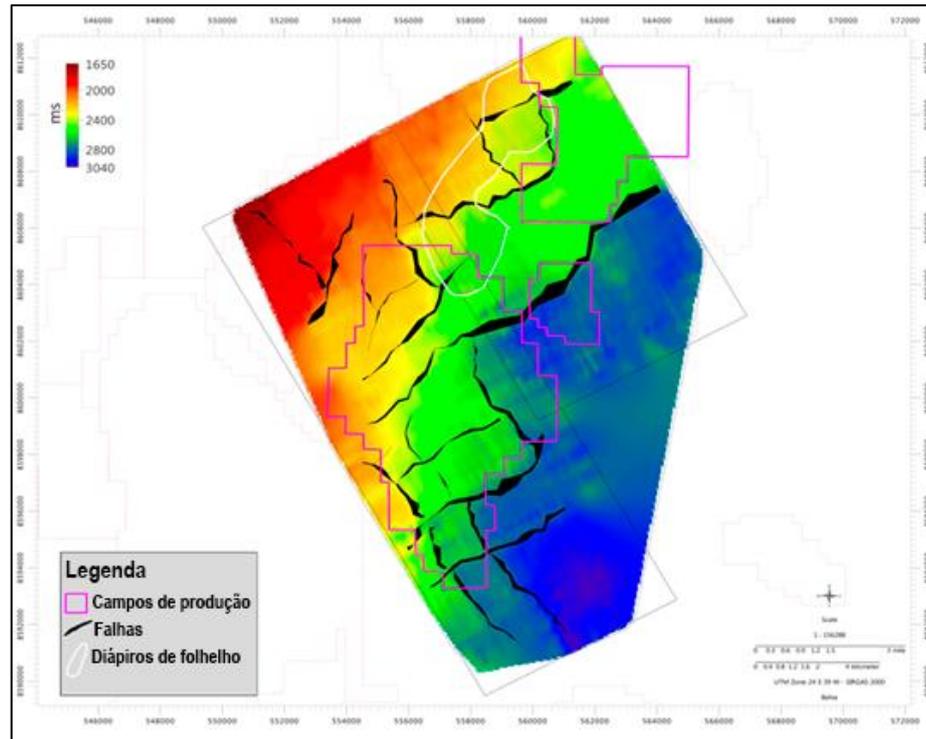


Figura 11 - Mapa estrutural em tempo (ms) do embasamento. Fonte: Neves *et al.* (2019).

### 2.3 Campo de Massapê

A região de estudo localiza-se no Campo de Massapê que possui uma área total de 24 km<sup>2</sup> e fica a 45 km da cidade de Salvador. Este campo foi descoberto em 1964 e tem o óleo como seu principal fluido.

Os arenitos do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha consistem nos principais reservatórios do campo, os mesmos possuem óleo 38° API, são responsáveis por 93% do volume de óleo “*in place*” e por 94% da produção do Campo de Massapê. De acordo com a ANP (2015), a porosidade desses arenitos varia de 13% a 15% e a permeabilidade se concentra entre 1 e 7 mD.

Analisando o histórico de produção do Campo de Massapê (Figura 12) é possível notar que houve uma produção média de 200 bbl/dia até o ano de 2004, onde houve um salto na produção atingindo picos de até 1600 bbl/dia. É válido evidenciar que este aumento de produção a partir do ano de 2004 está relacionado à novas descobertas de reservatórios no campo somada à novas tecnologias desenvolvidas.



Figura 12 - Histórico de produção do Campo de Massapê. Fonte: ANP (2015).

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A seguir será descrita a fundamentação teórica utilizada para o desenvolvimento deste trabalho.

#### 3.1 Perfis geofísicos utilizados

Os perfis geofísicos consistem numa ferramenta extremamente útil para a caracterização do substrato em relação às suas propriedades petrofísicas. Archie (1950) define o termo petrofísica como sendo o estudo das propriedades físicas das rochas, que se referem à distribuição de seus fluidos em seus espaços porosos. O estudo dessas propriedades pode ser feito de forma qualitativa ou quantitativa através de diversos perfis, tendo sido utilizados para a realização deste trabalho os perfis de densidade (RHOB), sônico (DT) e neutrão (NPHI).

O perfil de densidade é gerado a partir do bombardeio das camadas por um feixe de raios gama, tendo como fonte o Césio 137. A intensidade desse feixe diminui à medida que os raios vão sendo dispersados ou absorvidos e uma vez que é medida essa diminuição, tem-se a mudança da densidade do meio. Geologicamente, quanto menor a intensidade da radiação, maior é a densidade da rocha (NERY, 2004). A partir do perfil RHOB é possível calcular a porosidade, que consiste numa propriedade fundamental da rocha, através da equação:

$$\phi_D = \frac{\rho_B - \rho_m}{\rho_m - \rho_f} \quad (3.1)$$

no qual  $\rho_B$  é a densidade medida no perfil,  $\rho_m$  é a densidade da matriz da rocha e  $\rho_f$  a densidade do fluido de perfuração, sendo que esta deve ser verificada no relatório de perfuração do poço. O valor de  $\rho_m$  varia conforme a litologia estudada, 2,65 g/cm<sup>3</sup> para arenitos, 2,71 g/cm<sup>3</sup> para calcário e 2,87 g/cm<sup>3</sup> para dolomito.

O perfil sônico consiste na medição do tempo de trânsito que uma onda compressional (onda P) leva para percorrer o substrato e retornar aos receptores. A diferença dos tempos de chegada aos dois receptores é definida como tempo de trânsito (DT). Segundo Nery (2004), o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação da onda e a porosidade, pois considerando duas rochas semelhantes, a que tiver maior porosidade, registrará um tempo de trânsito maior do que uma com menos porosidade. A equação da porosidade calculada através do perfil sônico foi descrita por Wyllie (1958) conforme:

$$\phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}, \quad (3.2)$$

no qual  $\Delta t$  é o tempo de trânsito medido,  $\Delta t_m$  é o tempo de trânsito da matriz,  $\Delta t_f$  é o tempo de trânsito na mistura de fluidos.

Segundo Nery (2004), o perfil neutrão (NPHI) demonstra a interação dos nêutrons com os núcleos dos elementos componentes da matéria ao redor. Os nêutrons são bombardeados nas camadas do poço, onde as colisões causadas com os átomos do meio fazem com que os nêutrons percam parte da energia com que foram lançados. As maiores perdas de energia são causadas quando os nêutrons colidem com núcleos de hidrogênio. O hidrogênio está presente nos fluidos que preenchem as rochas como água ou hidrocarbonetos. O gás condensado apresenta baixíssima concentração de hidrogênio, fazendo com que o perfil NPHI combinado com RHOB sejam ótimas ferramentas para identificação de hidrocarbonetos leves nos reservatórios e diferenciação de litologias em ambientes siliciclásticos.

Gaymard e Poupon (1970) desenvolveram um método para compensar os efeitos da argila e de hidrocarbonetos leves na estimativa da porosidade utilizando os perfis densidade e neutrão. Este método é conhecido como porosidade de Gaymard e é definido conforme a seguinte equação:

$$\phi_{t,ND}^2 = \frac{\phi_{t,N}^2 + \phi_{t,D}^2}{2}, \quad (3.3)$$

no qual  $\phi_{t,N}$  e  $\phi_{t,D}$  correspondem a porosidade total calculada a partir dos perfis neutrão e densidade respectivamente.

Segundo Guimarães *et al.* (2008), a partir dos perfis NPHI e RHOB é possível estimar a litologia em rochas siliciclásticas. A combinação destas curvas é denominada DRDN e é definida conforme:

$$DRDN = \left( \frac{RHOB - 2}{0,05} \right) - \left( \frac{0,45 - NPHI}{0,03} \right), \quad (3.4)$$

no qual os valores negativos correspondem a arenitos e valores positivos correspondem a folhelhos (PEQUENO, 2019; FREIRE *et al.*, 2020).

Através da combinação dos perfis de densidade (RHOB) e sônico (DT) é possível gerar a curva de impedância acústica (Z). A impedância acústica consiste numa propriedade de física de camada, calculada a partir da multiplicação da velocidade compressional (Vp) com o perfil de densidade. Geralmente, altos valores de impedância acústica estão associados à litologias com baixa porosidade, uma vez que essas litologias apresentam altos valores de RHOB e Vp.

É válido evidenciar que o uso da mesma se mostra eficaz para a caracterização de reservatórios, pois a impedância acústica auxilia na identificação do tipo de litologia presente no reservatório, além de ser possível gerar modelos geoestatísticos de porosidade e permeabilidade.

### 3.2 Pré-condicionamento de dados sísmicos

Geralmente, dados sísmicos terrestres tendem a ser mais ruidosos do que dados sísmicos marinhos, devido aos fatores externos no momento de aquisição, além dos fenômenos de atenuação e dispersão da onda ao propagar-se em meio sólido, conforme descrito pelo princípio de Huygens (1966). Visando compensar obstáculos como estes, a utilização de um pré-condicionamento do dado é imprescindível para melhorar a sua resolução.

Atributos e filtros são ferramentas que auxiliam no processo de melhoria do dado sísmico e permitem a visualização de estruturas e camadas difíceis de serem identificadas antes de suas aplicações. Para a realização deste trabalho, foram escolhidos o atributo *Structural Smoothing* (NGERI *et al.*, 2015) e Filtro Inverso Q (WANG, 2006) com o objetivo da melhoria da resolução sísmica do dado terrestre estudado.

Segundo Chopra e Marfurt (2005), o uso de atributos sísmicos, que teve início na década de 30, tem sido uma etapa fundamental dos projetos de interpretações sísmicas. Um bom atributo sísmico é sensível às estruturas geológicas, às propriedades do reservatório estudado ou permite a identificação de ambientes deposicionais, auxiliando a inferência de propriedades de interesse.

#### 3.2.1 *Structural Smoothing*

O *Structural Smoothing* é um atributo de cunho estrutural que pode ser utilizado no dado sísmico para remoção de ruídos de fundo e melhoraria na sua continuidade lateral. Segundo Barnes (2016), atributos estruturais quantificam propriedades de falhas, dobras e diápiros levando em consideração informações como mergulho, inclinação e azimute. Autores como Ngeri *et al.* (2015) e Redini *et al.* (2017) fizeram uso do *Structural Smoothing* e obtiveram resultados satisfatórios quanto a melhoria da continuidade lateral do dado sísmico trabalhado.

Em Ngeri *et al.* (2015) o atributo *Structural Smoothing* foi combinado com um filtro Gaussiano para realçar as descontinuidades do dado, uma vez que um dos seus objetivos era melhorar a visualização de falhas (Figura 13).

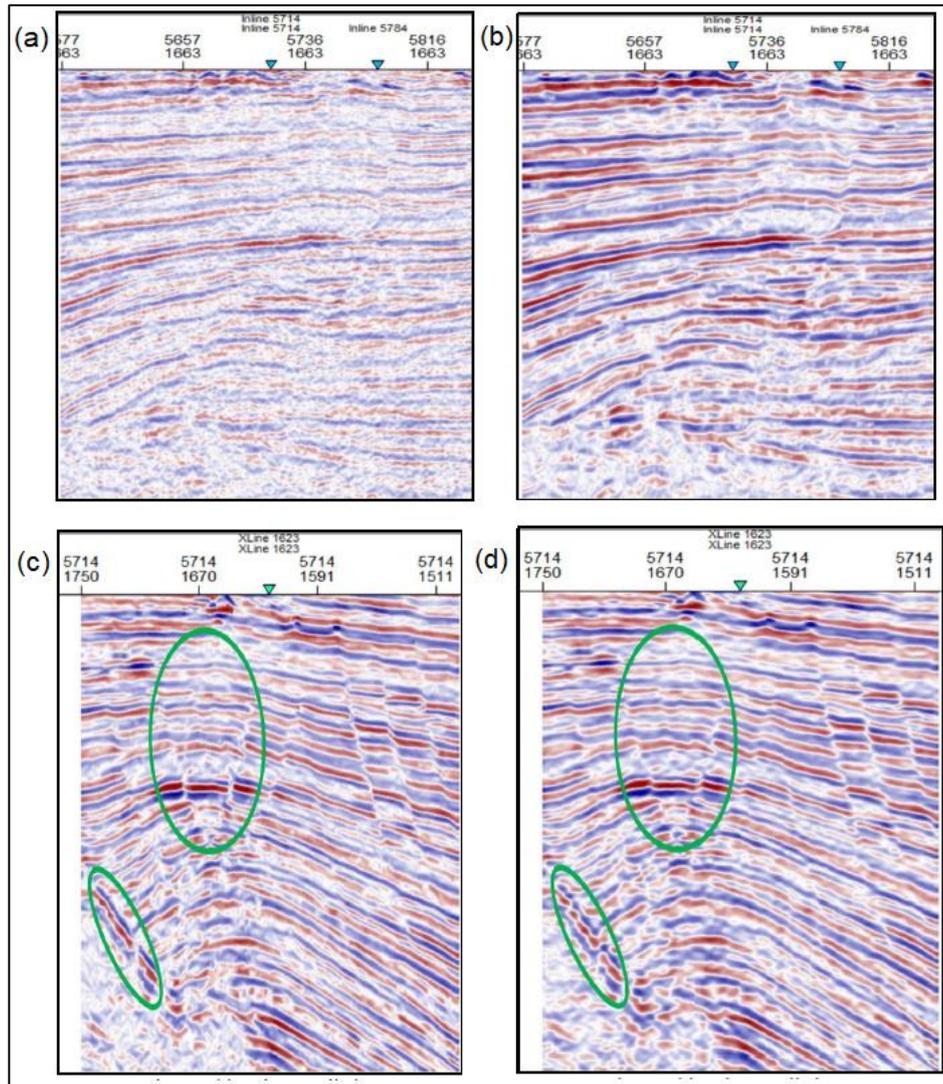


Figura 13 - (a) Dado bruto. (b) Dado sísmico após aplicação do atributo *Structural Smoothing*. (c) Dado sísmico após aplicação do *Structural Smoothing* e filtro Gaussiano. (d) Dado sísmico com aplicação do *Structural Smoothing* e sem o filtro Gaussiano. Fonte: Ngeri *et al.*, (2015).

Redini *et al.* (2017) utilizaram diversas técnicas com o objetivo de caracterizar um campo de hidrocarboneto no Egito. Os autores utilizaram atributos que permitissem identificar e entender diferentes tipos de reservatórios, sistemas de trapas, canais e falhas. Uma das técnicas utilizadas foi o atributo *Structural Smoothing* que melhorou a continuidade lateral do dado e permitiu uma melhor identificação de falhas (Figura 14).

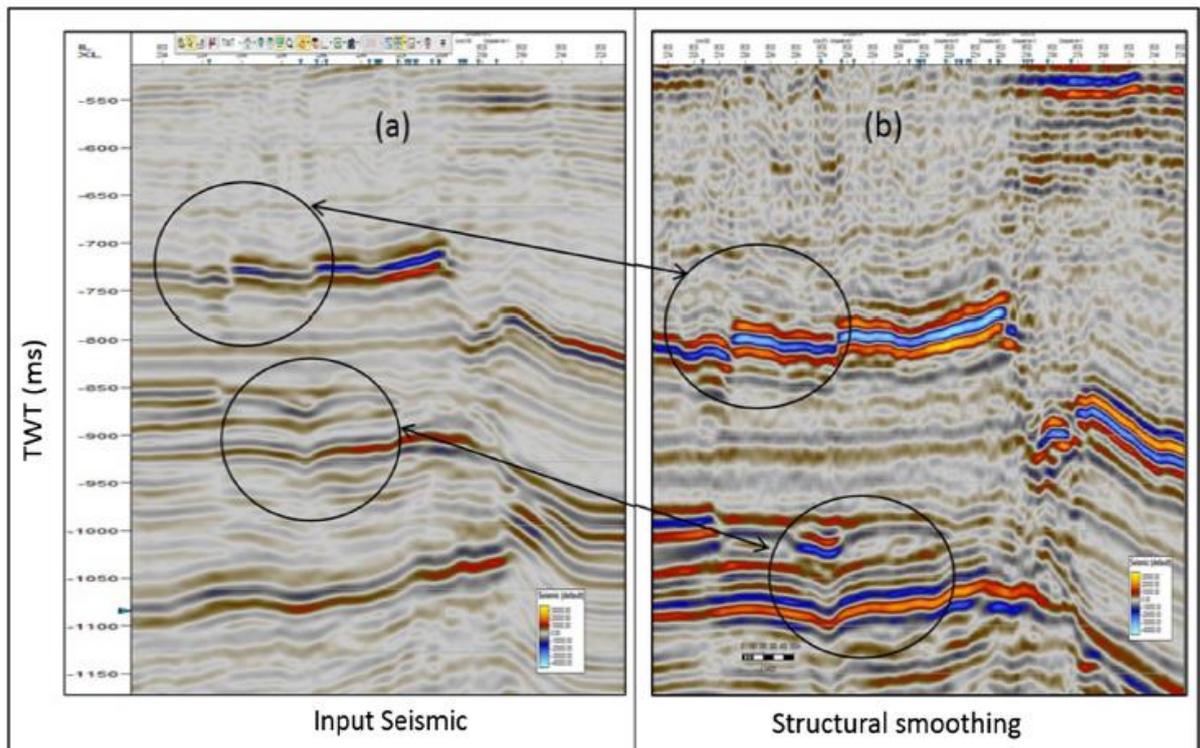


Figura 14- (a) Seção sísmica original. (b) Seção sísmica após aplicação do atributo *Structural Smoothing*. Fonte: Redini *et al.* (2017).

### 3.2.2 Filtro Inverso Q

Além da utilização de atributos a fim de melhorar a visualização de estruturas no dado sísmico, o uso de filtros para remover o efeito de absorção do sinal causado pela Terra tem sido muito aplicado. A Terra, por ser um meio viscoelástico, causa a deformação contínua do sinal sísmico através dos efeitos de atenuação e dispersão (Figura 15) (KOLSKY, 1964). Estes efeitos são modelados a partir do Fator Q e para a remoção pode-se utilizar o Filtro Inverso Q, que tenta compensar as perdas de sinal e a mudança de fase no dado sísmico durante a sua propagação.

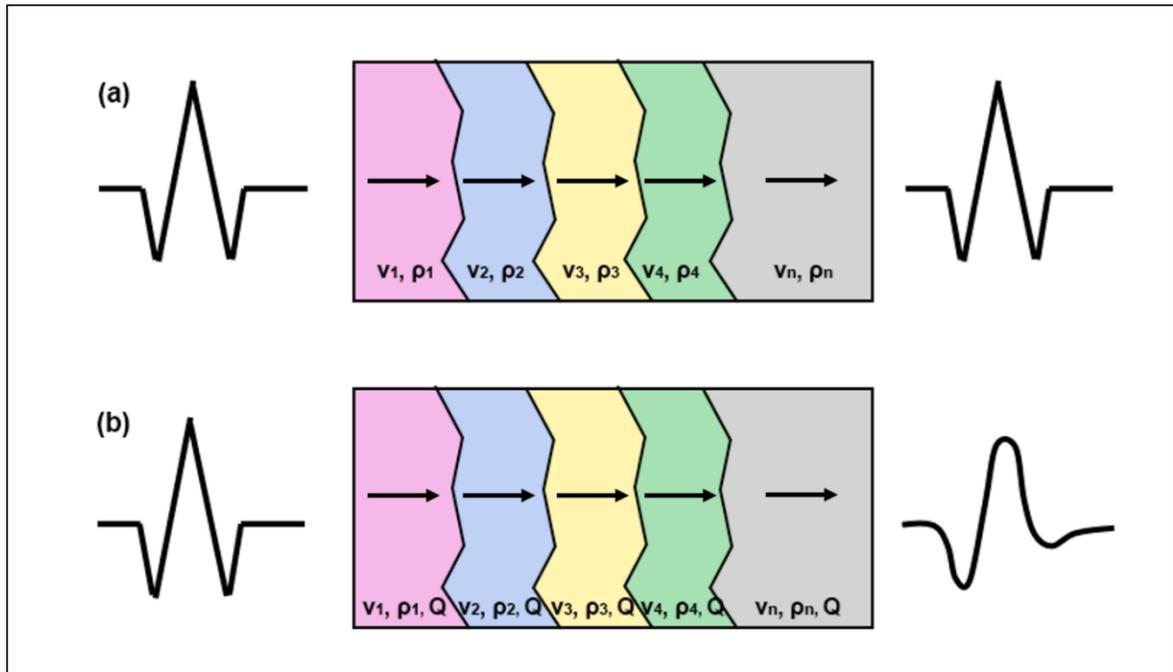


Figura 15 - Comportamento da onda sísmica em um meio (a) sem absorção e (b) com absorção. Fonte: Modificado de Zhang (2008).

O Fator  $Q$ , que é uma propriedade de absorção intrínseca das rochas, é definido como uma medida adimensional da inelasticidade e pode ser escrito matematicamente da seguinte forma:

$$\frac{1}{Q} = \frac{-\Delta E}{2\pi E}, \quad (3.5)$$

no qual  $E$  corresponde a energia armazenada na tensão máxima de um volume e  $-\Delta E$  é a perda de energia por ciclo da onda durante sua propagação. Sendo assim, a equação (3.5) implica que  $Q^{-1}$  é a porção de energia perdida durante cada ciclo. De acordo com Aki e Richards (1980), o Fator  $Q$  pode ser reescrito em termos de amplitude caso o meio possua uma relação linear de *stress-strain*:

$$\frac{1}{Q} = \frac{-\Delta A}{2\pi A_0}, \quad (3.6)$$

no qual  $A_0$  é a amplitude inicial do ciclo e  $\Delta A$  corresponde ao decaimento da amplitude durante um ciclo.

O Filtro Inverso  $Q$  pode ser aplicado a partir da equação da onda unidimensional, conforme descrito por Wang (2008):

$$\frac{\partial U(x, \omega)}{\partial x} = -ik(\omega)U(x, \omega),$$

$$U(x + \Delta x, \omega) = U(x, \omega) \exp[-ik(\omega)\Delta x], \quad (3.7)$$

no qual  $U(x, \omega)$  é uma onda plana de frequência angular  $\omega$  após viajar uma distância  $\Delta x$ ,  $k(\omega)$  é o número de onda complexo e  $i$  sua unidade imaginária. A partir da equação para o número de onda com valor complexo:

$$k(\omega) = \kappa(\omega) - i\alpha(\omega), \quad (3.8)$$

no qual  $\kappa(\omega)$  corresponde ao número de onda dispersivo e  $\alpha$  ao coeficiente de atenuação, é possível reescrever a equação (3.7) da seguinte forma:

$$U(x + \Delta x, \omega) = U(x, \omega) \exp[-\alpha(\omega)\Delta x] \exp[-i\kappa(\omega)\Delta x]. \quad (3.9)$$

A equação acima exibe dois termos definidos que são responsáveis pelos efeitos de atenuação (3.10) e dispersão (3.11):

$$\exp[-\alpha(\omega)\Delta x], \quad (3.10)$$

$$\exp[-i\kappa(\omega)\Delta x]. \quad (3.11)$$

A efetividade do Filtro Inverso Q foi abordada por Wang (2008) através de diversas aplicações. Segundo o autor, a aplicação do filtro fornece uma melhor correlação poço-sísmica, após a realização de uma inversão e isso ocorre pois o Filtro Inverso Q corrige o efeito de dispersão de propagação da onda, melhorando assim a correlação entre a sísmica e o traço sintético (Figura 16).

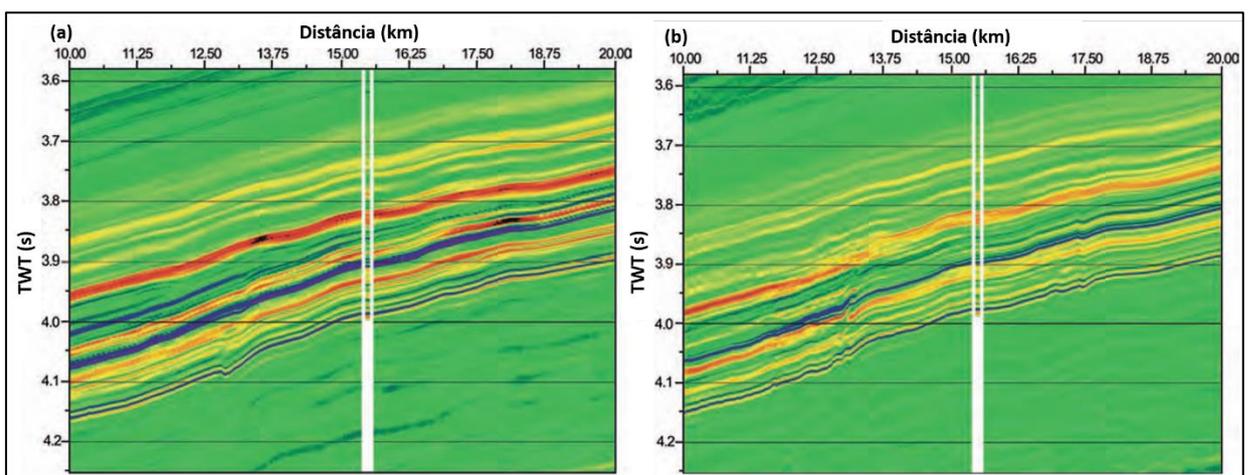


Figura 16 - Comparação de seções de impedância a partir da sísmica e impedância sintética a partir do poço. (a) Seção de impedância extraída do dado sísmico sem a filtragem inversa Q. (b) Seção de impedância após a filtragem inversa Q. Fonte: Wang (2008).

Sabendo que a atenuação do dado sísmico consiste no principal responsável para sua resolução limitada, Lupinacci *et al.* (2017) propuseram um *workflow* composto por três etapas para a correção deste efeito. A primeira etapa do *workflow* proposto pelos autores consistiu na estimação do fator de qualidade traço-a-traço ao longo da seção sísmica. Em seguida, realizou-se a preparação do dado para a compensação da atenuação, através de uma estratégia de filtragem especial para remoção de ruídos de alta frequência, conhecida como filtragem no domínio *curvelet*. Por fim, a terceira etapa consistiu na aplicação da filtragem inversa Q no dado sísmico.

A aplicação da filtragem inversa Q é desafiadora quando o dado possui ruídos de alta frequência, pois ao realçar sinais de interesse aplicando a filtragem, conseqüentemente, os ruídos também são realçados. Portanto, a realização de uma filtragem inicial no dado sísmico é de suma importância. Lupinacci *et al.* (2017) aplicaram o *workflow* desenvolvido em uma seção sísmica da bacia de Pelotas para compensar a atenuação causada pelo efeito do gás raso e o ganho de resolução do dado após esse fluxograma pode ser observado na Figura 17.

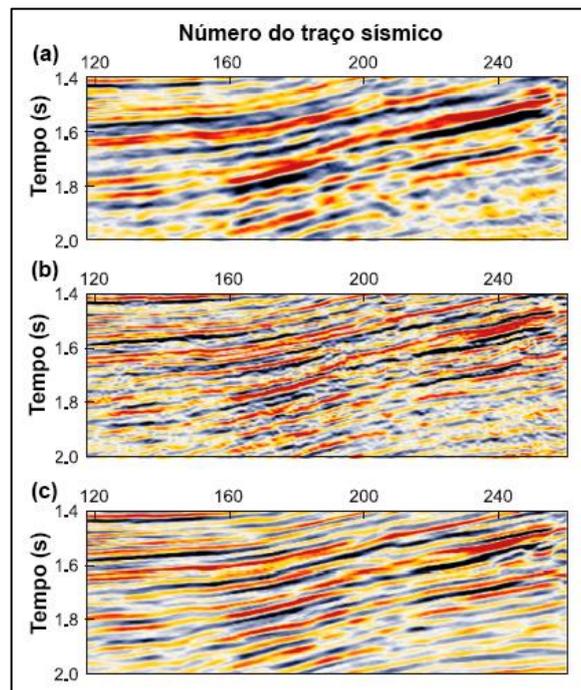


Figura 17 – Dado sísmico da Bacia de Pelotas. (a) Seção sísmica original. (b) Seção sísmica após aplicação do filtro inverso-Q. (c) Seção sísmica após aplicação do filtro inverso-Q e filtragem *curvelet*. Fonte: Lupinacci *et al.* (2017).

### 3.3 Inversão Sísmica

Os avanços tecnológicos nos últimos anos contribuíram para um rápido crescimento nas técnicas de interpretação sísmica quantitativa. Uma dessas técnicas é a inversão sísmica que hoje está presente em diversos fluxos de trabalho. A inversão sísmica é utilizada para caracterizar e estimar porosidade tanto em reservatórios carbonáticos quanto em reservatórios siliciclásticos (FILIPPOVA *et al.*, 2011; MAURYA; SINGH, 2015; FARFOUR *et al.*, 2015; JALALALHOSSEINI *et al.*, 2015, FERREIRA; LUPINACCI, 2018; PEÇANHA *et al.*, 2019).

Russell (1988) define inversão sísmica como uma forma de criar um modelo da Terra utilizando o dado sísmico como *input*, sendo assim, a mesma pode ser considerada como o oposto da técnica de modelagem direta (Figura 18). O resultado fornecido pela inversão consiste em um volume de impedância, sendo esta uma propriedade de camada, ao invés de uma propriedade de interface que é fornecida pela sísmica de reflexão. A impedância acústica ( $Z$ ) é calculada a partir do produto entre densidade da rocha e a velocidade da onda P (LATIMER, 2000).

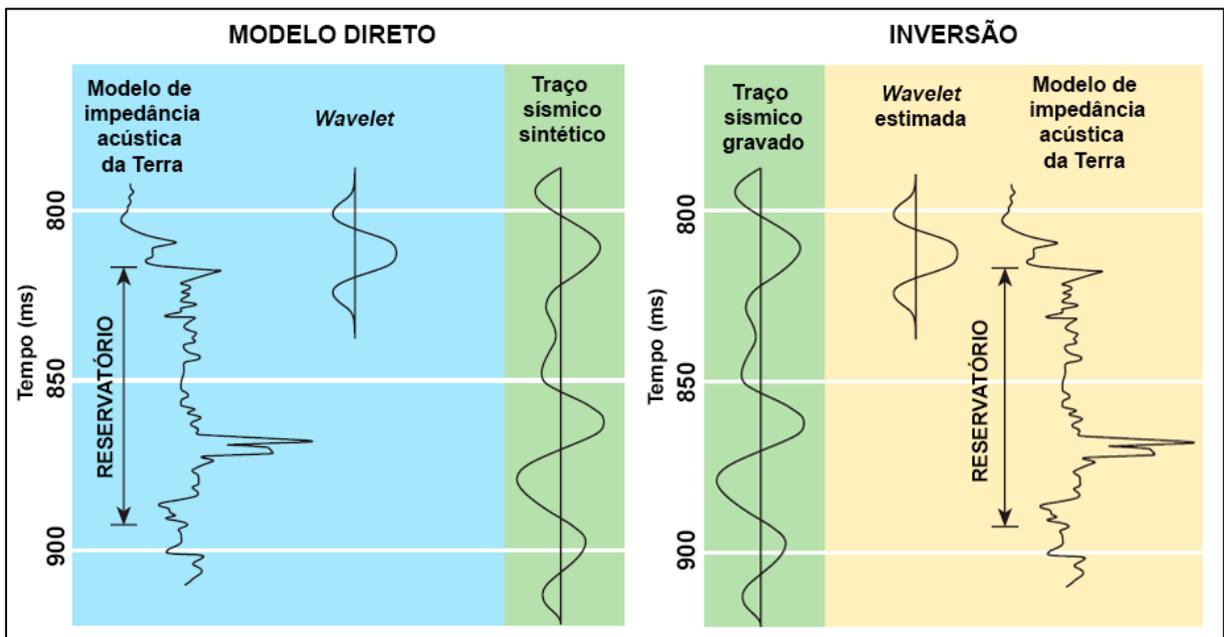


Figura 18 - Representação do modelo direto e da inversão acústica. Fonte: Modificado de Barclay *et al.*, (2008).

A inversão sísmica é amplamente utilizada nos dias de hoje devido à facilidade e acurácia com que o modelo de impedância pode auxiliar na interpretação e caracterização de reservatórios. A mesma mostra-se uma excelente ferramenta, pois a partir da sua aplicação é possível integrar as informações do volume sísmico e as informações dos poços de forma que seja possível a criação de modelos de porosidade e permeabilidade, permitindo assim, uma

efetiva caracterização do reservatório estudado (CHOPRA, 2001; SANCEVERO *et al.*, 2006; FERREIRA; LUPINACCI, 2018; PEÇANHA *et al.*, 2019).

Segundo Filippova (2011), a técnica de inversão sísmica pode ser classificada a partir do tipo de dado utilizado para inversão: dado pré-empilhamento ou dado pós-empilhamento. A partir dos dados pré-empilhamento é possível extrair diversas propriedades elásticas da rocha, enquanto a partir dos dados pós-empilhamento é possível extrair apenas a informação de impedância acústica.

### 3.3.1 Modelo convolucional do traço sísmico

O cálculo para realização da inversão acústica baseia-se na equação do modelo convolucional do traço sísmico conforme:

$$s(t) = r(t) * w(t) + n(t), \quad (3.12)$$

no qual  $s(t)$ ,  $r(t)$ ,  $w(t)$  e  $n(t)$  correspondem, respectivamente, ao traço sísmico, a função refletividade, pulso sísmico e ruído (Figura 19).

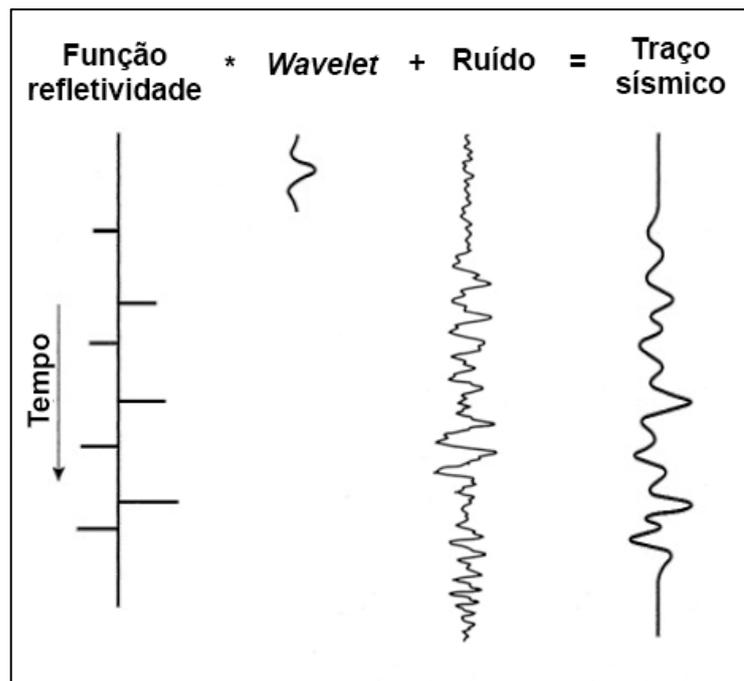


Figura 19 - Modelo convolucional do traço sísmico. Fonte: Modificado de Kearey *et al.* (2002).

A refletividade é um dos conceitos fundamentais no método sísmico. Segundo Russell (1988), cada coeficiente de reflexão (Eq. 3.13) pode ser entendido como a resposta de um pulso sísmico a uma mudança de impedância acústica em subsuperfície (Figura 20):

$$r = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.13)$$

no qual  $r$  é a refletividade e  $Z$  é a impedância acústica da  $i^{th}$  camada. A impedância acústica ( $Z$ ) consiste em uma propriedade física da rocha definida pelo produto da velocidade  $P$  e densidade da camada.

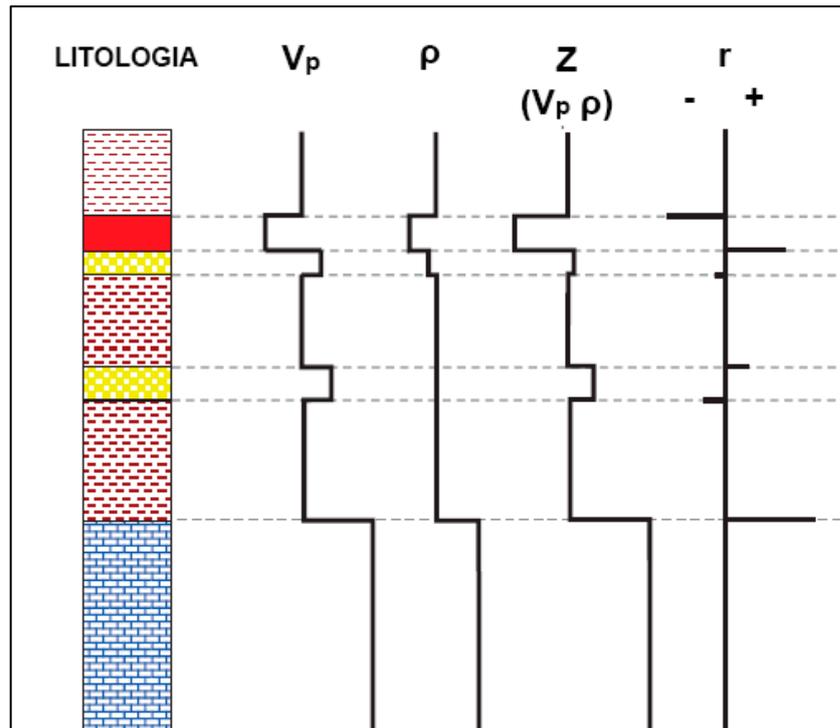


Figura 20 - Perfil litológico, perfil da velocidade  $P$ , perfil da densidade  $\rho$ , perfil de impedância acústica  $Z$  e refletividade. Fonte: Modificado de Simm e Bacon (2014).

Um aspecto importante para qualquer interpretação sísmica de amplitude é a forma do pulso sísmico, pois as suas propriedades controlam a resolução sísmica em termos de reconhecimento de topo e base das camadas de rocha. Existem diferentes tipos de pulsos sísmicos idealizados que são comumente usados para criação de traços sintéticos quando o pulso sísmico não é conhecido. Para cada tipo, o pulso sísmico pode ser de fase zero, constante ou mínima, tendo sempre o seu conteúdo de frequência especificado pelo usuário (Figura 21) (SIMM; BACON, 2014).

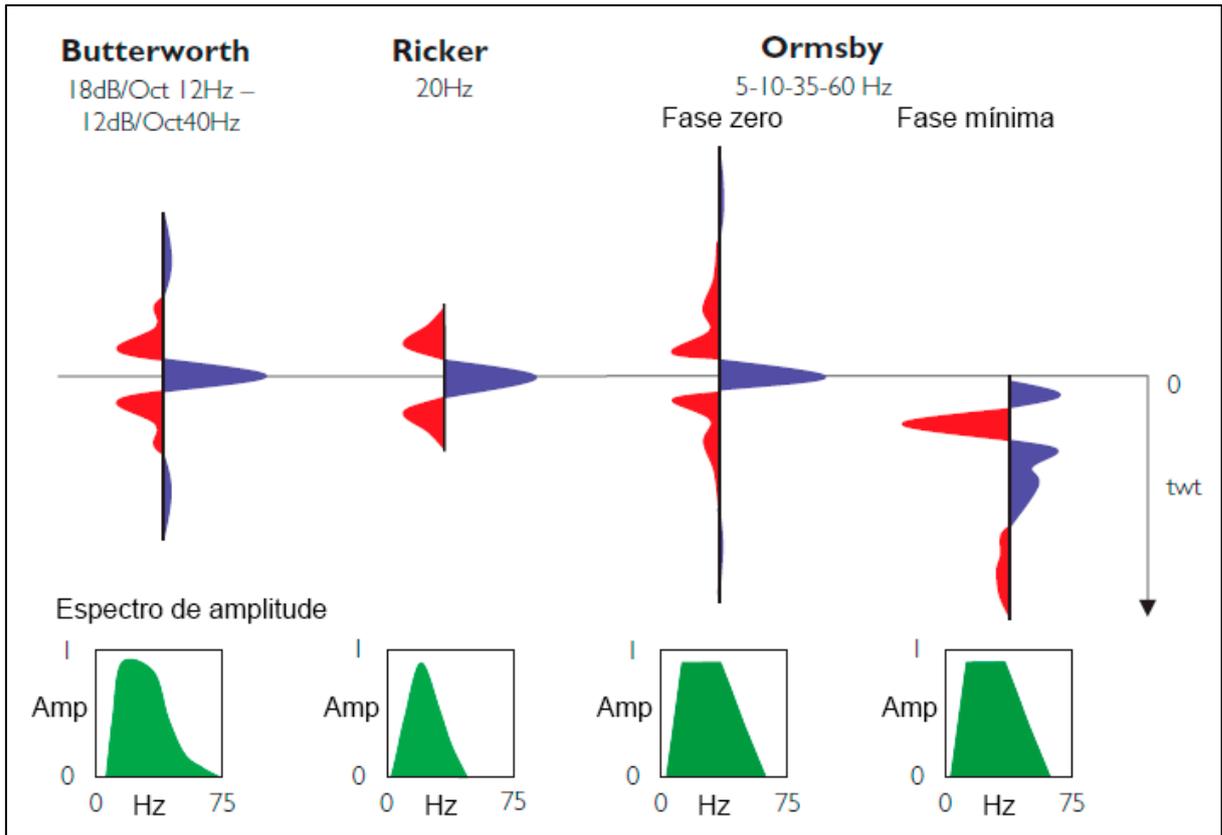


Figura 21 - Exemplo de pulsos sísmicos idealizados. Fonte: Modificado de Simm e Bacon (2014).

O pulso sísmico Butterworth é definido pelas frequências de passa alta e passa baixa tendo a resposta de *slopes* geralmente em dB por oitava. O pulso sísmico Ormsby, por sua vez, é definido por quatro frequências, *low-cut*, passa baixa, passa alta e high cut. Por fim, o pulso sísmico Ricker é simplesmente definido por uma frequência central e possui apenas dois lóbulos laterais (SIMM; BACON, 2014).

### 3.3.2 Tipos de inversões sísmicas

Nas últimas décadas, a indústria de óleo tem focado no melhoramento de diversos métodos para solucionar problemas geológicos. Inversões sísmicas pré-empilhamento e pós-empilhamento estão entre estas técnicas visando uma melhor caracterização dos reservatórios de hidrocarbonetos (CATALDO; LEITE, 2018).

A partir da inversão do dado pré-empilhado, que utiliza a variação da amplitude com o *offset*, diversas propriedades elásticas podem ser estimadas como: impedância compressional, impedância cisalhante, razão  $V_p/V_s$  e densidade (FILIPPOVA *et al.*, 2011). A inversão sísmica realizada em dados pré-empilhados fornece um melhor detalhamento das camadas estratigráficas em subsuperfície comparado ao método de inversão pós-empilhamento, além do fato de que a partir das propriedades inicialmente extraídas com esta inversão, pode-se estimar

outros parâmetros elásticos como as velocidades compressional e cisalhante, o módulo de *bulk*, de Young e a razão de Poisson (MALLICK, 1999; FILIPPOVA *et al.*, 2011). Apesar dos bons resultados alcançados pela inversão pré-empilhamento, a inversão pós-empilhamento continua sendo o método mais utilizado por ser robusto e por apresentar suposições mais simples.

Em geral, existem dois tipos de inversão sísmica: determinística e estocástica. As inversões determinísticas são relativamente fáceis de gerar e baseiam-se na minimização da diferença entre o traço sísmico modelado e o traço sísmico real, enquanto as técnicas de inversões estocásticas tentam descrever a variabilidade de soluções, ou seja, ao contrário da inversão determinística, a inversão estocástica não fornece mais de uma solução (SIMM; BACON, 2014).

A técnica de inversão estocástica é composta pela inversão geoestatística e a inversão bayesiana (HAAS; DUBRULE, 1994; GUNNING; GLINSKY, 2004), enquanto a técnica de inversão determinística é composta pela inversão recursiva, inversão *Sparse Spike*, inversão colorida e inversão *Model-Based* (RUSSEL; HAMPSON, 1988; LANCASTER; WHITCOMBE, 2000). As inversões colorida e *Model-Based* são as técnicas de inversão sísmica utilizadas neste trabalho, sendo assim, ambas são detalhadas a seguir.

### 3.3.3 Inversão Colorida

Lancaster e Whitcombe (2000) desenvolveram um algoritmo de inversão que, apesar de não ser o melhor, é rápido, fácil de utilizar e desempenha um papel significativamente melhor do que a inversão recursiva. No trabalho desses autores, a partir da combinação de um volume sísmico de impedância, onde foi utilizado algoritmo *sparse-spike*, com o dado de reflexão real, eles derivaram um filtro e ao convolver este filtro com o dado sísmico de reflexão utilizado para *input*, foi observado um resultado bem próximo ao volume de impedância gerado pelo algoritmo *sparse-spike*.

A técnica desenvolvida por Lancaster e Whitcombe (2000) consiste num processo onde um operador transforma o traço sísmico em impedância de forma direta conforme:

$$Z = O * S. \quad (3.14)$$

A equação 3.14 é o resultado de um desenvolvimento do modelo convolucional, como pode ser observado a seguir:

$$S(t) = W(t) * R(t). \quad (3.15)$$

no qual  $S(t)$  é o traço sísmico no domínio do tempo,  $W(t)$  é o pulso sísmico no domínio do tempo e  $R(t)$  é a refletividade.

A refletividade da equação 3.15 pode ser reescrita em termos de impedância acústica conforme:

$$S(t) = W(t) * \frac{1}{2} \frac{\partial \ln I(t)}{\partial t}. \quad (3.16)$$

no qual  $I(t)$  é a impedância no domínio do tempo.

Considerando  $W(t)$  um operador no domínio do tempo, a equação 3.16 torna-se:

$$S(t) = Op_1(t) * I(t). \quad (3.17)$$

no qual  $Op_1(t)$  é o operador no domínio do tempo.

Por fim, ao realizar a transformada do domínio do tempo para o domínio da frequência, a equação 3.15 pode ser reescrita conforme:

$$S(f) = Op_2(f) \cdot I(f), \quad (3.18)$$

$$Op_2^{-1}(f)_{S \rightarrow I} S(f) = I(f). \quad (3.19)$$

no qual  $S(f)$  é o traço sísmico no domínio da frequência,  $Op_2(f)$  é o operador no domínio da frequência,  $I(f)$  a impedância no domínio da frequência e  $Op_2^{-1}(f)$  operador inverso no domínio da frequência.

Segundo estudos empíricos de Walden e Hosken (1985), foi possível observar que todos os coeficientes de reflexão da terra possuem um espectro com um *trend* similar e pode ser descrito como  $f^\beta$ , onde  $\beta$  é um termo constante positivo e  $f$  a frequência. Lancaster e Whitcombe (2000) observaram um comportamento similar para o espectro de impedância, mas o expoente é negativo e para distingui-lo do expoente de reflexão, optaram por se referir ao mesmo por  $\alpha$ . Sendo assim, a Eq. 3 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$Op^{-1}(f) = \frac{f^\alpha}{S(f)} \quad (3.20)$$

no qual  $Op^{-1}(f)$  é o operador no domínio da frequência,  $f^\alpha$  é o espectro de frequência da impedância e  $S(f)$  traço sísmico no domínio da frequência.

Maurya e Singh (2019) utilizaram a Inversão Colorida como atributo externo para estimação de porosidade e resumiram cálculo do operador (O) em quatro passos:

1. A impedância acústica é calculada e o seu log no domínio da frequência é plotado em relação ao log da frequência para todos os poços na área de estudo;
2. Uma linha de regressão é encaixada no gráfico para representar o espectro de impedância em subsuperfície (Figura 22);
3. O espectro sísmico é calculado a partir dos traços sísmicos próximos aos poços. Este espectro e  $f^\alpha$  são utilizados para calcular o espectro do operador, que transformará o espectro sísmico de amplitude em um espectro médio de impedância;
4. O espectro final (Figura 23a) é transformado no domínio do tempo, criando assim um operador (Figura 23b) que será convolvido com o traço sísmico para obter a impedância relativa.

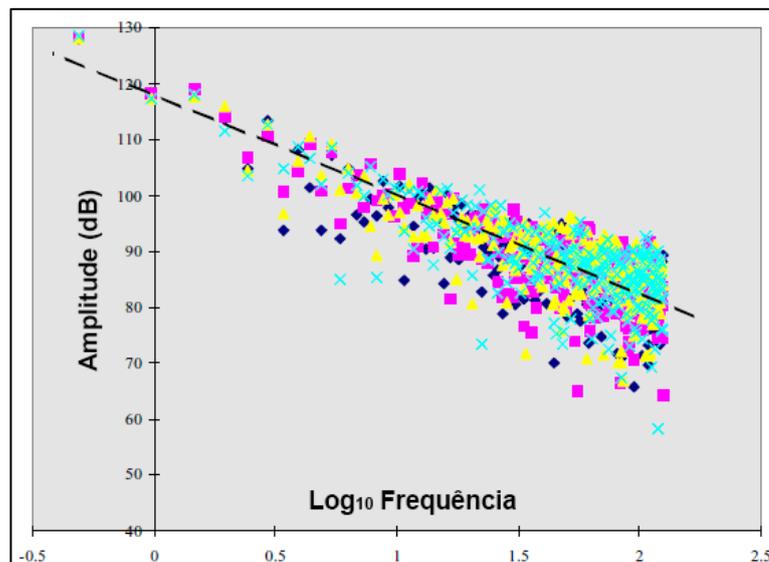


Figura 22 - Impedância acústica calculada em cada poço e plotada em relação a frequência. Fonte: Modificado de Lancaster e Whitcombe (2000).

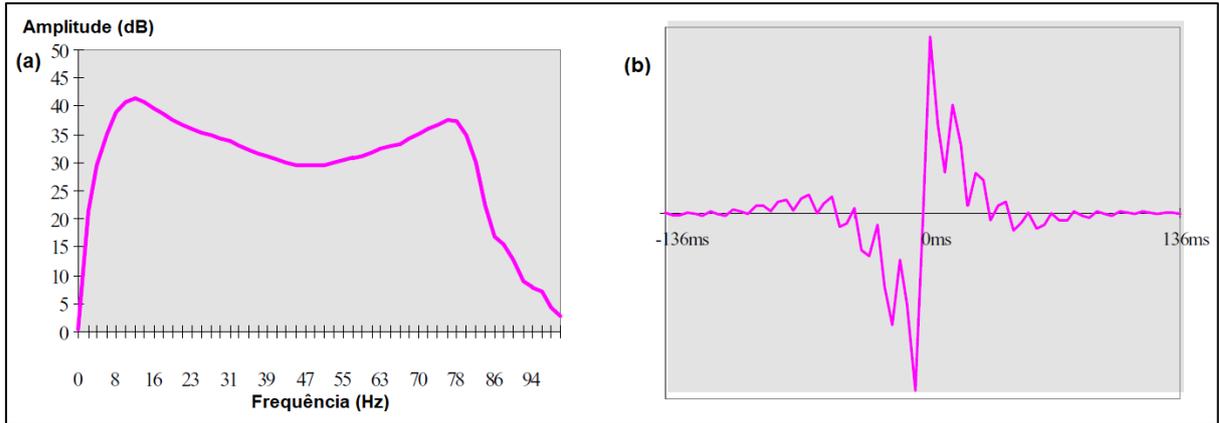


Figura 23 - (a) Espectro de frequência utilizado para gerar o operador; (b) operador no domínio do tempo. Fonte: Lancaster e Whitcombe (2000).

A fim de verificar a eficácia do uso da Inversão Colorida, Lancaster e Whitcombe (2000) compararam os resultados de uma inversão *sparse-spike* e colorida com um volume de impedância sintético ideal (*benchmark*) (Figura 24). Uma grande semelhança entre os três volumes foi identificada pelos autores, entretanto, é válido ressaltar que a *sparse-spike* demonstrou uma melhor resolução em algumas regiões.

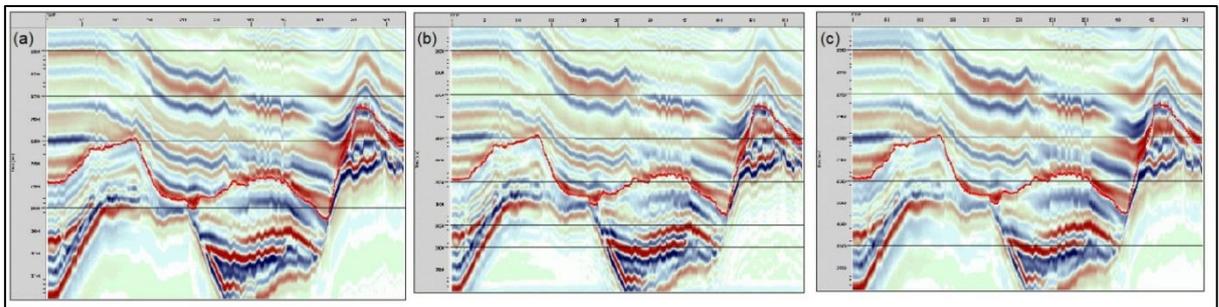


Figura 24 - (a) Modelo de impedância acústica sintético (*benchmark*); (b) Volume de impedância a partir da inversão *Sparse-Spike*; (c) Volume de impedância a partir da Inversão Colorida. Fonte: Lancaster e Whitcombe (2000).

Maynard *et al.* (2003) utilizaram a técnica da inversão colorida em dois tipos de reservatório na Indonésia, sendo um reservatório clástico localizado no Campo de Belida e outro carbonático ao leste de Java. A partir de *timeslices* do volume de impedância relativa gerado para o reservatório siliciclástico (*Lower Arang*), observaram diversas variações de fácies incluindo diversos canais fluviais e sistemas (Figura 25) onde as altas impedâncias relativas estão correlacionadas com folhelhos e as baixas impedâncias referem-se as areias.

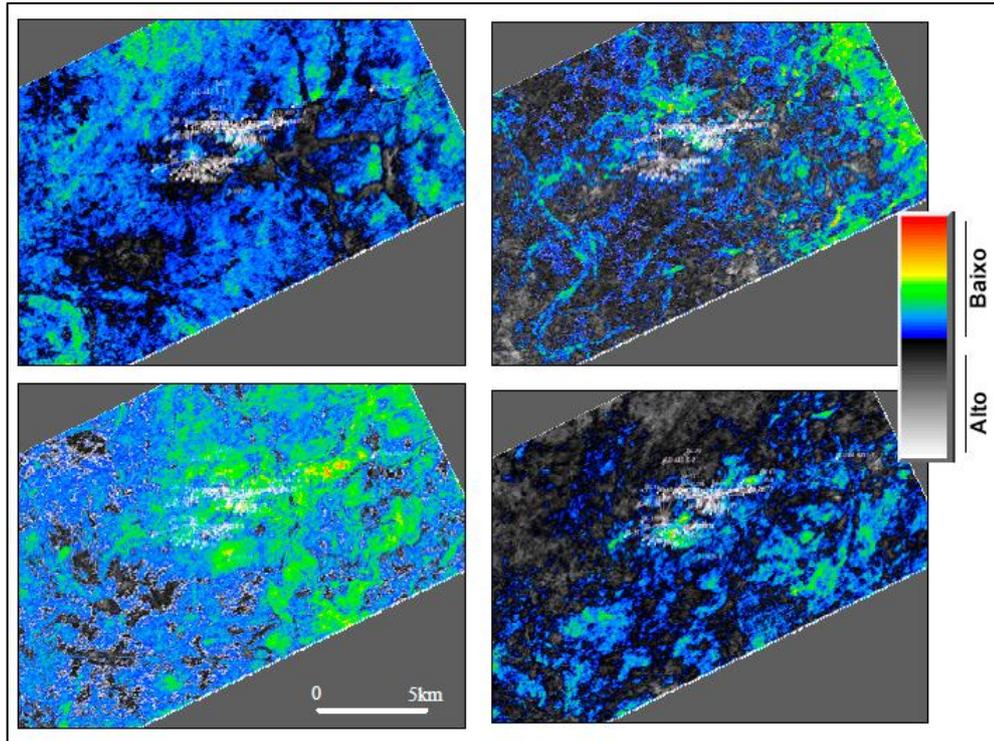


Figura 25 - *Timeslice* da inversão colorida realizada no Campo de Belida para caracterização de um reservatório clástico. Fonte: Modificado de Maynard *et al.*, (2003)

A partir de uma seção vertical do volume, Maynard *et al.* (2003) observaram também uma boa correlação com o dado do poço (Figura 26), apesar da diferença na resolução vertical entre os mesmos, como já era esperado.

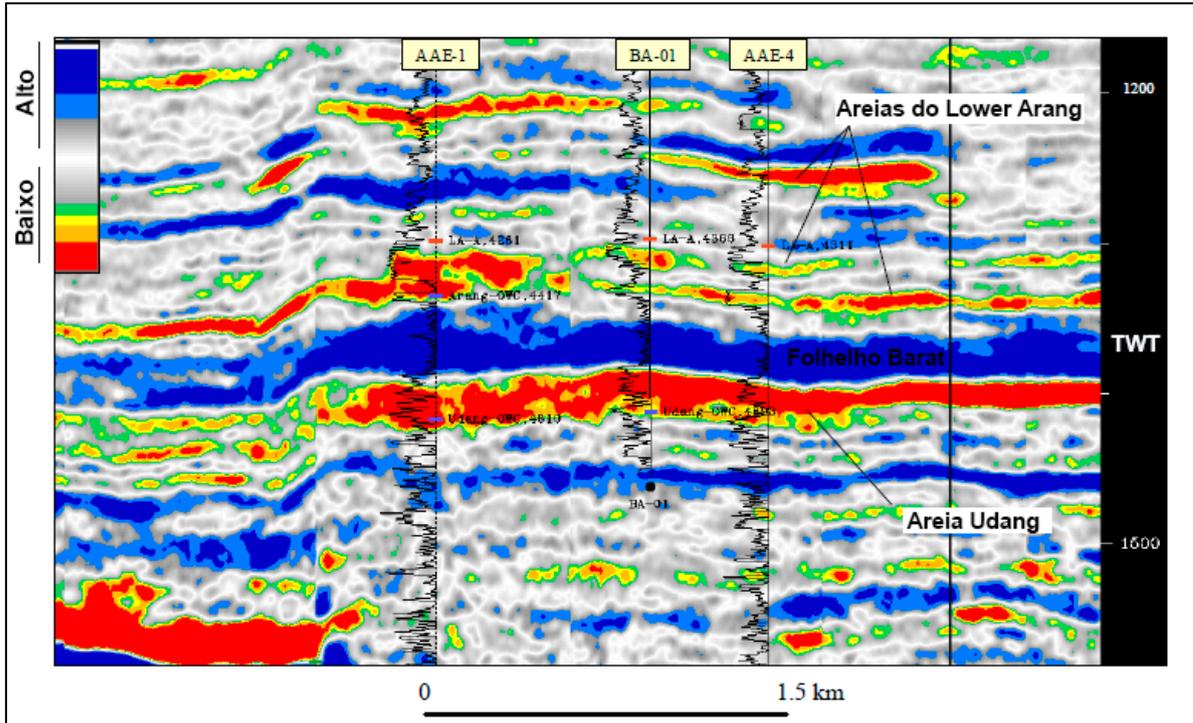


Figura 26 - Seção vertical da inversão colorida realizada no Campo de Belida para caracterização de um reservatório clástico. Fonte: Modificado de Maynard *et al.* (2003).

A inversão colorida consiste num método rápido e fácil de aplicar. Entretanto, deve-se ter conhecimento de que o mesmo apresenta alguns pontos negativos, como pouca continuidade lateral e presença de artefatos que prejudicam o modelo de impedância gerado além do fato de que o produto fornecido por esta inversão consiste num volume de impedância relativa. De acordo Cooke e Cant (2010), o fator principal que diferencia um volume de impedância relativa para um volume de impedância absoluta é o componente de baixas frequências que pode ser adicionado para gerar o volume de impedância absoluta.

### 3.3.4 Inversão *Model-Based*

A Inversão *Model-Based* consiste numa inversão determinística pós-empilhamento. Este método, quando aplicado em um dado pós-empilhamento, baseia-se na teoria convolucional, onde um traço sísmico pode ser gerado a partir da convolução de um pulso sísmico com a função refletividade. A inversão *Model-Based* é gerada a partir de um modelo inicial da geologia terrestre e esse modelo é perturbado até que seja gerado uma seção sísmica sintética que melhor corresponda ao dado sísmico observado (Figura 27) (RUSSEL; HAMPSON, 1991; MAURYA, 2015).

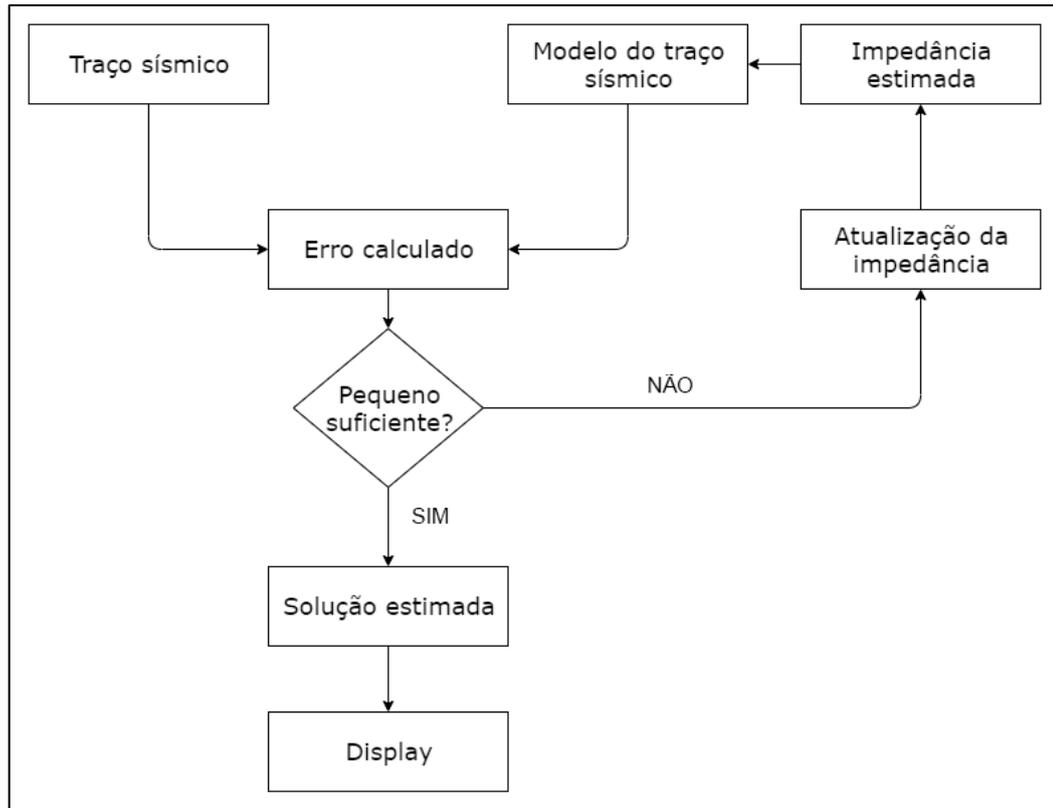


Figura 27 – Fluxograma da técnica *Model-Based*. Fonte: Modificado de Russell (1988).

O modelo inicial pode ser criado a partir de uma interpolação de dados de poços, geralmente com um filtro passa-baixa aplicado, ou a partir de um prévio conhecimento geológico da área (SIMM; BACON, 2014). Diversos algoritmos têm sido empregados nos processos de inversão como, por exemplo, o Método Litológico Sísmico (SLIM) (GELFAND; LARNER, 1984) e a Inversão Linear Generalizada (GLI) (COOKE; SCHNEIDER, 1983), sendo este último o mais utilizado.

O método de inversão generalizada linear (GLI) é descrito por Russell (1988) como um método que pode ser aplicado praticamente a qualquer medida geofísica para determinar a configuração geológica que gerou esses resultados. Ou seja, a partir de diversas observações geofísicas, o método GLI vai gerar um modelo geológico que melhor se encaixe nessas observações baseando-se na técnica dos mínimos quadrados. Matematicamente a inversão GLI pode ser descrita conforme:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M \quad (3.21)$$

no qual  $M_0$  é o modelo inicial,  $M$  o modelo verdadeiro da Terra,  $\Delta M$  a mudança nos parâmetros do modelo,  $F(M)$  as observações registradas,  $F(M_0)$  os valores calculados a partir do modelo inicial e  $\frac{\partial F(M_0)}{\partial M}$  a mudança nos valores calculados.

Segundo Cooke e Cant (2010), a parametrização da técnica GLI é feita utilizando a impedância blocada das camadas. Para cada camada do modelo existem dois parâmetros, um deles relacionado a sua impedância da camada e o outro relacionado a sua espessura. O algoritmo GLI tem como objetivo atualizar esses parâmetros de impedância de forma iterativa para obtenção de sucesso ao comparar o traço sintético feito a partir desse modelo com o traço sísmico que foi utilizado como input.

O método de inversão litológico sísmico (SLIM), assemelha-se em grande parte ao método GLI, pois o modelo inicial é definido como uma série de camadas com velocidades e densidades diferentes, o pulso sísmico é estimado e o modelo sintético é comparado com o dado sísmico real e a partir de uma subtração desses traços, o erro é calculado, caso o mesmo seja alto, o modelo é perturbado e todo o processo é repetido até a obtenção de um resultado satisfatório (GELFAND; LARNER, 1984, RUSSELL, 1988).

Cooke e Cant (2010) compararam duas formas de empregar a inversão *Model-Based*, sendo elas a determinística e probabilística. Ambas abordagens evidenciaram a presença de reservatórios de gás relacionados a baixas impedâncias (Figura 28), mostrando a eficiência de empregar esta técnica para a caracterização de reservatórios.

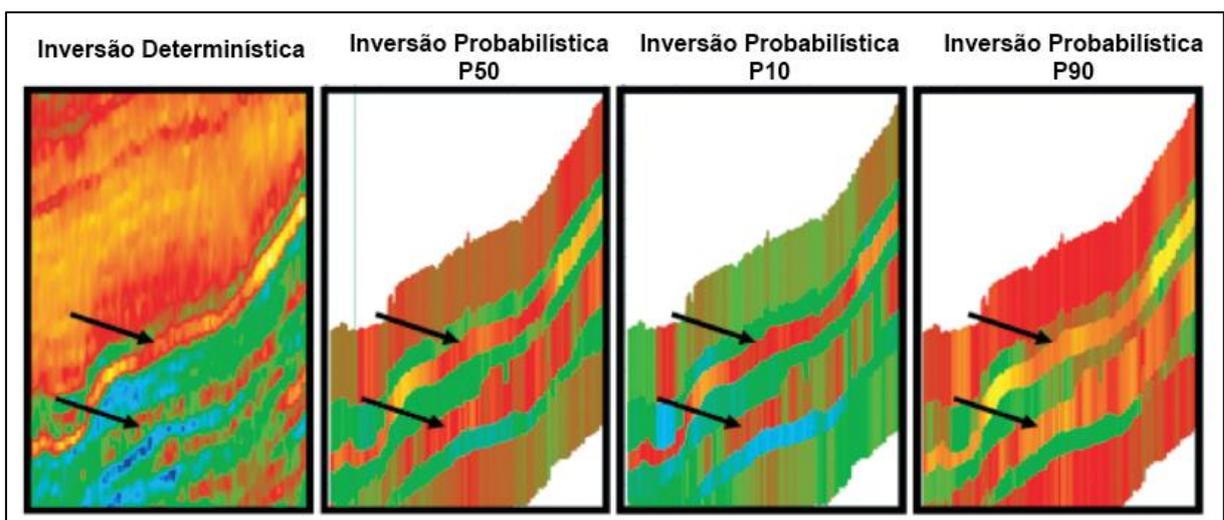


Figura 28 - Inversões *Model-Based* realizadas a partir da abordagem determinística e probabilística. As cores quentes correspondem a baixos valores de impedância relacionados a presença de gás. Fonte: Cooke e Cant (2010).

Dentre diversos trabalhos que demonstram a relevância da aplicação da inversão *Model-Based*, pode-se citar Pharez (1998) que utilizou esta inversão com o objetivo de caracterizar reservatórios siliciclásticos no campo Ewan, Nigéria. A partir da aplicação da inversão, o autor identificou que os maiores valores de impedância (laranja) correspondem as areias com menores porosidades, enquanto os menores valores de impedância (verde) representam areias mais porosas (Figura 29).

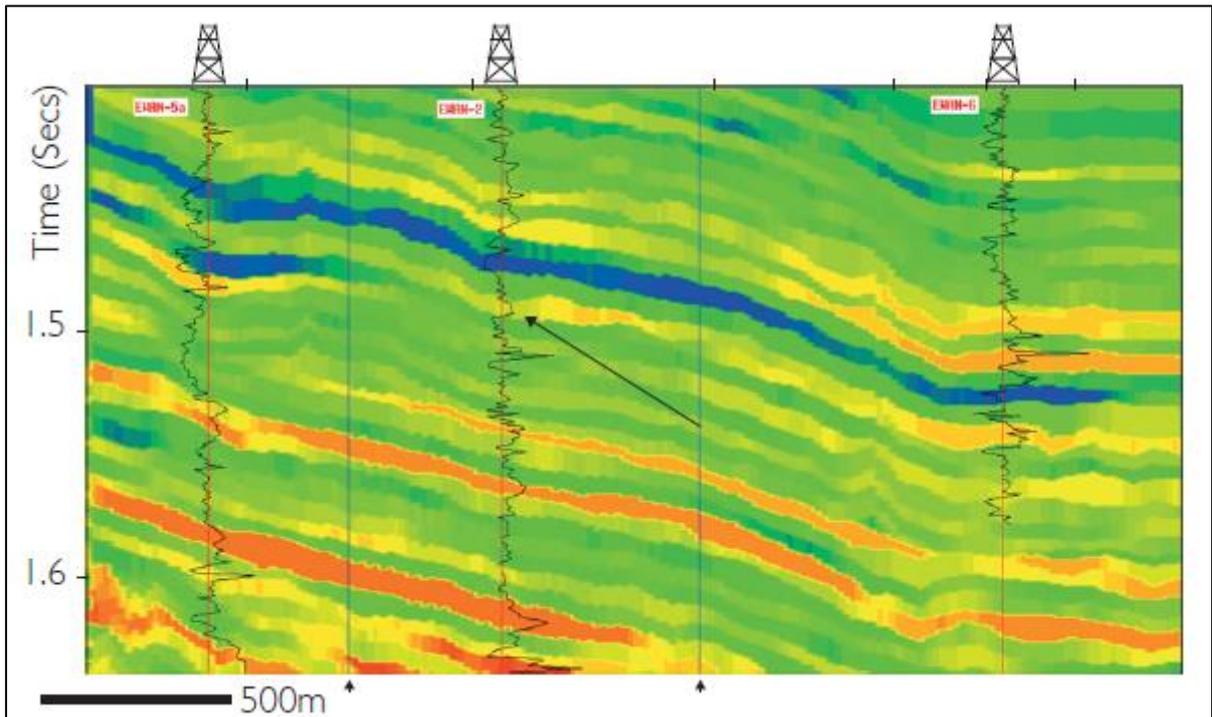


Figura 29 - Seção sísmica após inversão Model-Based onde as cores esverdeadas correspondem às areias de alta porosidade e as cores alaranjadas correspondem às areias de baixa porosidade. Fonte: Simm e Bacon (2014) *apud* Pharez (1998).

## 4 METODOLOGIA

Os dados utilizados no presente trabalho foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) através da compra de dados para projetos de pesquisa em projetos de PD&I. O conjunto de dados recebidos consistiu em um volume sísmico pós-empilhamento de aproximadamente 87 km<sup>2</sup>, taxa de amostragem de 4 ms, com *inlines* espaçadas em 40 metros e orientadas no sentido NO-SE, as *crosslines* no sentido NE-SO espaçadas em 30 metros e onze poços (Figura 30). Os dados foram solicitados com base na presença do sistema turbidítico do Membro Caruaçu que está inserido no estágio sin rifte do Campo de Massapé.

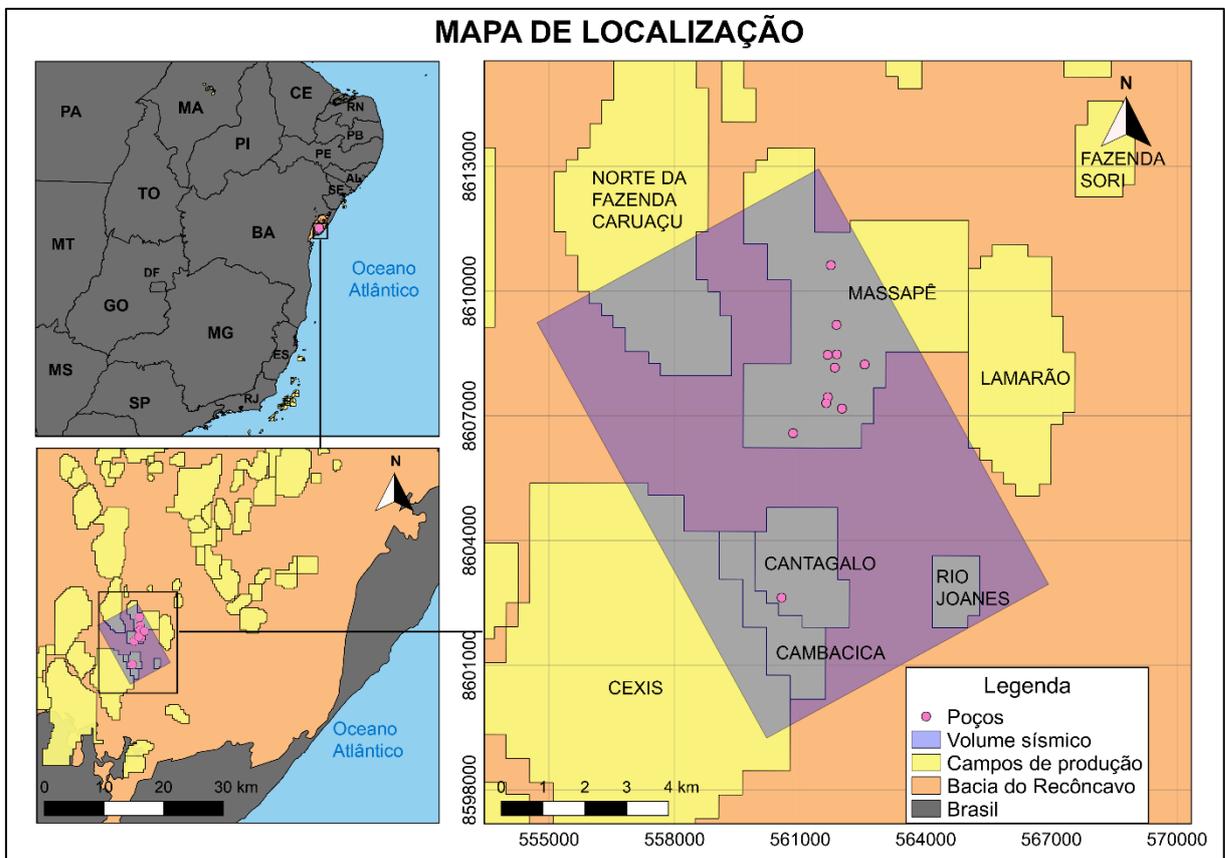


Figura 30 - Mapa de localização do volume sísmico e poços trabalhados.

A escolha dos poços se deu com base na interpretação da superfície da Formação Candeias realizada por Neves *et al.* (2019), onde é possível identificar a presença de uma calha disposta no sentido NE-SO, delimitada por diápiros de folhelho da Formação Candeias. Esta calha foi preenchida pelos sedimentos turbidíticos do Membro Caruaçu - Formação Maracangalha (Figura 31).

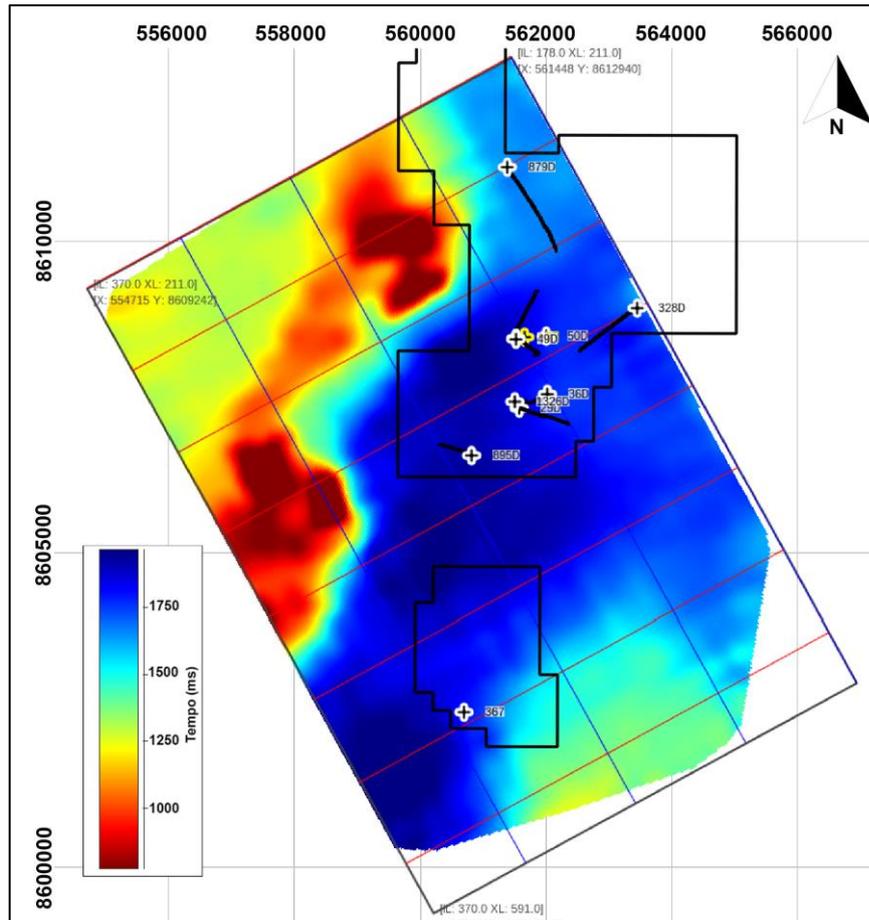


Figura 31 - Mapa da superfície da Formação Candeias em tempo (ms), que configura a superfície sobre a qual foram depositados os turbiditos do Mb. Caruaçu. Fonte: Neves *et al.* (2019).

O fluxograma do trabalho é mostrado na Figura 32 e consiste em sete etapas: (1) Pré-condicionamento do dado sísmico utilizando o atributo *Structural Smoothing* e o Filtro Inverso Q; (2) Interpretação das superfícies Candeias e Marco 15; (3) Amarração poço-sísmica; (4) Estudo de Sensibilidade nos poços, correlacionando Impedância Acústica, Porosidade Total e Litologia; (5) Inversão Colorida; (6) Inversão *Model-Based* e (7) Interpretação de canais dos sistemas turbidíticos no Membro Caruaçu.

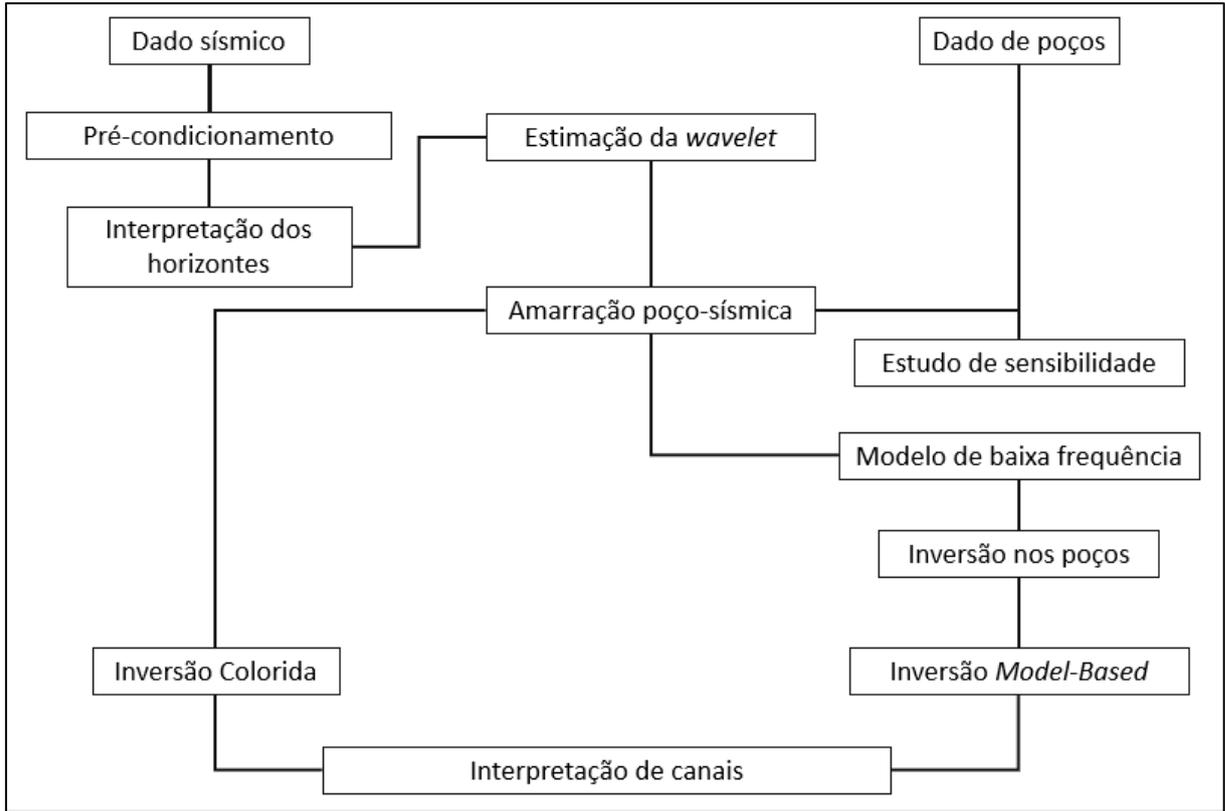


Figura 32 - Fluxograma aplicado no trabalho.

Para dar início à primeira etapa do fluxograma, foi necessário o carregamento dos dados nos programas (RokDoc e OpendTect) e realizar um controle de qualidade. Para isso foi verificado se todos os poços possuíam as curvas básicas necessárias (cáliper, densidade, neutrão e sônico) e como o dado sísmico se apresentava.

Devido ao dado sísmico ser de aquisição terrestre, foi observado um grande conteúdo de ruído e, por isso, a primeira etapa realizada foi o pré-condicionamento (NEVES *et al.*, 2019). Inicialmente, foi aplicado o atributo *Structural Smoothing* com o objetivo de melhorar a continuidade lateral e remover os ruídos de fundo e, em seguida, foi aplicado o Filtro Inverso Q utilizando  $Q = 90$  com objetivo de corrigir o efeito da atenuação do dado (Figura 33).

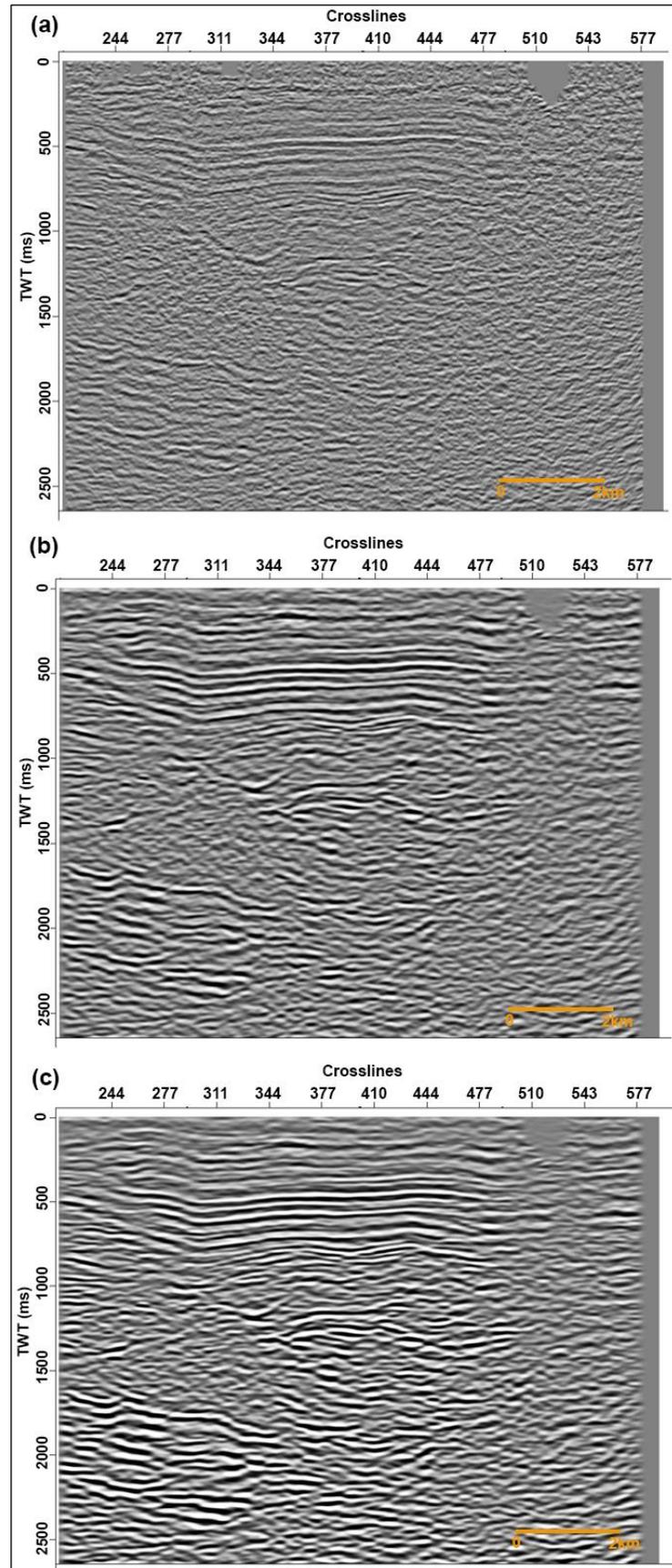


Figura 33 - (a) Sísmica bruta; (b) Sísmica após *Structural Smoothing*; (c) Sísmica após *Structural Smoothing* e Filtro Inverso Q. Fonte: Neves *et al.* (2019).

A contribuição do pré-condicionamento pode ser identificada também a partir do espectro de frequência dos dados, onde é possível observar que o *Structural Smoothing* removeu os ruídos de alta frequência e o Filtro Inverso Q incrementou o conteúdo de amplitude do dado (Figura 34).

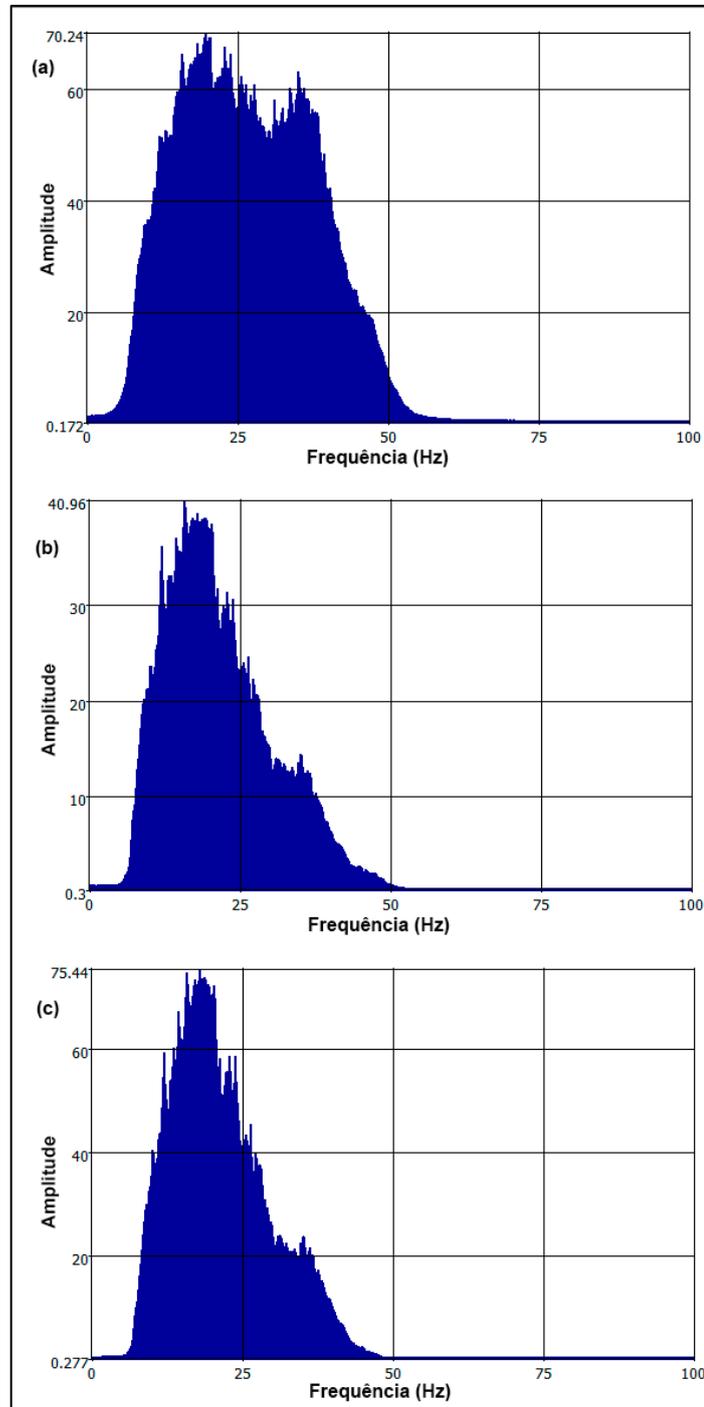


Figura 34 - Espectro de frequência do volume sísmico bruto (a), volume sísmico pós *Structural Smoothing* (b) e volume sísmico pós *Structural Smoothing* e Filtro Inverso Q.

A segunda etapa consistiu na interpretação do horizonte Marco 15, importante marco estratigráfico da Fm. Pojuca (Figura 35), muito próximo ao topo da Fm. Maracangalha, presente na bacia do Recôncavo e facilmente identificado nas seções sísmicas. O refletor correspondente ao topo da Formação Candeias já havia sido interpretado por Neves *et al.* (2019).

A interpretação do Marco 15 foi realizada nas *inlines* e *crosslines* a cada quatro seções e o mesmo foi escolhido para ser interpretado por ser uma camada de carbonatos formado por uma vaza de ostracodes (SILVA, 1993), possuindo então uma assinatura positiva e plano paralela bem demarcada na sísmica. A interpretação desses horizontes é de suma importância para a delimitação do intervalo estratigráfico que contém os reservatórios, utilizado como input para realizar a inversão acústica. Sendo assim, o Marco 15 corresponderá ao topo do reservatório e o topo da Fm. Candeias (base da Fm. Maracangalha) corresponderá à base do mesmo.

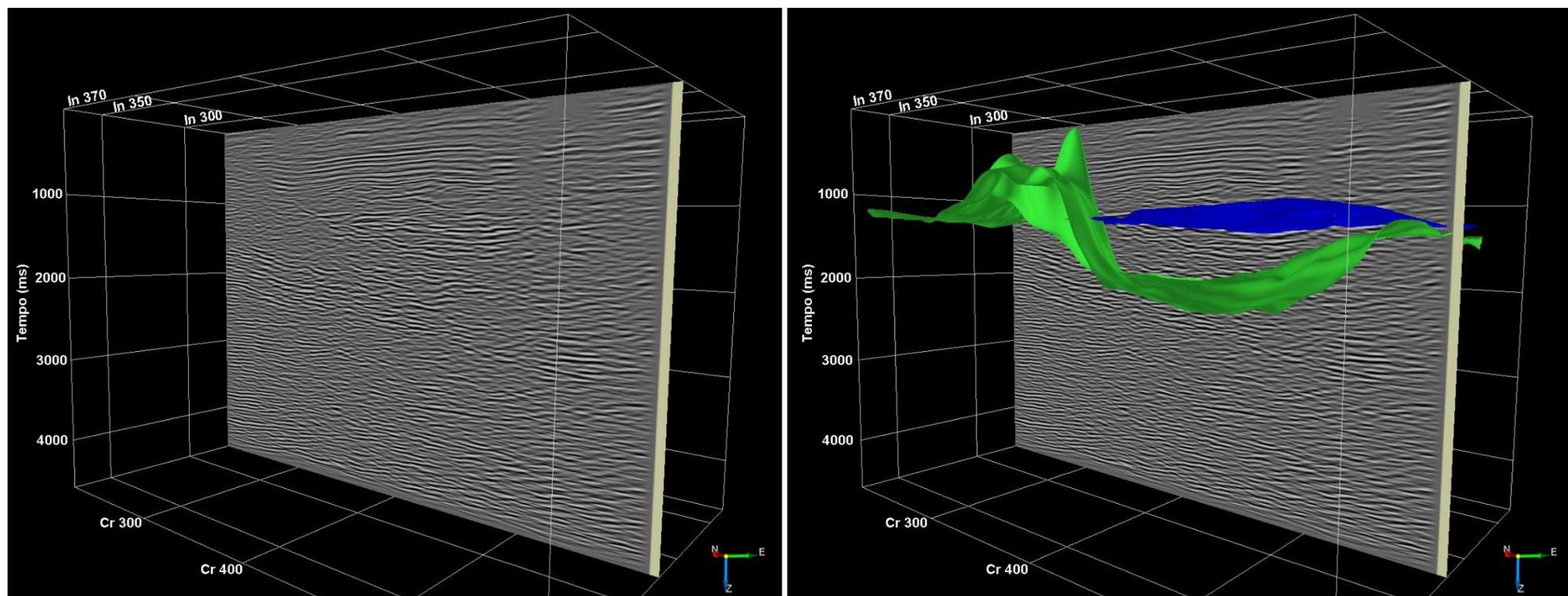


Figura 35 - *In-line 272* com a interpretação das superfícies Candeias em verde e Marco 15 em azul.

Após a etapa de interpretação foi iniciada a amarração poço-sísmica, com o objetivo de uma melhor correlação entre os dados. Para a realização desse processo foi necessário o carregamento do volume sísmico após o pré-condicionamento, um arquivo .txt de tempo e profundidade dos poços para calibração, os topos dos horizontes interpretados e os perfis sônico e densidade. Em seguida deu-se continuidade à amarração, sendo estimado um pulso sísmico Ricker de fase zero (Figura 36) que foi convolvido com a função refletividade, dando origem ao traço sintético. A partir disso, foi realizada a amarração poço-sísmica com auxílio da técnica *stretch & squeeze*, visando o maior fator de correlação entre o traço sintético e o real.

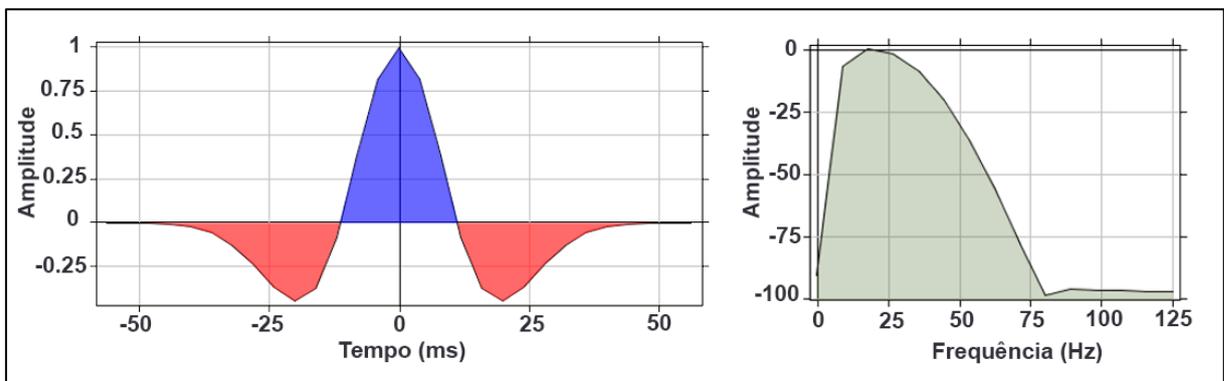


Figura 36 – Pulso sísmico Ricker utilizado para amarração poço-sísmica.

A quarta etapa consistiu no Estudo de Sensibilidade nos poços e para isso foram gerados gráficos de dispersão, correlacionando impedância acústica, porosidade total e litologia. Essa técnica é útil para identificar se as areias com melhores porosidades do Membro Caruaçu estão relacionadas a altas ou baixas impedâncias acústicas, além de identificar uma possível separação das litologias entre si.

Para a realização da Inversão Colorida foram utilizados como *input* o volume sísmico, as superfícies interpretadas e as impedâncias acústicas calculadas em dez poços. Com isso, foi possível calcular o operador (Eq. 3.20) que, posteriormente, foi aplicado aos traços sísmicos e forneceu como resultado um volume de impedância acústica relativa.

A etapa do fluxo de trabalho que consistiu na realização da Inversão *Model-Based* forneceu um volume com valores de impedância acústica absolutos. Os dados de entrada para esse processo consistiram no volume sísmico pré-condicionado, as superfícies interpretadas, os perfis de nove poços e o pulso sísmico Ricker utilizado para a amarração dos poços. Um dos poços não foi utilizado nesse processo para servir como poço-cego e confirmar se a inversão foi bem performada.

Após a inserção dos dados de *input*, o modelo inicial de baixa frequência foi gerado a partir da extrapolação dos valores de impedância dos poços e, para excluir as altas frequências deste modelo, foi utilizado um filtro de 12Hz. Em seguida, a inversão foi realizada em cada poço para que fosse possível realizar o controle de qualidade antes de aplicar para o volume inteiro. Esse controle é feito através da análise da correlação entre a impedância real do poço e a impedância gerada após a inversão. Após verificar que há uma boa correlação entre as impedâncias acústicas dos poços e com as obtidas pelos traços sísmicos, aplicou-se a inversão para todo o volume sísmico.

Por fim, foi realizada a identificação de lobos e canais localizados em diferentes *timeslices* do Membro Caruaçu que estivessem correlacionados à maiores valores de impedância além de suas respectivas direções de fluxo.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para a realização das inversões, onze poços foram escolhidos, sendo dez localizados no Campo de Massapê e um localizado no Campo de Cantagalo. Ao realizar a amarração, verificou-se que a velocidade intervalar do poço BRSA-367 (Cantagalo) estava comprometida, impossibilitando assim a amarração do mesmo com a sísmica, e foi decidido a sua exclusão para realização do trabalho.

Os valores de correlação das amarrações dos poços podem ser verificados na Tabela 3. As correlações exibidas na tabela são entre o traço sísmico sintético gerado e o traço sísmico real para cada que está sendo amarrado. É possível observar que foi obtido um valor médio de 50% de correlação de amarração, sendo valores satisfatórios levando em consideração a complexa área de estudo e os dados disponíveis.

Tabela 3 - Correlação de amarração poço-sísmica.

<b>POÇO</b>	<b>CORRELAÇÃO</b>
<b>MP-22</b>	0.53
<b>MP-28D</b>	0.56
<b>MP-29D</b>	0.52
<b>MP-36D</b>	0.50
<b>MP-49D</b>	0.55
<b>MP-50D</b>	0.52
<b>BRSA-328D</b>	0.50
<b>BRSA-879D</b>	0.56
<b>BRSA-895D</b>	0.60
<b>BRSA-1326D</b>	0.54
<b>BRSA-367</b>	Vp comprometido.

### 5.1 Inversão Colorida

A primeira técnica de inversão sísmica empregada neste trabalho consistiu na Inversão Colorida. Ela foi escolhida pelo fato de ser rápida e fácil de aplicar, além de dar uma noção inicial do comportamento dos reservatórios em relação aos valores relativos de impedância acústica.

O primeiro passo consistiu em plotar o logaritmo das impedâncias acústicas no domínio da frequência pelo logaritmo da frequência de cada poço, para obter uma linha de regressão correlacionando essas duas propriedades (Figura 37).

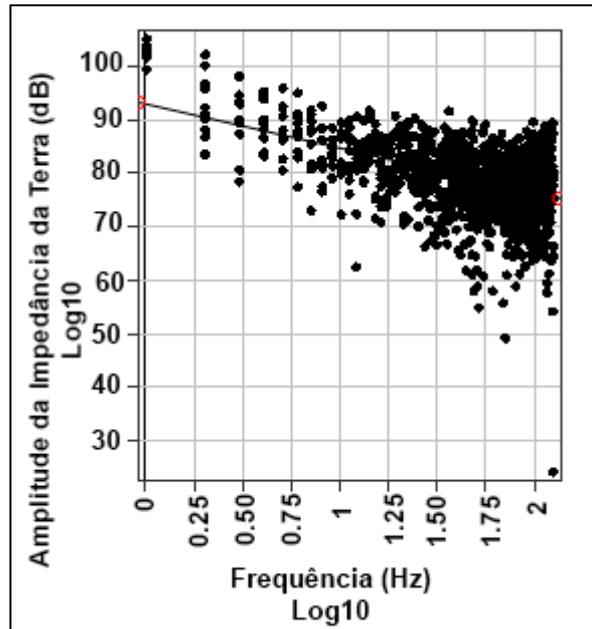


Figura 37 - Linha de regressão representando o espectro de impedância acústica em função do logaritmo da frequência. Os pontos representam os dados dos perfis de poços na área de estudo.

Ao combinar o espectro de impedância acústica com o espectro de amplitude do dado sísmico, foi possível realizar o cálculo do operador no domínio da frequência e do tempo (Figura 38), sendo este o responsável por transformar o volume sísmico diretamente em um volume de impedância relativa.

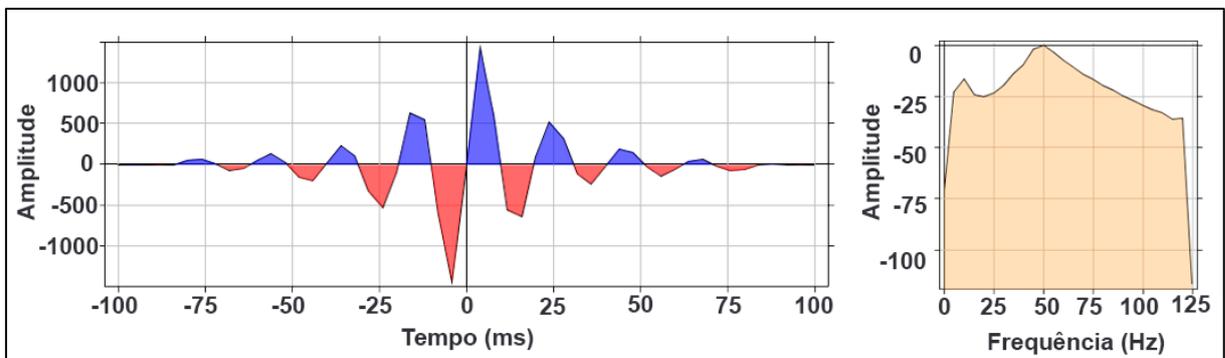


Figura 38 - Operador no domínio do tempo (esquerda) e no domínio da frequência (direita) calculado a partir dos poços disponíveis para a realização da inversão colorida.

Após a realização da inversão colorida para todo o volume sísmico, foi realizada uma análise de como a impedância acústica se comporta nos poços em relação às litologias presentes. Verificou-se que as areias interpretadas possuem valores maiores de impedância acústica e muito próximos aos valores dos folhelhos (Figura 39), sendo assim, o ponto de partida para a interpretação da inversão colorida consistiu em identificar valores positivos de impedância relativa associados a feições de corte e preenchimento.

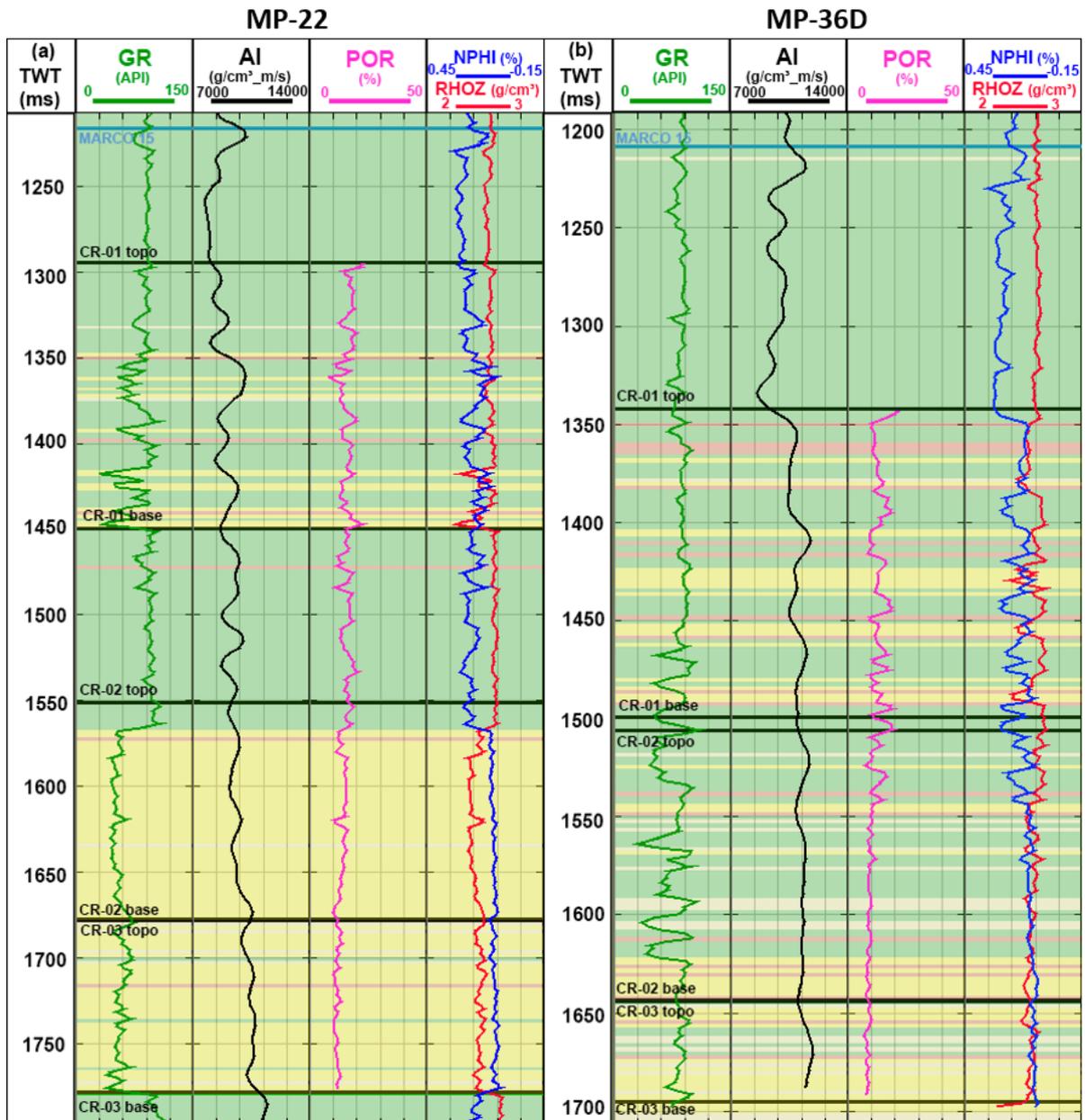


Figura 39 - Perfis dos poços (a) MP-22 e (b) MP-36 onde TWT = Tempo duplo, GR = *Gamma Ray*, AI = Impedância acústica, POR = Porosidade, NPHI = Neutrão, RHOZ = Densidade.

O fato de as areias possuírem maiores impedâncias (AI) pode ser explicado pelas mesmas possuírem porosidades entre 13% e 15%, fazendo com que  $V_p$  seja mais elevado nessas regiões e influencie de forma direta nos valores de AI. Simm e Bacon (2014) ilustram esse comportamento através de um gráfico (Figura 40), onde é possível observar que em baixas profundidades os arenitos possuem baixos valores de AI, até um certo ponto onde há um *crossover* neste comportamento e, a partir de então, os arenitos passam a ter maiores valores de impedância acústica em comparação aos folhelhos. Apesar de ter sido identificado nos poços que os arenitos possuem maiores valores de impedância, foi observado que ainda assim os

valores são muito próximos aos dos folhelhos, indicando que a área de estudo está localizada bem próxima a este *crossover*.

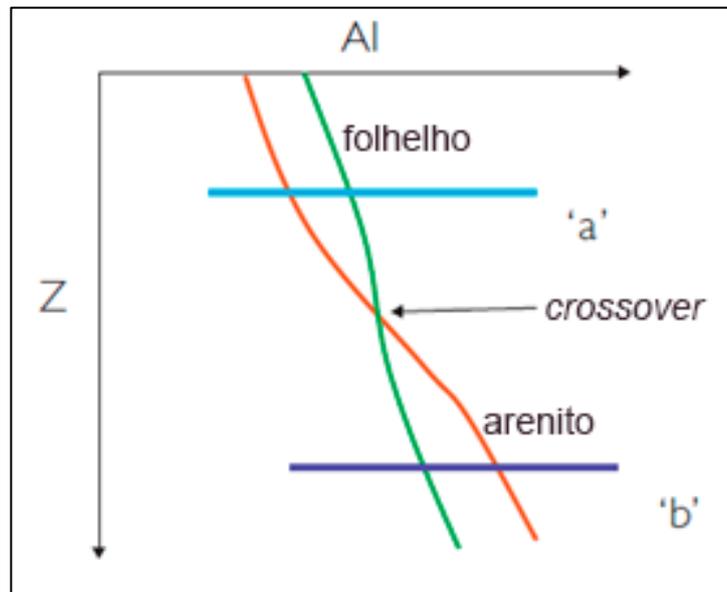


Figura 40 - Comportamento da Impedância Acústica (AI) em função da profundidade (Z) em arenitos e folhelhos. Fonte: Simm e Bacon (2014).

Foram escolhidas as *inlines* 229, 231 e 277 para a identificação e interpretação de possíveis canais. A escolha dessas *inlines* é devido às mesmas contemplarem os poços que obtiveram um bom fator de amarração poço-sísmica.

A *inline* 229 passa pelo poço MP-49D que possuiu um fator de 55% de amarração e, ao analisá-la, foi possível observar oito estruturas de corte e preenchimento com larguras variando de 300 m a 2 km, aproximadamente, estando a maioria localizada em profundidades correspondentes aos reservatórios CR-2 e CR-3 (Figura 41).

A *inline* 231, por sua vez, passa pelos poços MP-28D e MP-36D, tendo esses 56 % e 50 % de correlação poço-sísmica, respectivamente. Na *inline* 231 também foi possível observar feições de corte e preenchimento, que estão associadas às areias dos sistemas turbidíticos Caruaçu. Os canais são melhores identificados nas profundidades correspondentes aos reservatórios CR-2 e CR-3, tendo suas larguras variando de 300 m a 1 km (Figura 42).

Por fim, na *inline* 277, que atravessa o poço BRSA-895D e apresentou um fator de amarração de 60%, foram identificados canais nas profundidades referentes aos reservatórios CR-1 e CR-2, com suas larguras variando entre 300 m e 1,5 km (Figura 43).

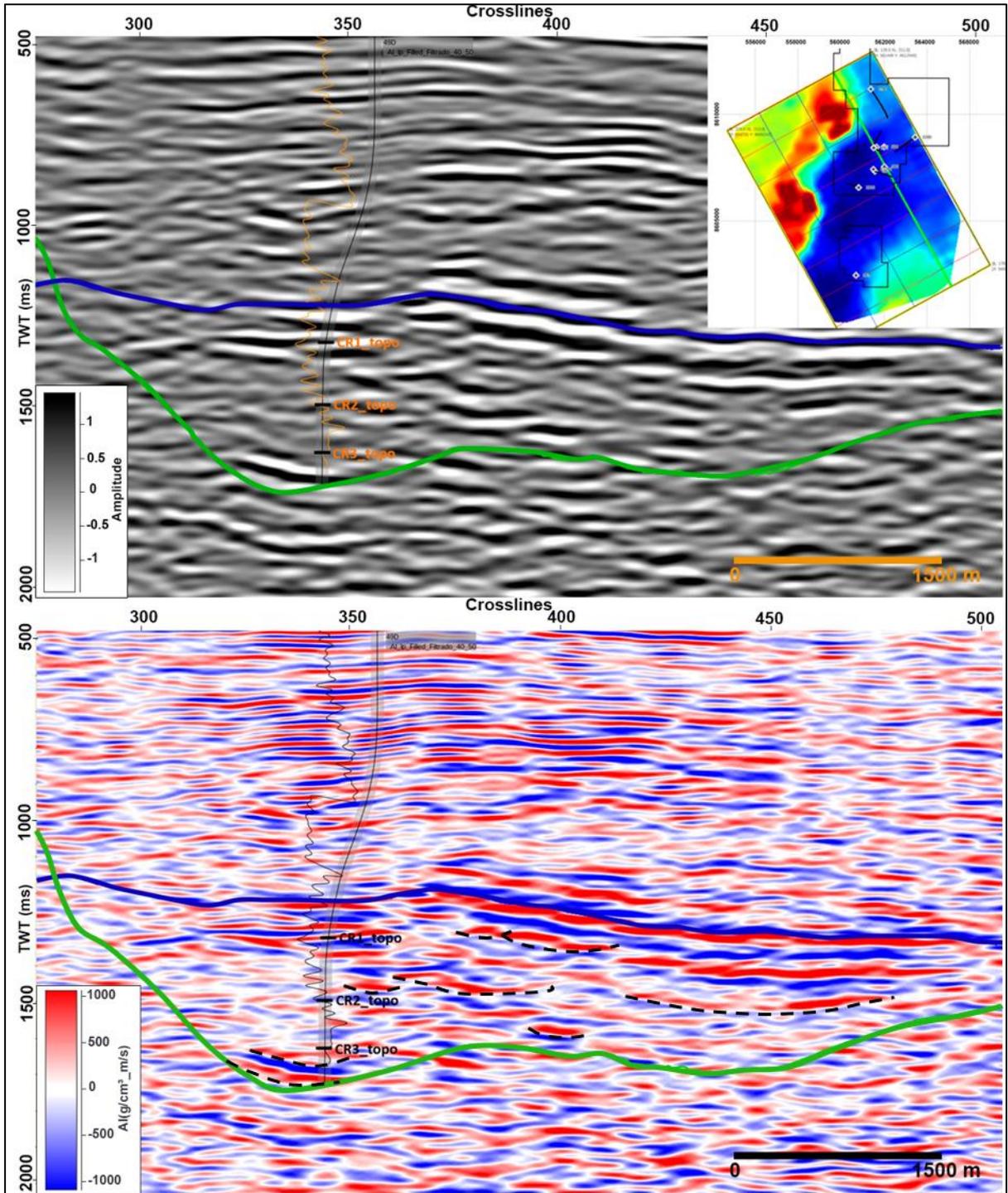


Figura 41 - Inversão colorida *inline* 229 e poço MP-49D. As linhas tracejadas correspondem às feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço.

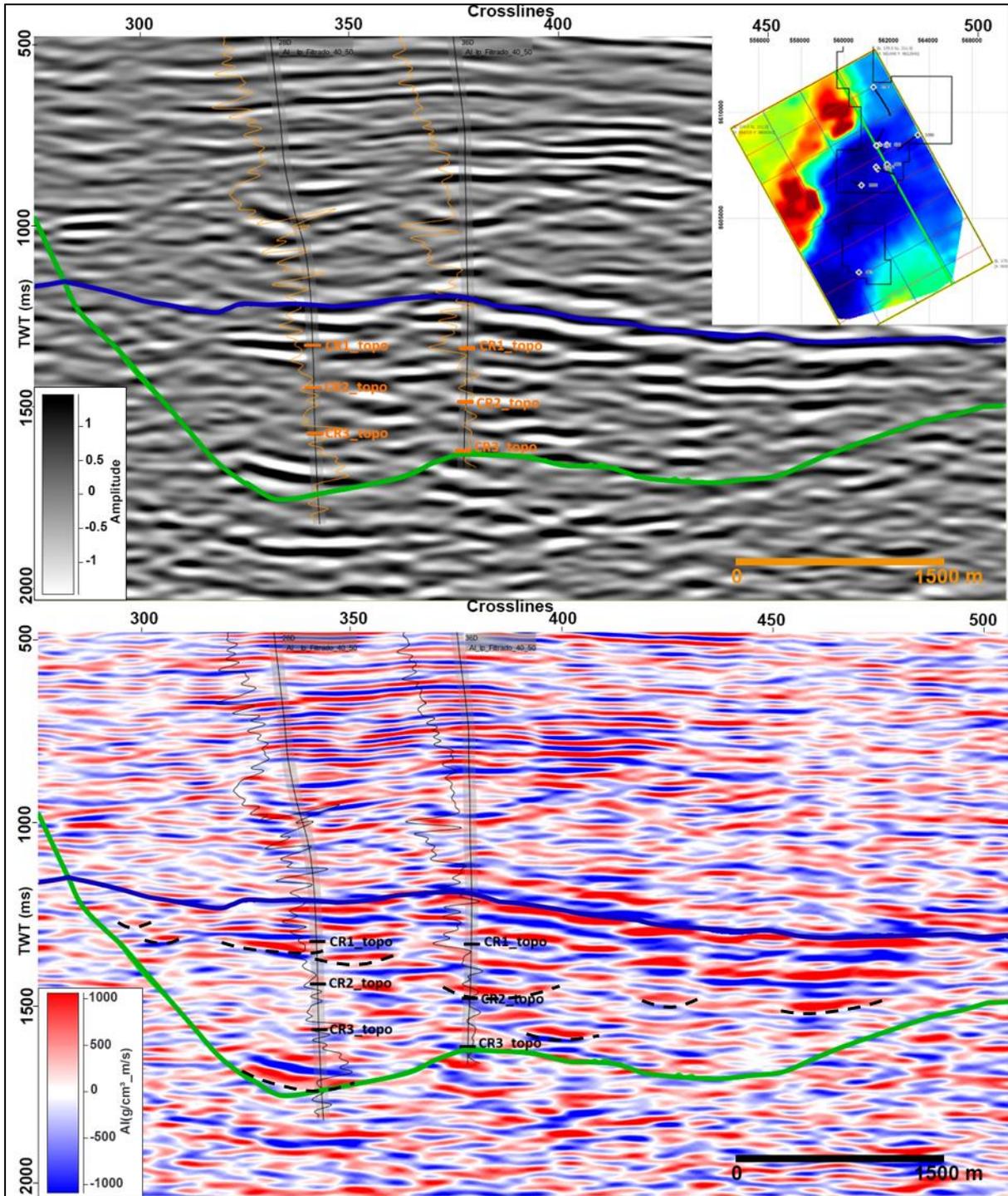


Figura 42 - Inversão colorida inline 231 e poços MP-28D e MP-36D. As linhas tracejadas correspondem a algumas feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço.

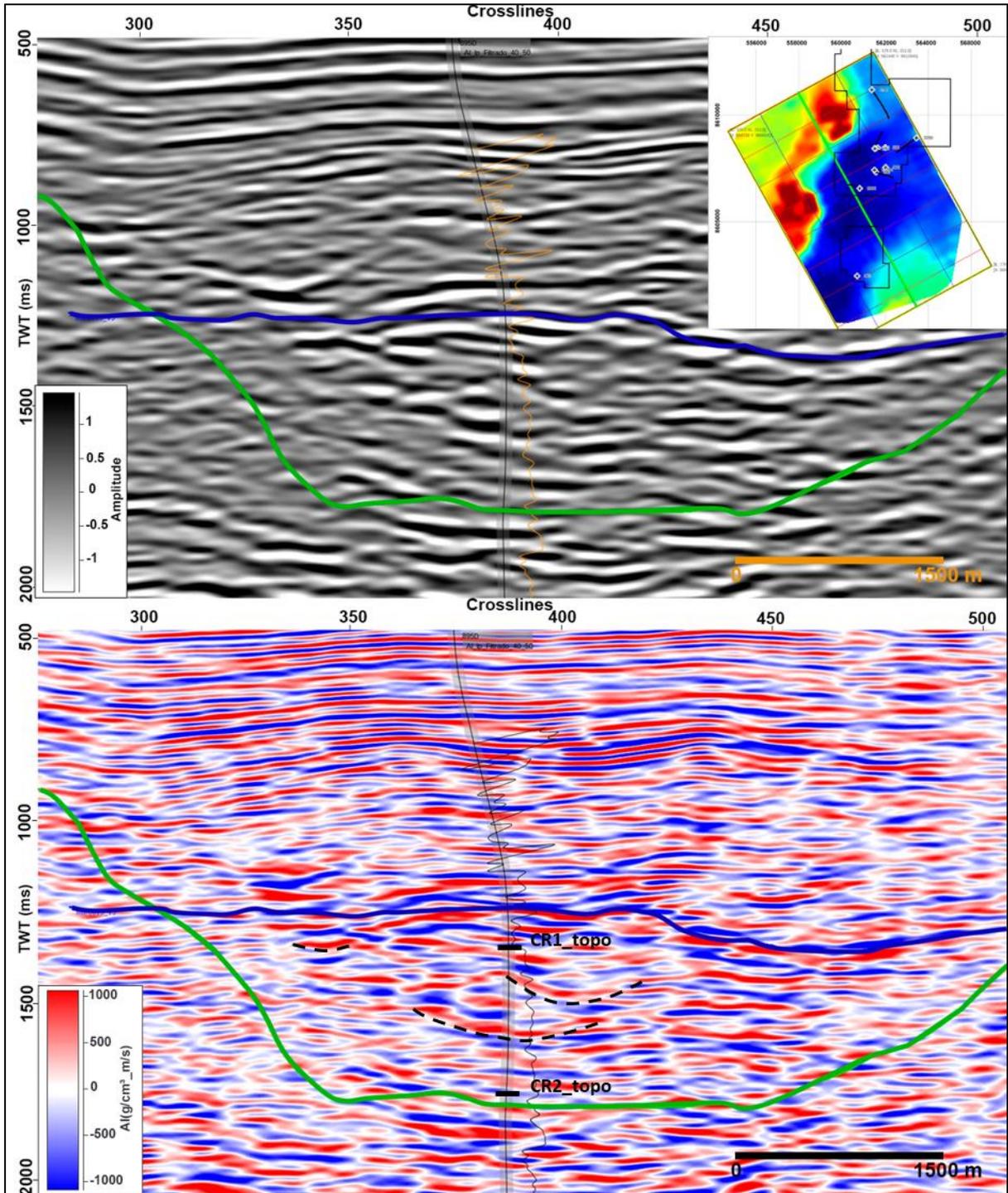


Figura 43 - Inversão Colorida *inline* 277 e poço BRSA-895D. As linhas tracejadas correspondem a algumas feições de corte e preenchimento interpretadas, o perfil amarelo no volume de amplitude e o perfil preto no volume de impedância relativa correspondem à impedância acústica calculada no poço.

## 5.2 Inversão *Model-Based*

Para a realização da inversão *Model-Based* o primeiro passo foi obter um modelo de baixa frequência (Figura 44). Este modelo foi obtido a partir da extrapolação dos perfis de impedância acústica dos poços, suavizados entre 0 e 12 Hz e tendo os horizontes do Marco 15 e Candeias como guias.

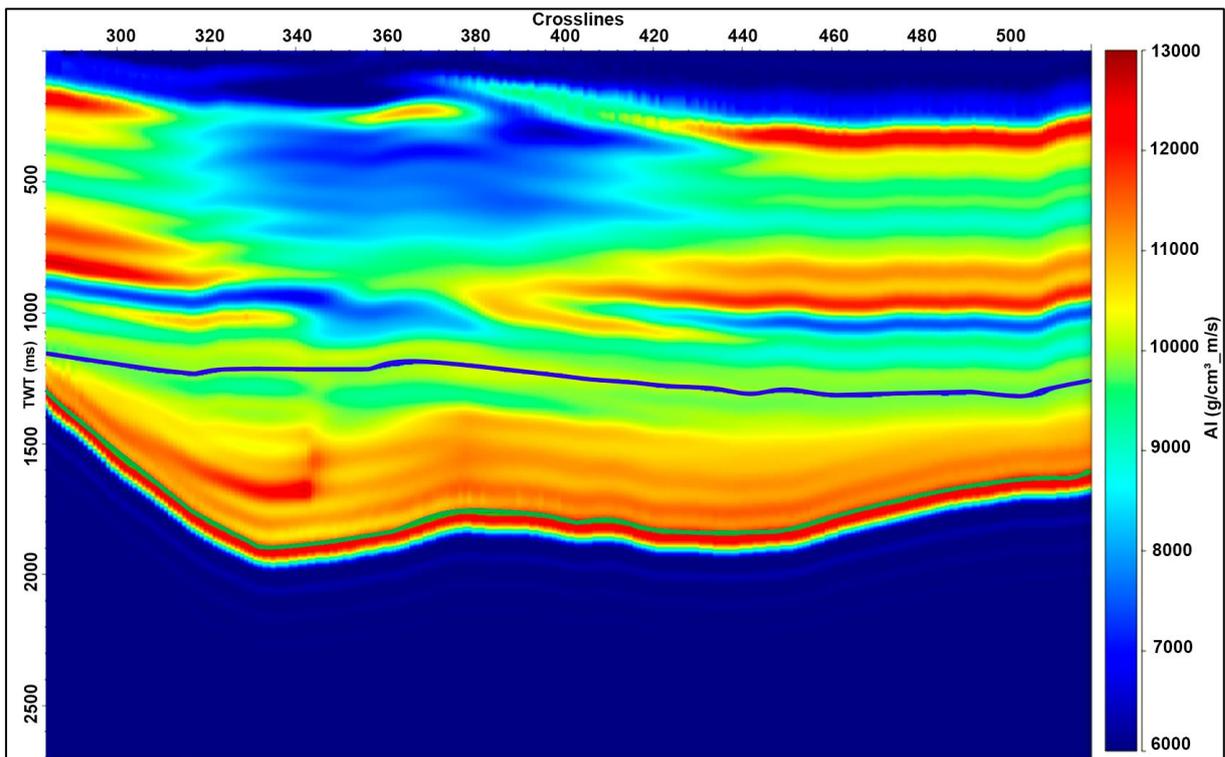


Figura 44 - Modelo de baixa frequência construído a partir dos poços.

O pulso sísmico escolhido para realizar a inversão foi o mesmo utilizado para amarração dos poços. Tendo o modelo de baixa frequência e o pulso sísmico, a inversão sísmica foi realizada para cada poço. Os fatores de correlação entre a impedância acústica dos poços e a impedância acústica gerada a partir da inversão variaram de 40% a 87%, a partir disso, a inversão foi aplicada no volume sísmico completo. As correlações entre as impedâncias acústicas medidas pelos perfis e as invertidas a partir da sísmica para cada poço podem ser observadas na Tabela 4 e Figura 45.

Tabela 4 - Correlação da inversão acústica realizada nos poços.

POÇO	CORRELAÇÃO
MP-22	0.77
MP-28D	0.78
MP-29D	0.56
MP-36D	0.80
MP-49D	0.87
MP-50D	0.67
BRSA-328D	0.45
BRSA-879D	0.40
BRSA-1326D	0.85

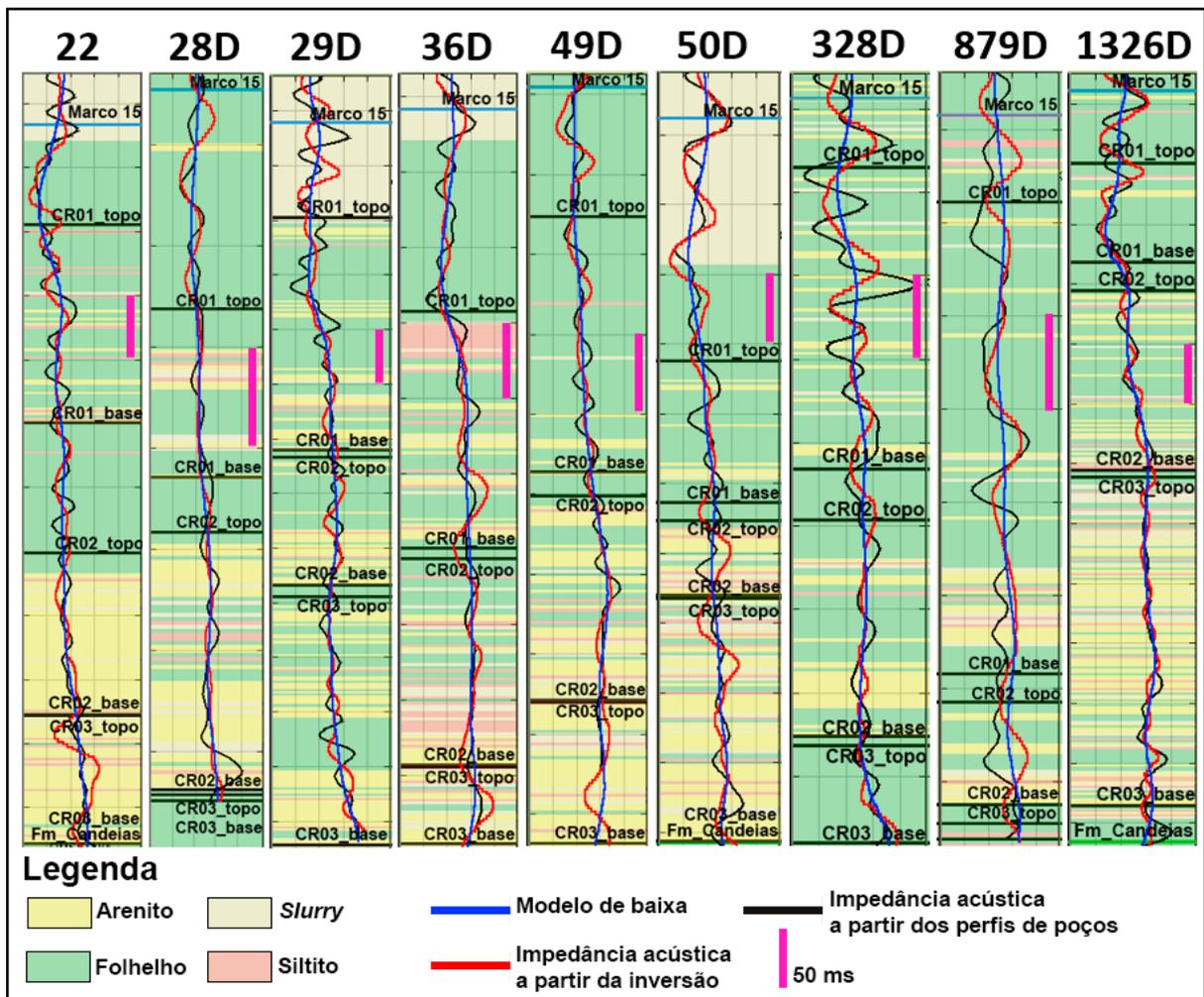


Figura 45 - Correlação das impedâncias acústicas a partir dos poços e a partir da inversão sísmica. As siglas dos poços foram omitidas para facilitar a observação.

Ao finalizar o processo de inversão do volume sísmico foi gerada uma imagem com o erro traço a traço para o controle de qualidade. Analisando a Figura 46, referente ao erro traço a traço para o volume sísmico estudado, observa-se que a inversão foi bem performada, aumentando a confiabilidade para uma futura interpretação do volume de impedância acústica.

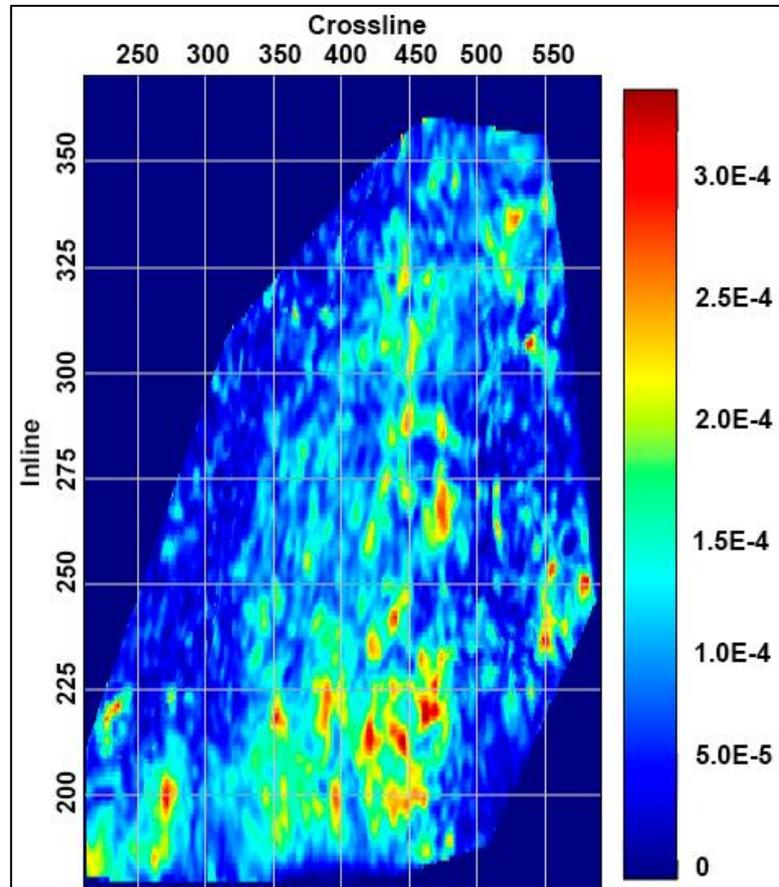


Figura 46 - Erro traço a traço da inversão *Model-Based*.

Outra forma de controle de qualidade da inversão performada, consistiu na utilização de um poço cego. Este poço não é utilizado para o cálculo de modelo de baixa frequência e após a realização da inversão, o mesmo é utilizado para comparar a sua impedância acústica com a impedância do volume sísmico. O poço BRSA-895D foi escolhido para este teste cego e foi observada uma boa correlação entre a sua impedância acústica e a impedância acústica a partir da inversão, sendo essa mais uma prova de confiabilidade do volume de impedância gerado.

Após a inversão *Model-Based* ser aplicada para o volume sísmico completo, foi feita uma análise do comportamento das litologias interpretadas nos poços em relação à impedância acústica e a porosidade total de Gaymard. O poço MP-36D foi escolhido para exemplificar o comportamento identificado em todos os poços da área. Observando a Figura 47 é possível

notar duas tendências diferentes, uma associada à litologia de arenito e outra associada à litologia de folhelho, havendo uma sobreposição intercalada por fácies de *slurry* e siltito.

Apesar dessas duas tendências serem identificadas facilmente, a separação das fácies reservatório e não reservatório é difícil de ser caracterizada em valores exatos de impedância e porosidade. Sendo assim, foi assumido que as areias presentes nos reservatórios podem ser identificadas através de impedâncias que variam de 10.000 a 13.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) e estão associadas a feições de corte e preenchimento.

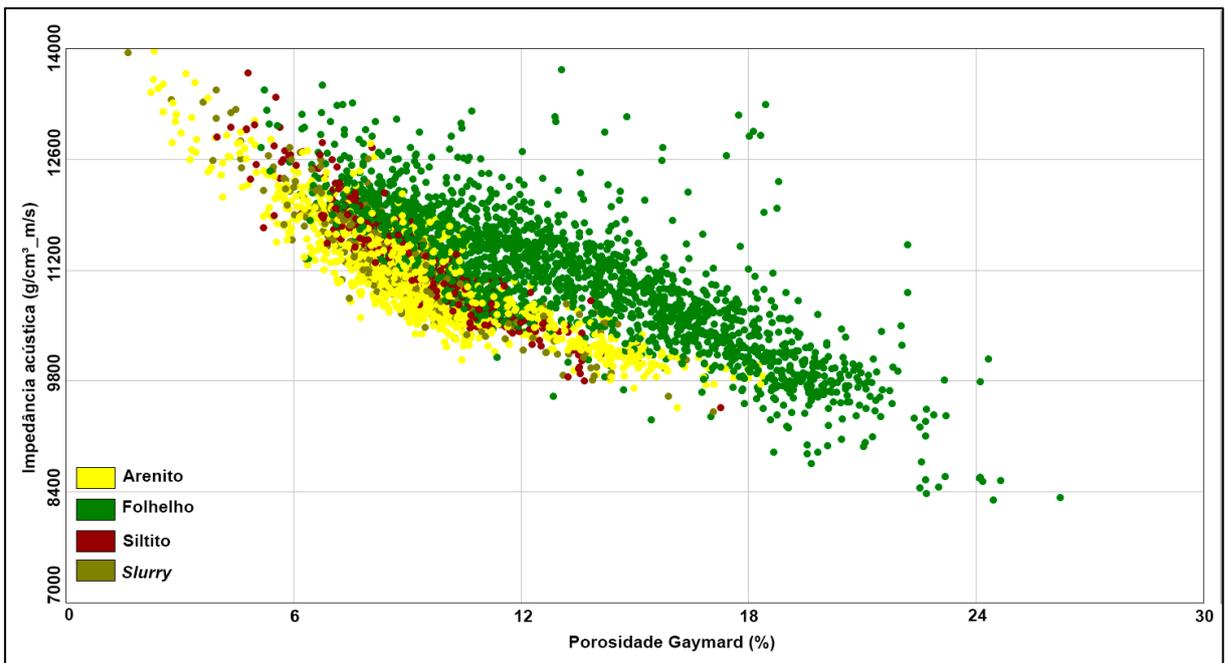


Figura 47 – Estudo de sensibilidade a partir do *crossplot* da impedância acústica e porosidade total de Gaymard para o poço MP-36D, sendo as cores representadas pelas litologias interpretada no poço.

Esta análise foi realizada também para cada sistema turbidítico presente no poço MP-36D (Figura 48), a fim de identificar se em um estudo mais detalhado, a separação de litologias seria caracterizada de forma mais fácil.

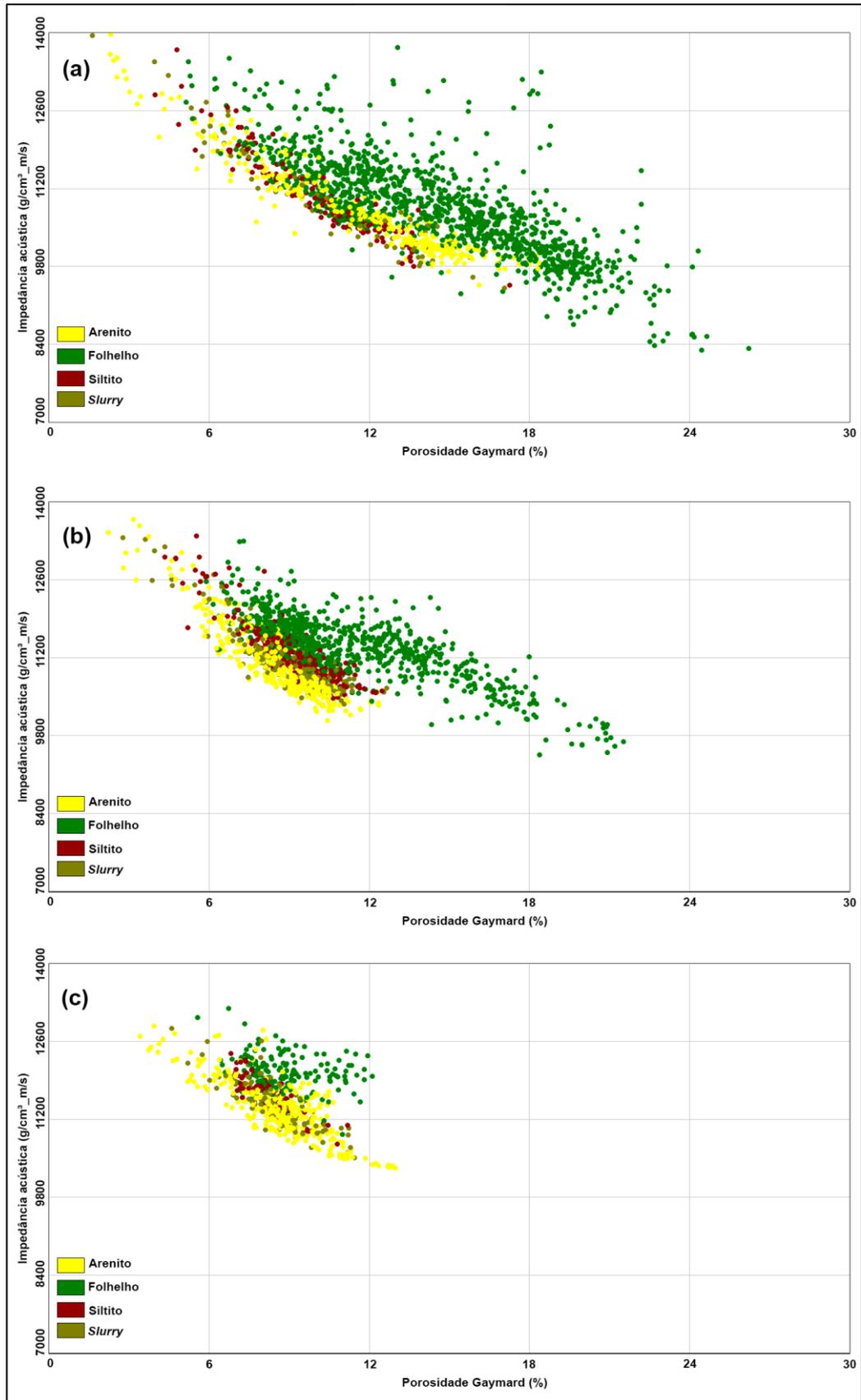


Figura 48 - Estudo de sensibilidade a partir dos *crossplots* da impedância acústica e porosidade total de Gaymard para cada sistema turbidítico separado sendo (a) CR-1, (b) CR-2, (c) CR-3, sendo as cores representadas pelas litologias interpretada no poço.

Após analisar a Figura 48 observa-se que a separação das litologias não é possível de ocorrer mesmo se o complexo de reservatórios turbidíticos for dividido por sistemas turbidíticos. O CR-1 (Figura 48 a) mostra que é composto, em sua maior parte, por fácies lamosas, enquanto o CR-2 (Figura 48 b) e o CR-3 (Figura 48 c) exibem uma maior razão arenitos/folhelhos.

Em seguida foram escolhidas as mesmas *inlines* anteriores (229, 231 e 277) para a identificação dos corpos de areias dos reservatórios Caruaçu. A fim de identificar a melhoria que a realização da inversão *Model-Based* trouxe ao dado, foi decidido fazer a demonstração das *inlines* em termos de amplitude e em termos de impedância para comparação. O intervalo de interesse é limitado pelo horizonte azul, correspondente ao Marco 15, e pelo horizonte verde, correspondente ao topo da Formação Candeias.

Como já mencionado anteriormente, as areias estão associadas a valores que variam de 10.000 a 13.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) com cores predominantemente concentradas entre amarelo a laranja escuro na escala da inversão *Model-Based*. A primeira *inline* analisada é a 229 (Figura 49), que se localiza na porção nordeste do volume. Esta *inline* coincide com a localização do poço MP-49, tendo este 87% de correlação entre as impedâncias do poço antes e depois da inversão. Na *inline* 229 foram observadas diversas feições acanaladas com valores de impedância acústica variando de 11.500 a 12.600 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s), que estão concentradas nas profundidades referentes aos reservatórios CR-2 e CR-3. Os canais identificados possuem larguras variando de 200 m a 600 m.

A *inline* 231 (Figura 50), por sua vez, localizada próximo a *inline* 229 é contemplada pelos poços MP-28D e MP-36D, que obtiveram fatores de correlação de 78% e 80% entre as impedâncias ao serem invertidos, respectivamente. Nesta seção é possível observar canais com valor de impedância acústica predominantemente de 11.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s), tendo alguns deles atingindo um valor de até 13.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). De forma similar ao que foi visto na *inline* 229, é possível observar também que os canais identificados se concentram entre os sistemas turbidíticos CR-2 e CR-3.

Ao analisar a *inline* 277 (Figura 51) observa-se que, diferente das outras *inlines* analisadas, a espessura do CR-1 aumenta consideravelmente e é possível notar diversas feições de canais neste sistema turbidítico. Os canais identificados nesta *inline* possuem larguras variando de 200 m a 1,2 km e estão associados a valores de impedância entre 11.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) e 12.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s).

De acordo com Rocha (2019), ao analisar o poço MP-22 no Campo de Massapê, o CR-1 é o que possui a menor porosidade efetiva e maior argilosidade. A partir disso, ao analisar as *inlines* 229, 231 e 277 é possível observar que o topo dos reservatórios CR-1 apresenta sempre uma coloração mais azulada, referente a menores valores de impedância acústica que estão associados à fácies lamosas, indicando assim que, em geral, o CR-1 é o intervalo com menor razão arenito/folhelho em relação aos reservatórios CR-2 e CR-3.

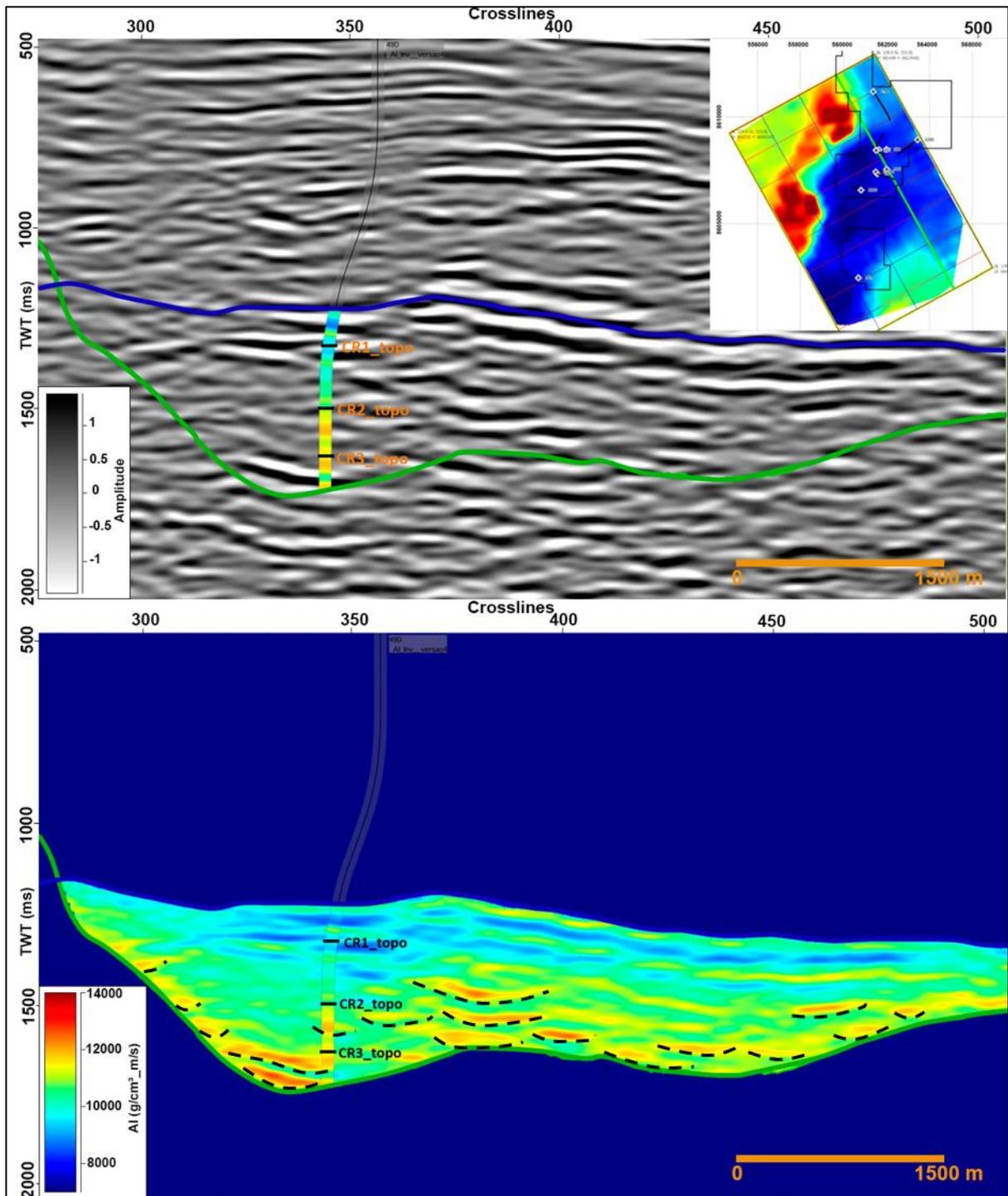


Figura 49 - *In-line 229* em amplitude e após inversão *Model-Based* onde os tracejados em preto representam os canais interpretados.

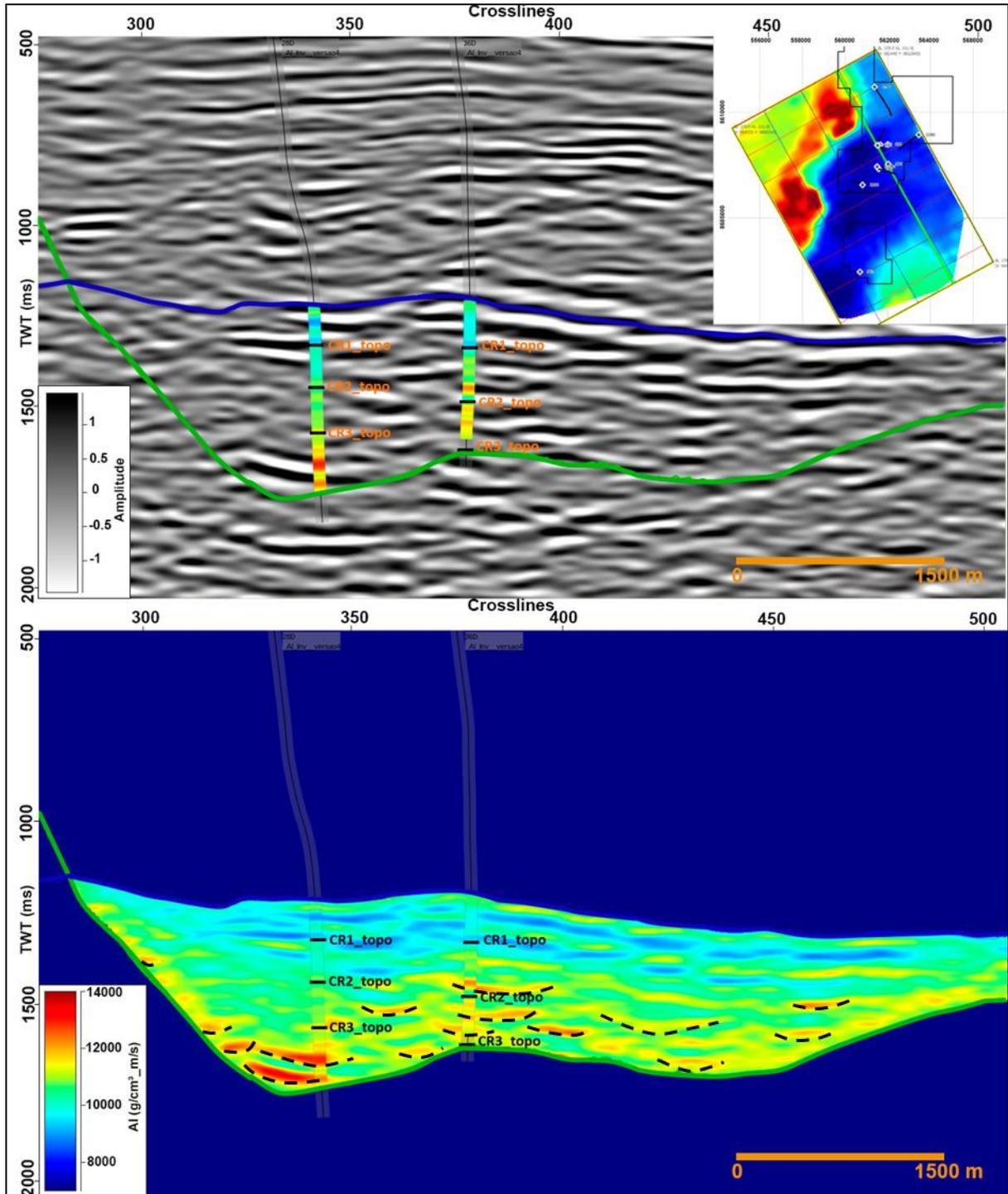


Figura 50 - *Inline* 231 em amplitude e após inversão *Model-Based* onde os tracejados em preto representam os canais interpretados.

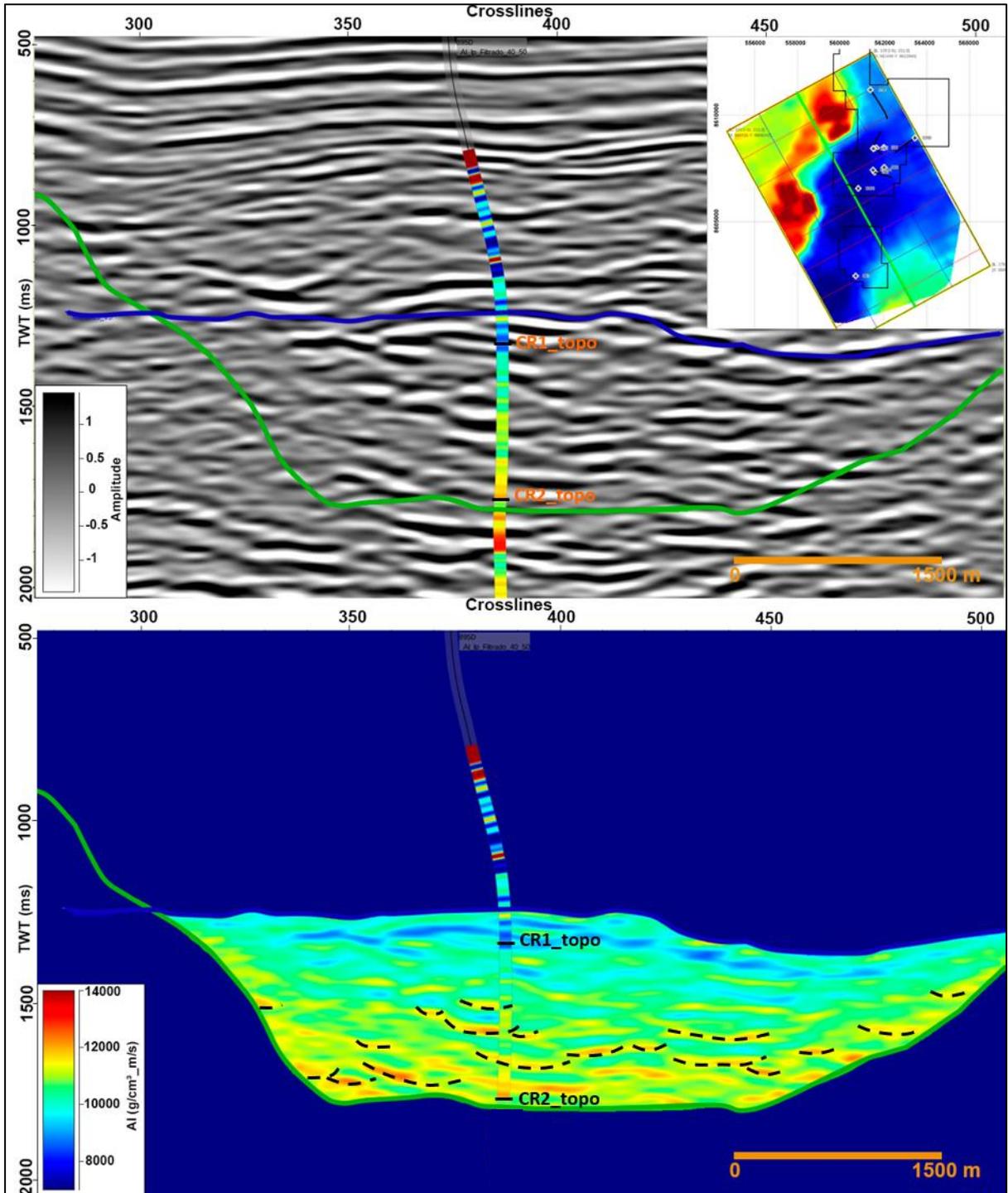


Figura 51 – *Inline 277* em amplitude e após inversão *Model-Based* onde os tracejados em preto representam os canais interpretados.

### 5.3 *Timeslices* das inversões Colorida e *Model-Based*

Com a inversão *Model-Based* foi possível uma melhor caracterização das feições de corte e preenchimento dos sistemas turbidíticos e, devido a isso, decidiu-se realizar a análise de seis *timeslices* para a identificação e a caracterização destas estruturas em planta. Após identificar que há uma mudança de profundidade e espessura dos sistemas ao analisar os poços, os *timeslice* foram gerados a partir de uma profundidade média para cada sistema turbidítico do Membro Caruaçu.

Para análise do CR-1, as *timeslices* escolhidas foram 1500 ms e 1412 ms, para o CR-2 1600 ms e 1560 ms e para o CR-3 1700 ms e 1652 ms. A discussão sobre as *timeslices* será feita na ordem de deposição de cada sistema turbidítico, ou seja, inicialmente CR-3, em seguida CR-2 e, por fim, CR-1.

A partir da análise das *timeslices* para o CR-3 (Figura 52) é possível identificar a elevada presença de cores quentes, indicando que este sistema turbidítico é composto por bastante areia. Os corpos de areia identificados no CR-3 estão distribuídos em feições de lobos e canais com uma deposição preferencial de sul para norte, conforme o indicado pela seta preta (Figura 52). As regiões com maiores impedâncias acústicas apresentam valores entre 11.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) e 13.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) e se concentram na porção nordeste do volume sísmico, sendo esta região considerada o provável depocentro deste sistema turbidítico.

Observa-se que as regiões com maiores valores de impedância reúnem alguns poços como BRSA-895D, MP-49D e MP-28D, confirmando assim, a presença de corpos arenosos contendo hidrocarboneto. Por fim, foi identificada uma concentração de corpos arenosos próximos às paredes dos diápiros de folhelho. Como não são observados poços nesta região, não é possível confirmar a existência desses potenciais reservatórios, podendo vir a ser um importante alvo exploratório, caso sejam confirmados.

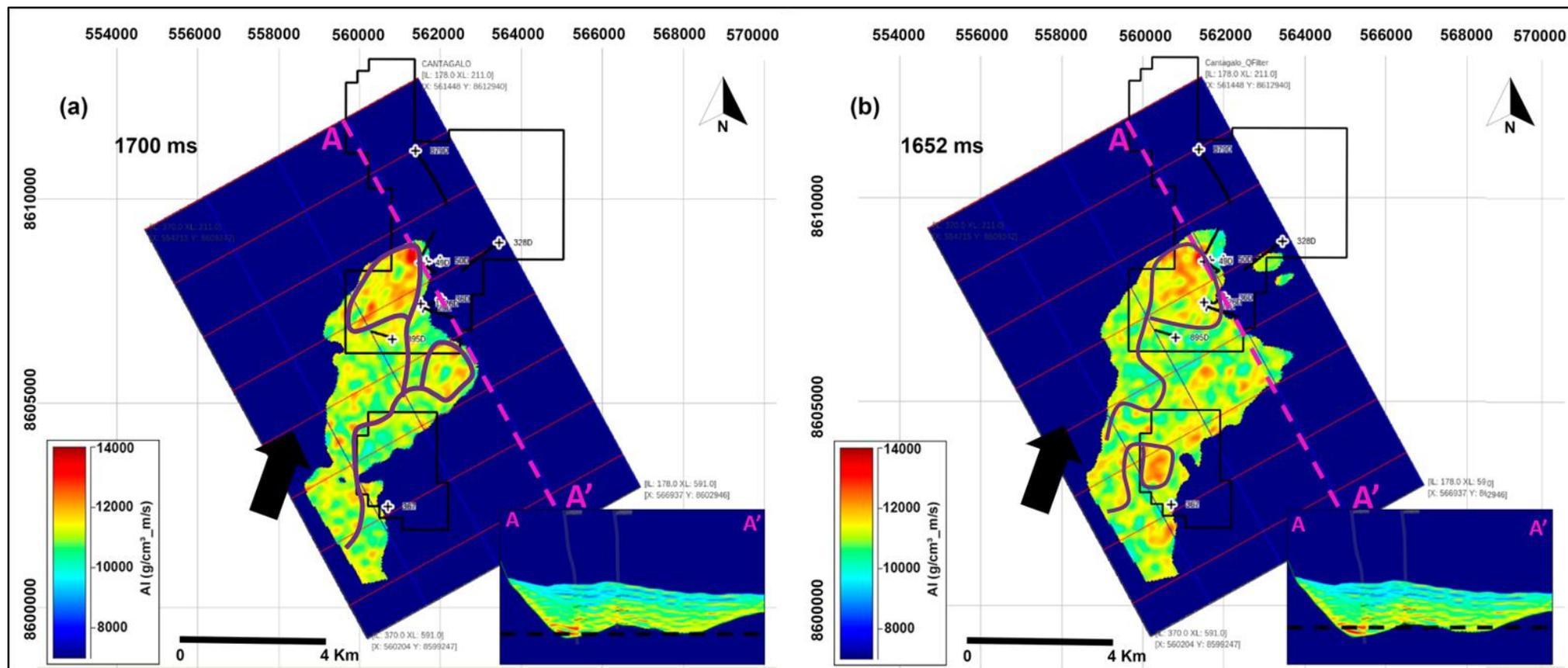


Figura 52 - Timeslice CR-3. (a) Inversão Model-Based e timeslice a 1700 ms. (b) Inversão Model-Based e timeslice a 1652ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.

Após identificação dos canais nas *timeslices* referentes ao sistema turbidítico CR-3, foi iniciada a análise das *timeslices* para o CR-2. Ao observar a Figura 53 é possível notar uma diminuição na concentração das cores quentes em relação ao CR-3, indicando que este sistema turbidítico possui menor razão arenito/folhelho em termos de impedância acústica.

Embora o CR-2 possua uma maior razão arenito/folhelho em relação ao CR-3, comprovada através da análise dos poços, conforme indicado por Freire *et al.* (2020) (Figura 7), o resultado da inversão não sugere o mesmo. Este efeito ocorre, provavelmente, pelo fato do CR-2 ser mais poroso e ter seus poros preenchidos por hidrocarbonetos, causando então uma diminuição da velocidade e impactando na diminuição da impedância acústica. É válido evidenciar que, por outro lado, devido ao CR-3 ser mais profundo, este sistema possui uma maior compactação, elevando os valores de impedância acústica neste sistema.

Além disso, o posicionamento das *timeslices* não garante o mapeamento de cada sistema turbidítico isolado, uma vez que há deslocamento dos sistemas interpretados nos poços devido às falhas ou ao próprio sistema deposicional. Adicionalmente, as correlações estratigráficas podem não ser precisas o suficiente para o desenvolvimento do método, conforme pode ser observado na Figura 39.

As feições de canais e lobos também estão presentes e possuem uma direção de deposição de sul para norte. A *timeslice* em 1600 ms evidencia que além do acúmulo de areias na porção norte, há também uma concentração das mesmas na região sudeste, sugerindo então uma migração para o baixo de Camaçari, proveniente de SW. Os poços BRSA-895D, MP-49D, MP-36D, MP-28D, MP-50D, BRSA-367, MP-22, MP-29D, BRSA-328 e BRSA-1326 coincidem com regiões onde as impedâncias variam entre 11.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) e 12.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s), sugerindo então a presença hidrocarbonetos em regiões de maiores impedâncias acústicas.

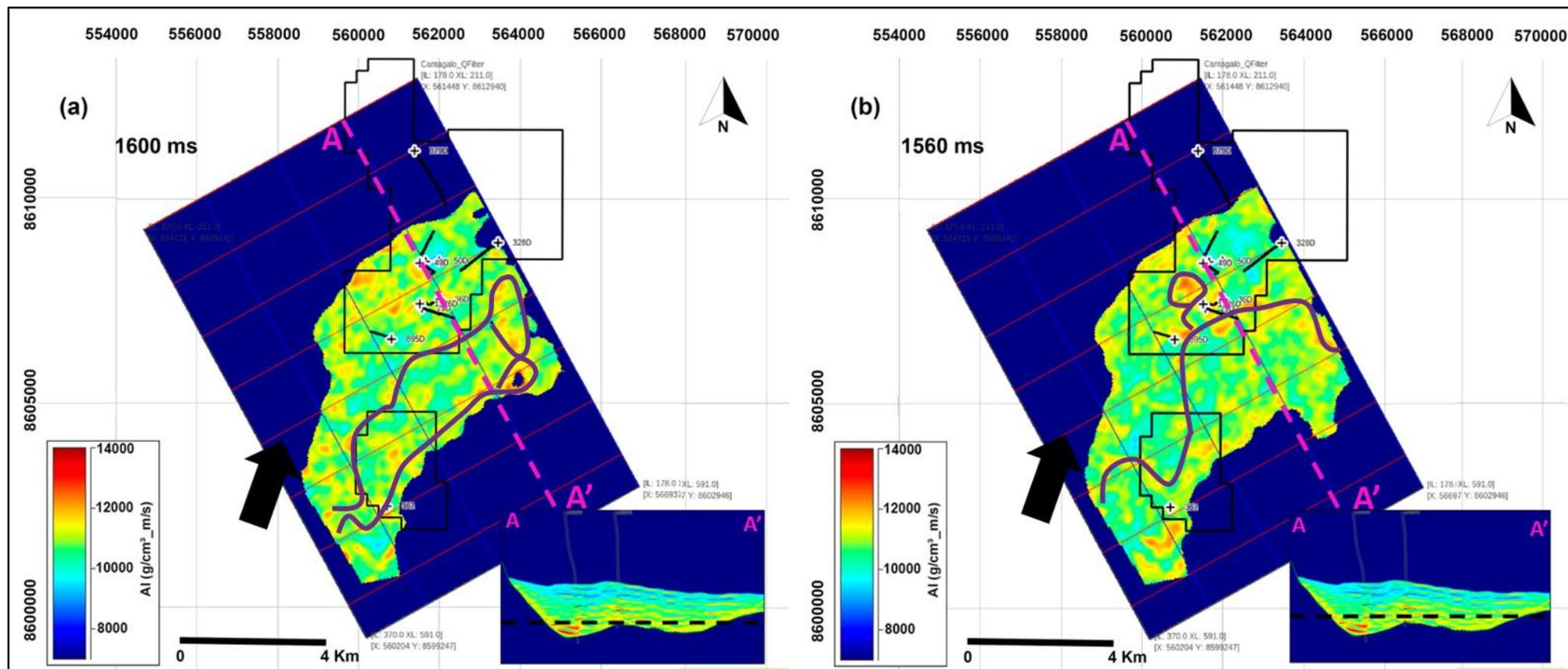


Figura 53 - Timeslice CR-2. (a) Inversão *Model-Based* e timeslice a 1600 ms. (b) Inversão *Model-Based* e timeslice a 1560ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da timeslice demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.

Por fim, foi analisada a *timeslice* do sistema CR-1 (Figura 54) onde foi possível observar uma grande diminuição na concentração das cores quentes em comparação ao CR-2 e ao CR-3. As pequenas regiões com valor elevado de impedância acústica, localizam-se na porção norte da calha e coincidem com a locação dos poços BRSA-895D, MP-49D, MP-36D, MP-28D, MP-50D, BRSA-367, MP-22, MP-29D, BRSA-328 e BRSA-1326.

Apesar destas *timeslices* apresentarem menor quantidade de arenitos, é possível identificar canais associados a impedâncias acústicas variando de  $11.000 \text{ (g/cm}^3\text{)} \cdot \text{(m/s)}$  a  $12.000 \text{ (g/cm}^3\text{)} \cdot \text{(m/s)}$ , que estão migrando das porções norte e nordeste para o sul, indicando que este é o possível depocentro para o sistema turbidítico CR-1.

É válido evidenciar que esta mudança de depocentro pode estar associada a fenômenos tectônicos e/ou à ascensão do diápiro. Conforme citado em Neves *et al.* (2019), a geração dos diápiros na área de estudo ainda é desconhecida, e uma vez que a deposição das areias do Mb. Caruaçu possa estar associada a esses diápiros, torna-se complexo identificar a causa exata da mudança de sentido da sua deposição.

A baixa razão arenito/folhelho observada no *timeslice* do CR-1 em relação aos outros sistemas turbidíticos, coincide com a interpretação realizada em poços da área, conforme Freire *et al.* (2020) exemplifica na Figura 7.

Após interpretação dos *timeslices* dos sistemas turbidíticos CR-1, CR-2 e CR-3, sugere-se a realização de um refinamento estratigráfico em relação aos topos dos poços através da correlação entre os mesmos, além da criação de *horizonslices* para uma interpretação mais assertiva de como os arenitos estão distribuídos em cada sistema.

A combinação de atributos sísmicos (estratigráficos e estruturais) poderá auxiliar para uma melhor classificação de sismofácies dentro do reservatório Caruaçu. Pois, baseando-se apenas na impedância acústica, é observada uma certa ambiguidade nos valores para identificação de arenitos e folhelhos.

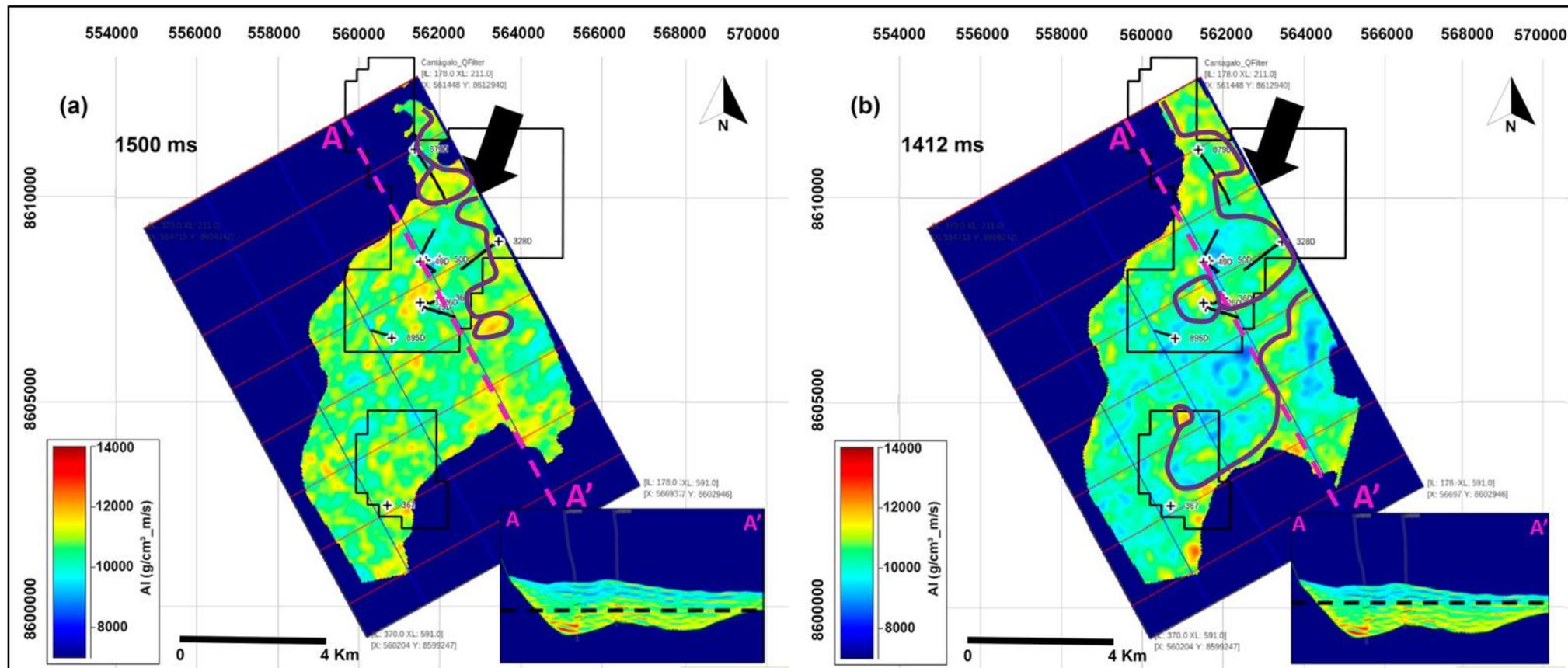


Figura 54 - Timeslice CR-1. (a) Inversão Model-Based e timeslice a 1500 ms. (b) Inversão Model-Based e timeslice a 1412ms. Linha tracejada em rosa representando a inline A – A', seta preta sugerindo o sentido de migração, linha tracejada preta ilustrando a profundidade da *timeslice* demonstrada e interpretação de lobos e canais em roxo.

## 6 CONCLUSÕES

Este trabalho contribuiu para uma melhor compreensão dos sistemas turbidíticos do Membro Caruaçu. A partir do mapeamento do topo da Formação Candeias foi possível a identificação de diápiros de folhelhos e de uma calha que é preenchida por depósitos turbidíticos da Formação Maracangalha (membros Caruaçu e Pitanga).

O pré-condicionamento foi fundamental para a melhoria da resolução do dado sísmico, pois removeu os ruídos de alta frequência, melhorou a continuidade lateral do dado e incrementou o seu conteúdo de frequência.

Ao analisar o comportamento da impedância acústica nos poços, foi observado que os arenitos possuem valores maiores do que as outras litologias interpretadas (folhelho, siltito e *slurry*). Esse comportamento foi confirmado após a realização das inversões sísmicas Colorida e *Model-Based*, onde se observou que os maiores valores de impedância acústica estão, em sua maior parte, relacionados às feições de corte e preenchimento, tendo valores que variam de 10.000 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s) a 13.500 (g/cm<sup>3</sup>)\*(m/s). Outro indicativo das areias com hidrocarbonetos possuem maiores valores de impedância consiste no fato dos poços estudados estarem em regiões onde esses valores são mais elevados.

A utilização do gráfico de sensibilidade para individualização das litologias interpretadas, a partir da impedância acústica e porosidade de Gaymard, mostrou a dificuldade de identificação de valores de impedância ou porosidade que separe as litologias. Entretanto, ao analisar os sistemas turbidíticos separadamente, no poço MP-36, foi identificado que os sistemas turbidíticos CR-2 e CR-3 apresentam as maiores razões arenito/folhelho.

A inversão *Model-Based* desempenhou um melhor papel na identificação e na caracterização das feições de corte e preenchimento em relação à inversão Colorida. A partir da análise dos resultados das inversões, a identificação de canais nas *inlines* foi mais efetiva a partir da inversão *Model-Based*.

Ao interpretar as *timeslices* foi identificada uma mudança no sentido de migração dos fluxos turbidíticos, onde nos sistemas CR-3 e CR-2 havia um sentido de migração S-N enquanto no sistema turbidítico CR-1 a interpretação sugere um sentido N-S. Este comportamento pode estar relacionado a uma mudança de depocentro causada por fenômenos tectônicos durante a evolução tectono-deposicional da bacia e à própria dinâmica de formação dos diápiros de folhelho.

Apesar das *timeslices* terem fornecido informações que possibilitam inferências sobre o sentido de migração dos fluxos de canais é recomendável a criação de *horizonslices* para realizar uma melhor caracterização dos mesmos, uma vez que em alguns poços, como o BRSA-895, apresenta uma grande variação de espessura dos sistemas turbidíticos.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP). **Bacia do Recôncavo - Sumário geológico e setores em oferta**. 2015.

AKI, K., RICHARDS, P. **Quantitative seismology**. 2<sup>a</sup> ed. University Science Book. 1980.

ARCHIE, G. E. **Introduction to petrophysics of reservoir rocks**. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 34, no. 5, p. 943-961. 1950.

AMORIM, J. L. **Evolução do preenchimento do canyon de Taquipe, Neocomiano da Bacia do Recôncavo, sob o enfoque da estratigrafia moderna**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Dissertação de Mestrado). 1992.

BARNES, A. E. **Handbook of poststack seismic attributes**. Society of Exploration Geophysicists. 2016.

CAIXETA, J. M., BUENO, G. V., MAGNAVITA, L. V., FEIJÓ, F. J. **Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p.163-172, jan./mar. 1994.

CAROZZI, A. V., ARAÚJO, M. B., CÉSERO, P., FONSECA, J. R., SILVA, V. J. L. **Formação Salvador: Um modelo de deposição gravitacional subaquosa**. B. Téc. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 19 (2): 47-79, abr./jun. 1976.

CATALDO, R. A., LEITE, E. P. **Simultaneous prestack seismic inversion in a carbonate reservoir**. REM, Int. Eng. J., Ouro Preto, 71(1), 45-51, jan. mar. 2018.

CUPERTINO, J. A.; BUENO, G. V. **Arquitetura das seqüências estratigráficas desenvolvidas na fase de lago profundo no Rife do Recôncavo**. Bol. Geoc. PETROBRAS, v. 13, n. 2, p. 245-267. 2005.

CHOPRA, S. **Integrating coherence cube imaging and seismic inversion**. The Leading Edge, 354-362. 2001.

CHOPRA, S., MARFURT, K. J. **Seismic attributes—A historical perspective**. Geophysics, v. 70, n. 5, p. 3SO-28SO, 2005.

COOKE, D. A.; SCHNEIDER, W. A. **Generalized linear inversion of reflection seismic data**. Geophysics, v. 48, n. 6, p. 665-676, 1983.

COOKE, D., CANT, J. **Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches.** CSEG Recorder, v. 35, n. 4, p. 29-39, 2010.

D'ÁVILA, R. S. F.; PAIM, P. S. G. **Mecanismos de transporte e deposição de turbiditos. Geometria, arquitetura e heterogeneidades de corpos sedimentares.** Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2003.

FARFOUR, M., YOON, W. J., KIM, J. **Seismic attributes and acoustic impedance inversion in interpretation complex hydrocarbon reservoirs.** Journal of Applied Geophysics 114, 68-80, 2015.

FERREIRA DA SILVA, C., FREIRE, A. F. M., SANTOS, G. F. R., LUPINACCI, W. M. **Inversion of depocenters during the tectono-depositional evolution of the Caruaçu Member, Maracangalha Formation, in the Massapê Field, Recôncavo Basin.** 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

FERREIRA, D. J. A.; LUPINACCI, W. M. **An approach for three-dimensional quantitative carbonate reservoir characterization in the Pampo field, Campos Basin, offshore Brazil.** AAPG Bulletin, v. 102, n. 11, p. 2267-2282, 2018.

FREIRE, A. F. M.; MAIA LEITE, C. M.; OLIVEIRA, F. M.; GUIMARÃES, M. F.; MILHOMEM, P.S.; PIETZSCH, R.; d'ÁVILA, R. S. F. **Fluid escape structures as possible indicators of past gas hydrate dissociation during the deposition of the Barremian sediments in the Recôncavo Basin, NE Brazil.** Brazilian Journal of Geology, 47(1), p.79-93, 2017.

FREIRE, A. F. M.; LUPINACCI, W. M.; PEQUENO, H.C.; SANTOS, G. F. R.; RAMOS, M.M.; NEVES, I.A.; LEONE, Y.; SILVA, C. F. **High resolution stratigraphy in 3rd and 4th order turbiditic stages of the Caruaçu Member of the Maracangalha Formation, Campo de Massapê, Recôncavo Basin - BA.** 49<sup>o</sup> Congresso Brasileiro de Geologia, 2018.

FREIRE, A. F. M., SANTOS, G. F. R., SILVA, C. F., PEQUENO, H. C., LEAL, I. P. M., LUPINACCI, W. M., D'ÁVILA, R. S. F. **High resolution stratigraphy using well logs to identify turbidite stages in the Massapê oil field, Recôncavo Basin, Brazil.** 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Rio de Janeiro, Brazil. 2019.

FREIRE, A.F.M.; FERREIRA DA SILVA, C.; ROCHA DOS SANTOS, G.F.; LUPINACCI, W.M. **Recognition of turbidite stages in the Massapê oil field, Recôncavo Basin - Brazil, using well logs.** Journal of Petroleum Science and Engineering, no prelo, 2020.

FILIPPOVA, K., KOZHENKOV, A., ALABUSHIN, A. **Seismic inversion techniques: choice and benefits.** First Break. EAGE. 2011.

GAYMARD, R. D., POUPON, A. **The evaluation of clay content from logs.** Trans. of SPWLA 11th Annual Logging Symposium, pages 1–21. 1970.

GELFAND, V. A., LARNER, K. L. **Seismic lithologic modeling.** The Leading Edge, v. 3, n. 11, p. 30-34, 1984.

GUIMARÃES, M. D. S. B., DENICOL, P. S., GOMES, R. M. R. **Avaliação e caracterização de reservatórios laminados: comparação entre as ferramentas convencionais e o perfil de indução multicomponente.** Revista Brasileira de Geociências, 38(1 suppl), 188-206. 2008.

GUNNING, J., GLINSKY, M. E. **Delivery: an open–source model–based Bayesian seismic inversion program.** Computers & Geo-sciences, 30, 619–636. 2004.

HAAS, A., DUBRULE, O. **Geostatistical inversion - a sequential method of stochastic reservoir modeling constrained by seismic data.** First Break, 12(11), 561-569. 1994.

HORSCHUTZ, P. M. C., TEIXEIRA, A. A. **Diapirismo de folhelho na Bacia do Recôncavo.** Boletim técnico Petrobras, Rio de Janeiro, 12 (4): 403-438, out./dez. 1969.

HUYGENS, C. **Traité de la lumière: avec un Discours de la cause de la pesanteur.** 1966.

JALALALHOSSEINI, S. M.; ESKANDARI, S. & MORTEZAZADEH, E. **The technique of seismic inversion and use of the relation between inversion results and porosity log for predicting porosity of a carbonate reservoir in a south iranian oil field:** Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects, v. 37, no. 3, p. 265–272, 2015.

KUCHLE, J., SCHERER, C. M. S. **Sismoestratigrafia de bacias rifte: técnicas, métodos e sua aplicação na Bacia do Recôncavo.** Boletim de Geociências da PETROBRAS, v. 18, n. 2, p. 33-60, 2010.

LANCASTER, S., WHITCOMBE, D. **Fast-track ‘coloured’ inversion.** 70th SEG Annual Conference, Expanded Abstracts, 1572-1575. 2000.

LATIMER, R. B.; DAVIDSON, R. & VAN RIEL, P. **An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data.** *The leadingedge*, vol. 19, no. 3, pag. 242-256, 2000.

LOWE, D.R.; GUY, M. **Slurry-Flow deposits in the Britannia Formation (Lower Cretaceous), North Sea: a new perspective on the turbidity current and debris flow problem.** *Sedimentology*, 47:31-70. 2000.

LOWE, D. R.; GUY, M.; PALFREY, A. **Facies of slurry-flow deposits, Britannia Formation (Lower Cretaceous), North Sea: implications for flow evolution and deposit geometry.** *Sedimentology*, v. 50, n. 1, p. 45-80. 2003.

LUPINACCI, W. M.; OLIVEIRA, S. A. M. **Q factor estimation from the amplitude spectrum of the time–frequency transform of stacked reflection seismic data.** *Journal of Applied Geophysics*, v. 114, p. 202-209. 2015.

MAGALHÃES, A. J. C.; CAIXETA, J. M., NEWTON, S. G. **Controle deposicional na diagênese dos arenitos Caruaçu, Bacia do Recôncavo.** *B. Geoci. Petrobras*, Rio de Janeiro, 9 (2/4): 237-247, abr./dez. 1995.

MAGALHÃES, P. M.; TINTERRI, R. **Stratigraphy and depositional setting of slurry and contained beds in Marnoso-Arenacea Formation (Langhian-Serravallian) Northern Apennines, Italy.** *Sedimentology*, 57:1685-1720. 2010.

MAGNAVITA, L. P. **Sobre a implantação da fase sinrifte em riftes continentais.** *Congresso Brasileiro de Geologia*, 39, 1996, Salvador. p. 335-338. 1996.

MAGNAVITA, L. P.; SILVA, R. R.; SANCHES, C. P. **Guia de Campo da Bacia de Recôncavo, NE do Brasil.** *B. Geoci. Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n.2, p.301-334, maio/nov. 2005.

MALLICK, S. **Some practical aspects of prestack waveform inversion using a genetic algorithm: An example from the east Texas Woodbine gas sand.** *Society of Exploration Geophysicists*. 1999.

MATO, L. F.; CAIXETA, J. M.; MAGALHAES, M. R. **Padrões de Sedimentação na passagem da Formação Marfim para a Formação Pojuca (Andar Rio da Serra/Aratu) e significado Estratigráfico do marco 15. Cretáceo Inferior, Bacia do Recôncavo, Bahia:** *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 6, n. 1/2, p. 59-72, 1992.

MAURYA, S. P.; SINGH, K., H. **Reservoir characterization using model-based inversion and probabilistic neural network.** Discovery, 49(228), 122-127, 2015.

MAURYA, S. P.; SINGH, K., H. **Predicting porosity by multivariate regression and probabilistic neural network using Model-Based and Coloured Inversion as external attributes: A quantitative comparison.** Journal Geological Society of India, Vol.93, February 2019, pp.207-212. 2019.

MAYNARD, K., ALLO, P., HOUGHTON, P. **Coloured Seismic Inversion, a Simple, Fast and Cost Effective Way of Inverting Seismic Data: Examples from Clastic and Carbonate Reservoirs, Indonesia.** Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 29<sup>th</sup> Convention & Exhibition. 2003.

MILHOMEM, P. S.; DE MAMAN, E. J.; OLIVEIRA, F.M.; CARVALHO, M.S.S.; SOUZA-LIMA, W. **Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Recôncavo.** Phoenix. Ano 5, n. 11. 2003.

MOREIRA, F. S. **Fluxos gravitacionais lacustres na Bacia do Recôncavo – Um estudo no âmbito da estratigrafia de seqüências de bacias rifte.** Universidade Federal da Bahia (Dissertação de mestrado). 2015.

MUTTI, E.; NORMACK, W.R. **An integrated approach to the study of turbidite systems.** In Weimer, P. and Link, M.H. (eds) Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems. Frontiers in Sedimentary Geology, Springer, ch.4, p. 75-106, 1991.

NEGREIROS, J. H. C. **Arenitos da Formação Itaparica no extremo Nordeste da Bacia do Recôncavo: Sedimentação, evolução diagenética e características de reservatório.** B. Geoci. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 4(2): 137-154, abr./jun. 1990.

NEVES, I. A.; FREIRE, A.F.M.; LUPINACCI, W.M. **The influence of shale diapirs on turbidite stages distribution in the Cexis, Cantagalo and Massapê Fields, Recôncavo Basin, Bahia.** Expanded Abstract. 16<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2019.

NGERI, A.P.; TAMUNOBERETON-ARI, I.; AMAKIRI, A.R.C. **An effective approach to enhancing fault-identification and interpretation.** IOSR Journal of VLSI and SignalProcessing (OSR-JVSP) Volume 5, PP 67-73. 2015.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica.** HYDROLOG Serviços de Perfilagens Ltda. 2004.

PEÇANHA, A. A., LUPINACCI, W. M., FERREIRA, D. J. A., FREIRE, A. F. M. **A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil.** *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106451. 2019.

PEQUENO, H.C. **Classificação de eletrofácies em estágios turbidíticos de 3ª e 4ª ordens do Membro Caruaçu da Formação Maracangalha: Um estudo de caso do Campo de Massapê, Bacia do Recôncavo.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. 130pp. 2019.

RUSSELL, B. H. **Introduction to seismic inversion methods.** Society of Exploration Geophysicists, 1988.

RUSSELL, B., HAMPSON, D. **A comparison of poststack seismic inversion methods.** SEG Annual Meeting Abstract. 10, 876-878. 1991.

REDINI, H. El, NASER A., ALI, M. A. B., DAHROUG, S. M. Dahroug. **Seismic data interpretation for hydrocarbon potential, for Safwa/Sabbar field, East Ghazalat onshore area, Abu Gharadig basin, Western Desert, Egypt.** *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics* 6.2. 287-299. 2017.

SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. & PORTUGAL, R. S. **O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios.** Revista Brasileira de Geofísica. Sociedade Brasileira de Geofísica. 2006.

SANTOS, C. F., BRAGA, J. A. E. **O estado da arte da Bacia do Recôncavo.** PETROBRAS, Rio de Janeiro, 4(1): 35-43, jan./mar. 1990.

SILVA, H. T. F. **Flooding surfaces, depositional elements and accumulation rates: characteristics of the Lower Cretaceous Tectonosequence in the Reconcavo Basin, northeast Brazil.** Texas University (Tese de Doutorado). 1993.

SILVA, O. B., CAIXETA, J. M., MILHOMEM, P. S., KOSIN, M. D. **Bacia do Recôncavo.** B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 423-431, maio/nov. 2007.

SIMM, R. & BACON, M. **Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook.** Cambridge University Press, United Kingdom. 280 p. 2014.

TINTIERRI, R.; TAGLIAFERRI A. **The syntectonic evolution of foredeep turbidites related to basin segmentation: Facies response to the increase in tectonic confinement**

**(Marnoso-arenacea Formation, Miocene, Northern Apennines, Italy).** *Marine and Petroleum Geology*, 67:81-110. 2015.

VIANA, C. F., GAMA Jr., E. G., SIMÕES, I. A., MOURA, J. A., FONSECA, J.R., ALVES, R. J. **Revisão estratigráfica da Bacia do Teôncavo/Tucano.** Bol. Téc. PETROBRAS. 1971

WALDEN, A. T.; HOSKEN, J. W. J. **An investigation of the spectral properties of primary reflection coefficients.** *Geophysical Prospecting*, 33, 400-435. 1985.

WANG, Y. **Inverse Q-Filter for seismic resolution enhancement.** *Geophysics*, VOL. 71, NO. 3 P.V51-V60. 2006.

WANG, Y. **Seismic Inverse Q Filtering.** Blackwell Publishing. 2008.

WYLLIE, M. R. J., GREGORY, A. R. & GARDNER, L.W. **An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media.** *Geophysics*, 23, 459-493. 1958.