



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Tatiane Moura do Nascimento

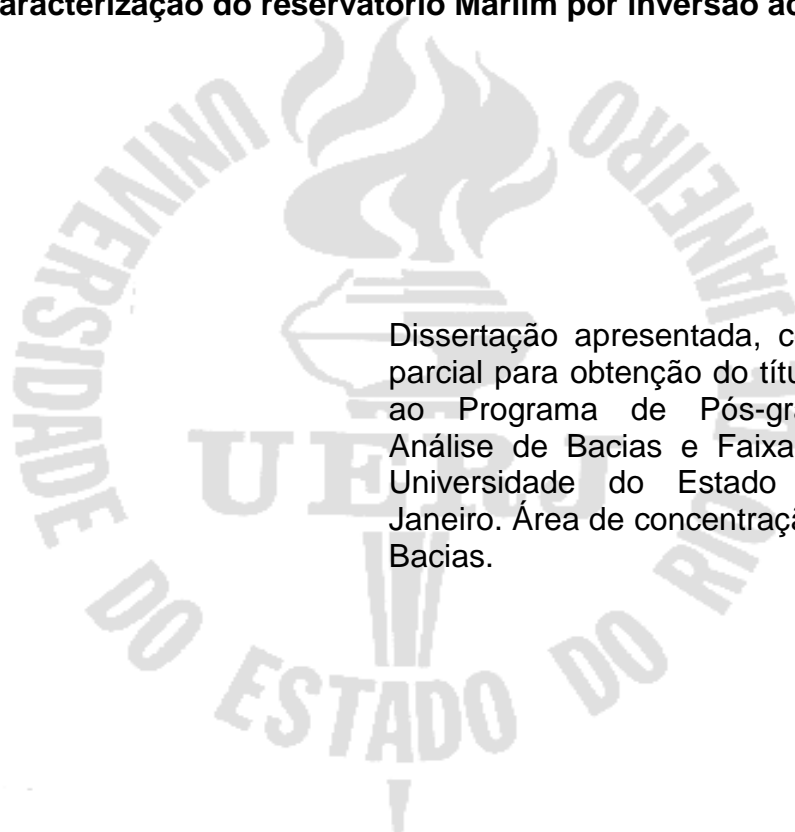
Caracterização do reservatório Marlim por inversão acústica

Rio de Janeiro

2013

Tatiane Moura do Nascimento

Caracterização do reservatório Marlim por inversão acústica



Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Orientador: Pr. Dr. Paulo de Tarso Luiz Menezes

Rio de Janeiro

2013

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

N244 Nascimento, Tatiane Moura do.
Caracterização do reservatório Marlim por inversão
acústica / Tatiane Moura do Nascimento. – 2013.
40 f. il.

Orientador: Paulo de Tarso Luiz Menezes.
Dissertação (Mestrado) – Universidade do Estado do
Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia

1. Geofísica – Campos, Bacia de (RJ) – Teses. 2.
Reservatórios de hidrocarbonetos – Teses. 3. Método
sísmico de reflexão – Teses. I. Menezes, Paulo de Tarso
Luiz. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro.
Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 550.3(815.3)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta
tese.

Assinatura

Data

Tatiane Moura do Nascimento

Caracterização do reservatório Marlim por inversão acústica

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias.

Aprovada em 30 de Agosto de 2013

Banca examinadora:

Prof. Dr. Paulo de Tarso Luiz Menezes (Orientador)
Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Miguel Angelo Mane
Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Sérgio Adriano Moura Oliveira
Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - UENF

Rio de Janeiro

2013

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos aqueles que como eu, estão sempre à procura da satisfação em todos os aspectos da vida, através de tudo que se lhes apresentam a cada dia. A todos aqueles que mantêm a curiosidade ativa e a vontade de aprender como se fosse sempre o primeiro dia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos aqueles que tornaram possível a realização desse trabalho, desde o apoio pessoal até as discussões valiosas, com as quais aprendi mais do que o escopo do estudo. Ao meu orientador, Paulo de Tarso Luiz Menezes, que abriu as portas da geofísica nos primeiros momentos da minha vida profissional. Agradeço a toda dedicação, paciência, ânimo e prontidão que demonstrou nesse período de orientação. Ao Igor Braga, da Invision Geofísica, que participou desde o início deste estudo, contribuindo com uma visão distinta da geofísica e com seu conhecimento técnico, fundamental para a execução e entendimento do estudo. À Odilla Vilhena, que me acompanhou nas primeiras dúvidas, sempre disposta a ajudar e com uma personalidade surpreendente. Ao Bruno Carvalho, que acrescentou em muito ao entendimento da geofísica aplicada, através das explicações simples com conteúdo elevado. A todos da Invision Geofísica, que me receberam de portas abertas e foram fundamentais no meu período de estadia na sede: Alessandra, Bruno Pinheiro, Geovane, Fernando Moraes, Sergio Moura. À Jussara Luongo (In Memoriam) e Niara Luongo, que com muito carinho me acompanharam à sede da Invision pela primeira vez, tornando o dia um passeio. Ao Gustavo Luongo, que sempre me ensina mais do que conhecimentos que possa encontrar nos livros.

Agradeço a DGB Earth Sciences pela disponibilidade do software OpendTect (www.opendtect.com.br) e a Invision Geofísica, pelo uso do seu parque computacional. Agradeço ao suporte adicional do projeto CNPq no. 470742/2011-9.

RESUMO

NASCIMENTO, Tatiane Moura do. **Caracterização do reservatório Marlim por inversão acústica**. 2013. 40 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

Exploracionistas tem grande interesse em sistemas turbidíticos, pois em geral estes compõem prolíficos *plays* exploratórios. No entanto, estes potenciais reservatórios se encontram muitas vezes perto ou abaixo de resolução sísmica. Dessa forma, no processo de inversão, é importante integrar os dados sísmicos com qualidade de resolução obtida a partir do seu pré-condicionamento, para que o resultado final possua características detalhadas das camadas. O pré-condicionamento possibilita melhora na resolução dos dados sísmicos, através da atenuação dos ruídos aleatórios. Como objetivo final, foi realizada a inversão acústica em dados sísmicos *post stack*, migrados em tempo, a um sistema de turbiditos na Bacia de Campos. O principal objetivo da inversão sísmica é transformar o dado de reflexão em propriedades petrofísicas quantitativas. A inversão para impedância acústica é comumente utilizada para predição de porosidade. O fluxo de trabalho proposto foi dividido em cinco estágios principais: pré-condicionamento sísmico do dado 3D, correlação poço-sísmica, construção do modelo de baixa frequência, inversão do dado, e estimativa da porosidade. Os resultados mostraram que o cubo de impedância acústica invertido possui resolução muito superior quando comparado com o dado em amplitude sísmica, possibilitando melhor visualização das feições geológicas do Campo de Marlim. Além de suas limitações, como desconsiderando os efeitos das variações de fluido e variações litológicas complexas sobre a relação porosidade/impedância, o método fornece uma ferramenta confiável para exploração sísmica. Detalhes mais precisos das propriedades petrofísicas podem ser obtidos através de métodos de inversão mais sofisticados, a partir de dados *pre stack*.

Palavras-chave: Inversão. Impedância acústica. Marlim

ABSTRACT

NASCIMENTO, Tatiane Moura do. Marlim reservoir characterization by acoustic inversion. 2013. 40 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

Exploracionists has great interest in turbidite systems, since these generally comprise prolific exploration plays. However, these potential reservoirs are often near or below seismic resolution. Thus, the inversion process is important to integrate the seismic data quality of the resolution obtained from its preconditioning, so that the end result has detailed characteristics of the layers. The preconditioning enables improved resolution of seismic data, through mitigation of random noise. As the final goal, the inversion was performed acoustic post stack seismic data, migrated time, to a system of turbidites in Campos Basin. The main purpose of seismic inversion is to transform the given reflection in quantitative petrophysical properties. The inversion for acoustic impedance is commonly used to predict porosity. The flow of the proposed work was divided into five main stages: pre-conditioning the seismic 3D data, well-tie correlation, construction of the model of low frequency, inversion of data and estimation of porosity. The results showed that the inverted acoustic impedance cube has much higher resolution compared to the seismic amplitude data, allowing greater visualization of geological features in the Marlim Field. Besides its limitations as ignoring the effects of changing the fluid and complex lithological variations on the relationship porosity / impedance, the method provides a reliable tool for seismic exploration. More precise details of petrophysical properties can be obtained through inversion methods starting from sophisticated pre-stack data.

Keywords: Inversion. Acoustic impedance. Marlim

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 -	Mapa de localização da Bacia de Campos, com o Campo de Marlim destacado em vermelho. A área delimitada em azul representa o polígono do pré-sal.....	12
Figura 2 -	Seção sísmica <i>dip</i> , com indicação das diversas megassequências (R=rifte; T=transicional; SC=carbonática; MT=marinha transgressiva; MR=marinha regressiva), do Marco Azul e dos reservatórios turbidíticos do Campo de Marlim (MRL). À direita, falha lítrica limitando a porção leste do campo.....	15
Tabela 1 -	Parâmetros de aquisição dos dados sísmicos 3D do campo de Marlim.....	17
Figura 3 -	Limites de <i>inlines/crosslines</i> à direita, e <i>time slice</i> representando a área, limitada por suas coordenadas.....	18
Tabela 2 -	Lista de poços utilizados e seus respectivos históricos exploratórios. Localização desses poços é dada na Figura 3.....	18
Figura 4 -	<i>Inline</i> e <i>crossline</i> do dado sísmico original do Campo de Marlim..	19
Figura 5 -	Dado original (acima) e dado pré-condicionado (abaixo). Notar a diminuição do ruído na imagem sísmica.....	23
Figura 6 -	<i>Wavelet</i> extraída do poço 4RJS-0377-RJ, utilizada para a correlação poco-sísmica do mesmo.....	24
Figura 7 -	Painel de correlação poço-sísmica do poço 4RJS-0377-RJ.....	25
Figura 8 -	Esquema explicativo para a obtenção dos valores de mergulho no dado sísmico.....	26
Figura 9 -	Cubo de horizontes gerado a partir do mapeamento prévio dos refletores inferiores e superiores ao Campo de Marlim.....	26
Figura 10 -	Modelo de baixa frequência construído a partir das curvas de impedância filtradas (0-10Hz) e o cubo de horizontes.....	27
Figura 11 -	Controle de qualidade do dado invertido, antes da adição das baixas frequências. Poços P1, P2, P3 e P4, a partir da esquerda.....	28

Figura 12 - Controle de qualidade o dado de impedância absoluta. Poços P1, P2, P3 e P4, a partir da esquerda.....	29
Figura 13 - Dado sísmico original (acima), e dado de impedância absoluta (abaixo).....	31
Figura 14 - Superfície do corpo turbidítico de Marlim vista no dado em amplitude (corresponde aos valores mais baixos de amplitude)...	32
Figura 15 - Superfície do corpo turbidítico de Marlim de acordo com o atributo de impedância absoluta (valores mais baixos de impedância).....	33
Figura 16 - Resultados da impedância resultante da inversão do dado pré-condicionado, com adição do modelo de baixa, resultando na impedância absoluta. Os valores de <i>cross-plot</i> indicam a correlação entre os dados. Poços P1, P2 (acima) e P3 e P4 (abaixo), a partir da esquerda.....	34
Figura 17 - <i>Cross-plot</i> com valores de IP abs X valores de porosidade, para o poço 1RJS-219A-RJ. Os valores atribuídos à litologia estão de acordo com dados de raios gama.....	35

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO.....	10
1	LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....	12
1.1	Contexto geológico.....	13
2	DADOS UTILIZADOS.....	16
3	METODOLOGIA.....	19
3.1	Inversão para Impedância Acústica.....	19
3.2	Fluxo de trabalho.....	22
4	RESULTADOS.....	30
	CONCLUSÕES.....	36
	REFERÊNCIAS.....	37

INTRODUÇÃO

Estudos de caracterização de reservatório permitem uma previsão de litologia/fluido mais detalhada nas várias fases do ciclo de vida do reservatório (TETYUKHINA et al., 2010). Para solucionar um problema complexo é indispensável o estudo por vários métodos, até que seja encontrada uma resposta satisfatória. Por isso, para o processo de caracterização de reservatórios, é necessário estar de posse de uma série de informações e dados. Estes, quando integrados, permitem usualmente traçar estratégias de avaliação para determinado campo, otimizando economicamente o seu desenvolvimento, assim como seu posterior monitoramento. Devido à boa resolução na produção de imagens da subsuperfície, os dados sísmicos 3D são de grande importância no processo de construção de modelos geológicos mais precisos (KELAMIS et al., 1995; MARTINS et al., 1995). Entretanto, somente o dado sísmico não pode fornecer inequivocamente as informações demandadas pelos exploracionistas. Como forma de quantificar os diversos parâmetros petrofísicos de um reservatório da forma mais realista possível, surgiu a necessidade da junção de dados diversos e com diferentes graus de precisão. Atualmente, as mais precisas descrições de reservatórios são baseadas na integração de dados geológicos, geofísicos e de engenharia, dentre eles destacam-se perfis de poços, dados sísmicos 3D e modelos geológicos conceituais (SANCEVERO et al., 2006).

O principal objetivo da inversão sísmica é transformar o dado de reflexão sísmica em propriedades quantitativas de rochas e fluidos para a caracterização do reservatório (AIBAUDULA e MCMECHAN, 2009; BOSCH, et al., 2010, PENDREL, 2001). A transformação de atributos derivados de dados sísmicos configura elemento chave em qualquer metodologia de caracterização de reservatório. Sendo a impedância acústica uma propriedade relativa à camada, o processo de inversão adiciona informação à interpretação sísmica, permitindo uma maior inferência da geologia de subsuperfície (BACON et al., 2003). Comumente, através do processo de inversão, o conteúdo de frequência do dado sísmico pode ser aumentado, já que este é banda-limitado (BUXTON LATIMER et al., 2000). Além do mais, o resultado da inversão permite diferenciação entre litologias, estimação de porosidade e conteúdo de fluidos, e não somente a geometria de interface, como dado pelo dado

em amplitude (AIBAUDULA e MCMECHAN, 2009; AVSETH, et al., 2005). Comparado ao dado em amplitude sísmica, os resultados da inversão apresentam maior resolução e oferecem suporte a interpretações mais precisas. Este por sua vez, facilita a melhores estimativas de propriedades do reservatório, tais como porosidade e *net pay* (PENDREL, 2001).

A inversão do dado sísmico para impedância acústica tem provado ser uma excelente ferramenta para refinar a geometria do reservatório e estimar seus parâmetros petrofísicos, sendo por isso amplamente utilizada na indústria de óleo e gás (KELAMIS et al., 1995, TETYUKHINA et al., 2010). Em particular, a impedância acústica é comumente utilizada para inferir a porosidade do reservatório (KOESOEMADINATA et al., 2008). Técnicas de *cross-plot*, porosidade x impedância acústica e porosidade x permeabilidade, geralmente são utilizadas para analisar os resultados (KELAMIS et. al., 1995). A combinação de dados 3D e inversão sísmica do tipo *sparse spike* de alta resolução tem demonstrado resultados efetivos na exploração de hidrocarbonetos. Quando combinados apropriadamente, o estudo de física de rocha, inversão e análise de AVO podem extrair informações adicionais ao dado, auxiliando a responder questões exploratórias (PENDREL e VAN RIEL, 1997).

Sistemas turbidíticos são de longe os mais importantes reservatórios da Bacia de Campos (PERES, 1993). Geralmente, reservatórios turbidíticos de águas profundas apresentam complexa distribuição de corpos arenosos, com espessuras muitas vezes menores que a resolução vertical limite do dado sísmico (RIBEIRO, 2012). Dessa forma, a inversão por impedância acústica é uma ferramenta essencial para uma análise mais detalhada de reservatórios com essas características, como é o caso do Campo de Marlim na Bacia de Campos (Figura 1).

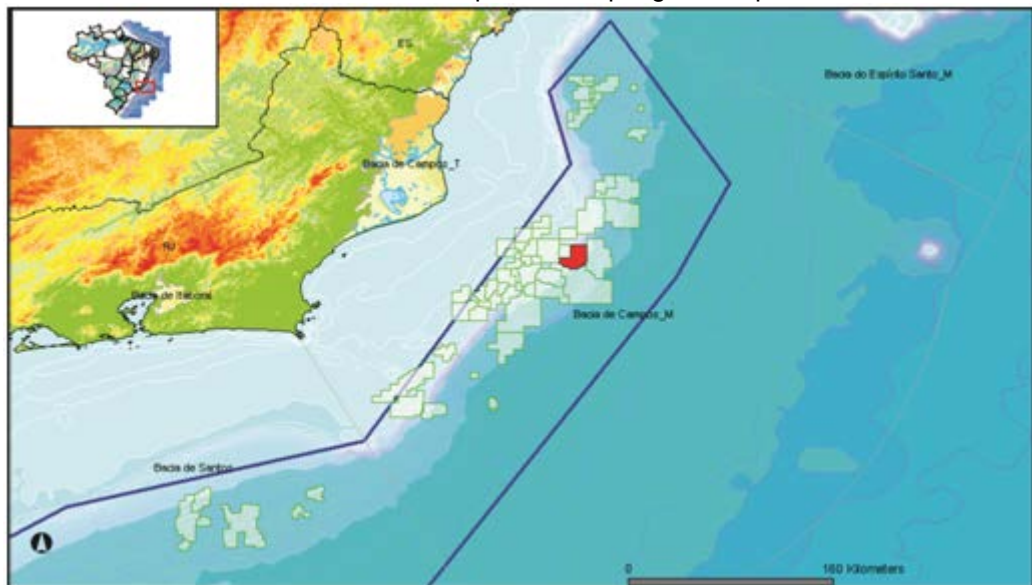
Na presente dissertação são apresentados e discutidos os resultados de inversão acústica aplicada aos dados sísmicos 3D no campo de Marlim (Bacia de Campos). Os resultados foram calibrados com perfis de quatro poços disponíveis de modo a prover o modelo de baixa frequência ao processo de inversão, essencial para se obter, com maior exatidão, a estimativa de impedância absoluta (KOESOEMADINATA et al., 2008). Usualmente, a construção deste modelo é dificultada quando o ambiente geológico apresenta grande variação na distribuição da litologia ao longo de sua área, como altos estruturais provocados por falhamentos e deposição irregular devido à movimentação das camadas de sal. O cenário descrito corresponde exatamente ao encontrado no campo de Marlim. Por isso, foi

necessário utilizar uma nova estratégia (BROUWER et al., 2012) de modo a estimar o modelo de baixa frequência com mais alta resolução levando-se em conta o conhecimento estratigráfico. Para tal, foram mapeados os principais horizontes estratigráficos e a partir destes criou-se um cubo de horizontes (*Horizon Cube* – BROUWER et al., 2012) onde o modelo de baixa frequência é construído a partir deste. Como previsto, a abordagem proposta permitiu uma melhor interpretação da geologia dos turbiditos Marlim.

1 LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo localiza-se na Bacia de Campos (Figura 1), margem leste brasileira, limitada ao sul pelo Alto de Cabo Frio e ao norte pelo Alto de Vitória, abrangendo uma área de aproximadamente 100.000 km². Seu limite em águas profundas alcança o sopé da feição fisiográfica conhecida como Platô de São Paulo, a cerca de 3400 m de profundidade, enquanto sua área emersa, com cerca de 500 km², representa seu limite ocidental (LOPES, 2004a; MORIAK, 2009).

Figura 1 - Mapa de localização da Bacia de Campos, com o Campo de Marlim destacado em vermelho. A área delimitada em azul representa o polígono do pré-sal.



Fonte: <http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>.

Este estudo concentra-se especificamente na área do campo de Marlim, localizado cerca de 110 km offshore, na porção centro-leste da bacia, na região do talude superior, em uma lâmina d'água entre 610 m a 1.097 m de profundidade (LOPES, 2004b).

1.1 Contexto geológico

No Terciário ocorreu uma sensível mudança no estilo sedimentar na Bacia de Campos, influenciada tanto pela variação eustática, como pelo soerguimento da Serra do Mar e por movimentos halocinéticos (DIAS et al., 1990). Dessa forma, a partir do Paleoceno, a super-sequência marinha regressiva, começa a ser depositada. O reduzido espaço de acomodação e o grande aporte sedimentar resultou de forma geral, em sequências prográdantes e feições *offlap* assentadas sobre o preenchimento de estilo retrogradante das sequências depositadas até o Cretáceo Superior (CAINELLI e MORIAK, 1999). Essa intensa sedimentação iniciada no Terciário influenciou a morfologia da margem continental da bacia como um todo, provocando a progradação da plataforma e do talude continental (GORINI et al., 1998).

A fase marinha regressiva pode ser dividida em quatro unidades estratigráficas principais (RICCI BECKER, 1991).

- unidade I (Paleoceno-Eoceno Médio) apresenta características típicas prográdacionais;
- unidade II (Eoceno Médio-Oligoceno Inferior) é tipicamente agradacional;
- unidade III (Oligoceno Inferior-Mioceno Inferior) se apresenta novamente prográdacional;
- unidade IV (Mioceno Inferior-Recente) é caracterizada por grandes estruturas sigmoidais.

Referente à relação entre a fisiografia e o suprimento sedimentar, as plataformas rasas tinham o papel de armazenar enormes volumes de areia. Tais

depósitos arenosos rasos (Formação Emborê) constituíram-se nas principais fontes para a formação de turbiditos (Membro São Tomé) durante os períodos de rebaixamento relativo do nível do mar. Na Bacia de Campos, complexos de canais turbidíticos retrogradacionais ocorrem na seção do Oligoceno/Mioceno (megassequência marinha regressiva). Eles ocorrem em taludes íngremes devido ao intenso falhamento e movimento ascendente de evaporitos subjacentes do Aptiano. Observa-se ainda que, durante as exposições das plataformas rasas, se formam superfícies denudadas, incisões subaéreas, cânions, e ainda escavações localizadas. Estas feições, além de servirem de zonas de passagem de sedimentos até a planície abissal, tornaram-se locais de deposição quando o nível do mar voltava a subir (Ex: Campo de Enchova e Área de Moréia) (DIAS et al., 1990).

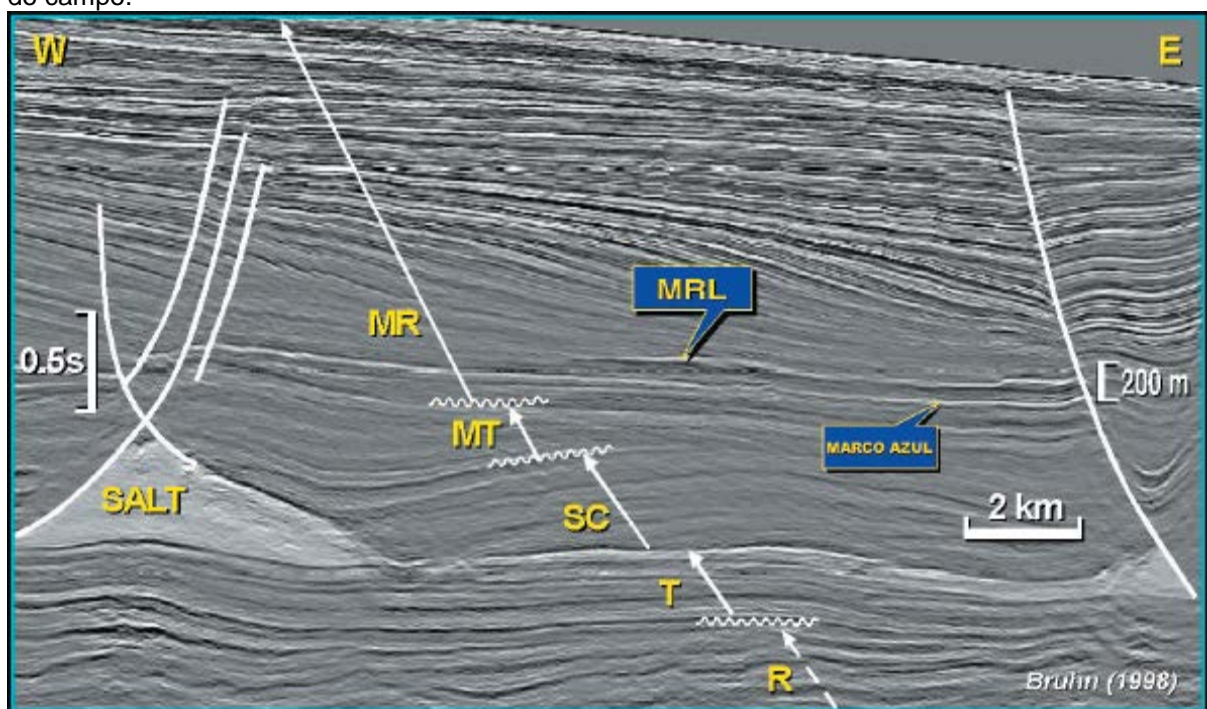
Durante a elevação do nível de mar, houve desenvolvimento de bancos carbonáticos. Estes bancos, nos períodos em que o sistema transgressivo atinge o nível máximo, são correlacionáveis às zonas de condensação ou seções condensadas, que se desenvolveram até as regiões de planície abissal. Estas seções ou zonas representam marcos sismoestratigráficos de ampla distribuição lateral. Na Bacia de Campos podemos identificar dois marcos desta natureza que estão relacionados às plataformas carbonáticas do Oligoceno Inferior e do Mioceno Médio, localizados no Membro Grussaí. No Oligoceno Inferior, o evento de inundação máxima da bacia, resultou em depósitos de calcilitos ricos em nanoplacton, fenômeno este desencadeado por eventos de degelo em épocas interglaciais, que ficou conhecido posteriormente como Marco Azul (SHIMABUKURU, 1994 apud BIZZI et al., 2003). No Mioceno Médio, localizado também no Membro Grussaí, ocorre uma sequência composta por arenitos, siltitos, folhelhos, além de diamictitos e margas, representativa da maior variação do nível do mar desde aquela época até o recente e responsável pela deposição de um grande volume de sedimentos nas porções costeiras e de interior da placa sul-americana. O limite superior desta sequência representa uma queda eustática global, conhecida como Marco Cinza, que é facilmente reconhecida em linhas sísmicas. Estes pacotes carbonáticos, resultantes de níveis de mar alto anteriores aos seus subseqüentes rebaixamentos, deram origem aos pacotes turbidíticos oligomiocênicos depositados em águas profundas (sopé e planície abissal), que

constituem os reservatórios dos campos gigantes de Albacora e Marlim (DIAS et al., 1990; PERES, 1993).

Com relação ao Quaternário, o padrão de sedimentação observado permanece fortemente progradante, como ocorrido na Bacia de Campos durante o Terciário (AZEVEDO, 1991).

O Campo de Marlim (figura 2) possui um intervalo produtor formado por reservatório turbidítico Oligocênico/Miocênico, e pertencente a Fm. Carapebus (informalmente denominado de “Arenito Marlim”), que apresenta grande continuidade lateral e boas características permo-porosas (PERES, 1993). Este reservatório é resultante da amalgamação de uma série de lobos que resultaram em um grande corpo arenoso maciço e com relativa homogeneidade. As fácies constituintes do reservatório de Marlim são: arenito fino a médio, maciço, interlaminados de composição síltica-areno-argilosa com bioturbações, e arenitos muito finos com ripples. (GUARDADO et al., 1989). Sua estrutura denota um sistema progradante, indicado pelo padrão de *downlapping* visualizado nas seções sísmicas (LOPES, 2004b).

Figura 2 - Seção sísmica *dip*, com indicação das diversas megassequências (R=rifte; T=transicional; SC=carbonática; MT=marinha transgressiva; MR=marinha regressiva), do Marco Azul e dos reservatórios turbidíticos do Campo de Marlim (MRL). À direita, falha lístrica limitando a porção leste do campo.



Fonte: BRUHN, 1988 apud CHANG et al., 2006.

A trapa mista do reservatório pode ser facilmente observada em dados sísmicos (CANDIDO E CORÁ, 1978). O fechamento é estratigráfico a oeste, norte e sul, dado pelo *pinch out* das camadas de areia; para leste, a acumulação tem seu limite contra uma falha normal lítrica. Esta falha de idade Miocênica, gerada pela movimentação salina e limitante da porção leste do bloco, é considerada o principal caminho de migração do óleo da seção pré-sal para o reservatório (TINOCO e CORÁ, 1991 apud BIZZI et al., 2003).

A resposta sísmica sobre o campo revela eventos de alta amplitude (característica comum de complexos turbidíticos não confinados), devido ao contraste desta, principalmente em relação às altas zonas de porosidade no reservatório, quando comparadas com a relativa baixa velocidade do folhelho sobrejacente (FAINSTEIN et al., 2001) Estudos de sísmica 4D realizados até o presente momento, permitiram a detecção do movimento de óleo, gás e água no reservatório de Marlim, possibilitando o reposicionamento de poços ou até mesmo seu cancelamento (JOHANN et al., 2009; SANSONOWSKI et al., 2007).

2 DADOS UTILIZADOS

Os dados utilizados no presente estudo foram coletados para PETROBRAS, no campo de Marlim (Bacia de Campos) em 1997, abrangendo uma área de 720 Km². O processamento dos dados seguiu o fluxo tradicional de processamento para dados 3D (BACON et al. 2007). O Cubo sísmico resultante foi disponibilizado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível). Os dados empilhados e migrados em tempo possuem profundidade máxima de penetração do sinal sísmico de 5 segundos, em tempo duplo de reflexão, a partir do nível do mar.

Os principais parâmetros de aquisição deste levantamento encontram-se sintetizados abaixo na Tabela 1.

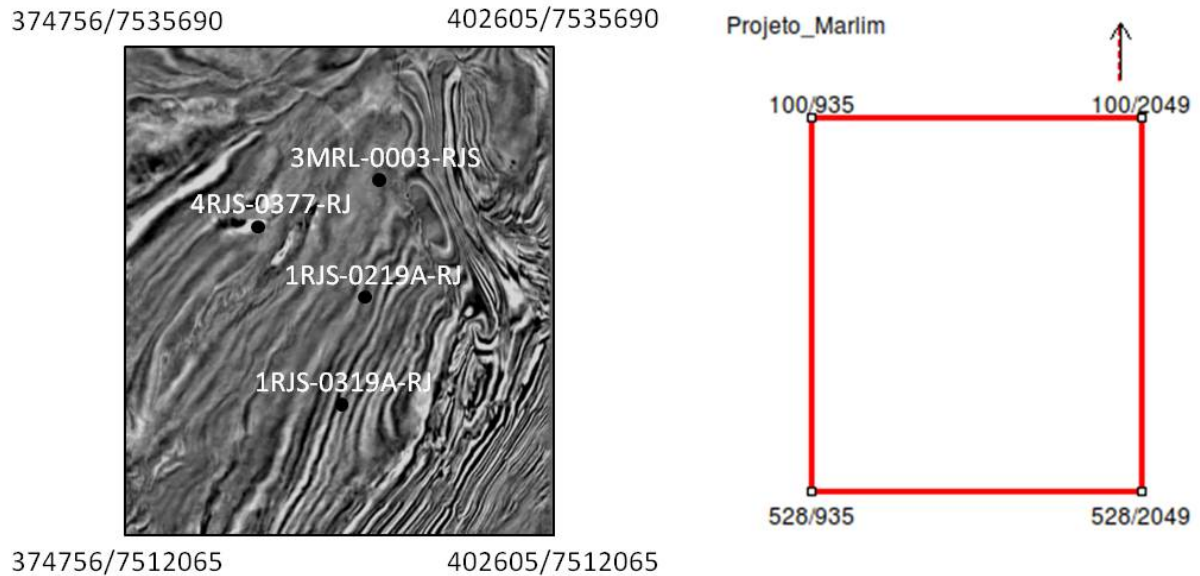
Tabela 1 - Parâmetros de aquisição dos dados sísmicos 3D do campo de Marlim

Parâmetros	Quantificação
Área (km ²)	720
Número de cabos	6
Spreads (offsets, m)	0-148-3535,5
Canais/Cabo	288
Intervalo de tiro (m)	25
Intervalo entre receptores (m)	12,5
Intervalo entre cabos (m)	50
Taxa de amostragem (ms)	1
Tamanho do bin (m)	12,5x25
Profundidade do cabo (m)	9
Azimute (graus)	123
Nominal fold	72
Traços/km ²	230400

Fonte: Modificado de JOHANN et al., 2009.

O cubo sísmico 3D apresenta 429 *inlines* na direção E-W, com espaçamento entre si de 25 m e 1115 *crosslines* na direção N-S, com espaçamento de 12,5 m entre si. Os limites da área do projeto são mostrados na figura 3. O intervalo de tempo das linhas sísmica ficou limitado entre 60 e 4996 ms, com taxa de amostragem de cada traço de 4 ms.

Figura 3 - Limites de *inlines/crosslines* à direita e *time slice* representando a área, limitada por suas coordenadas.



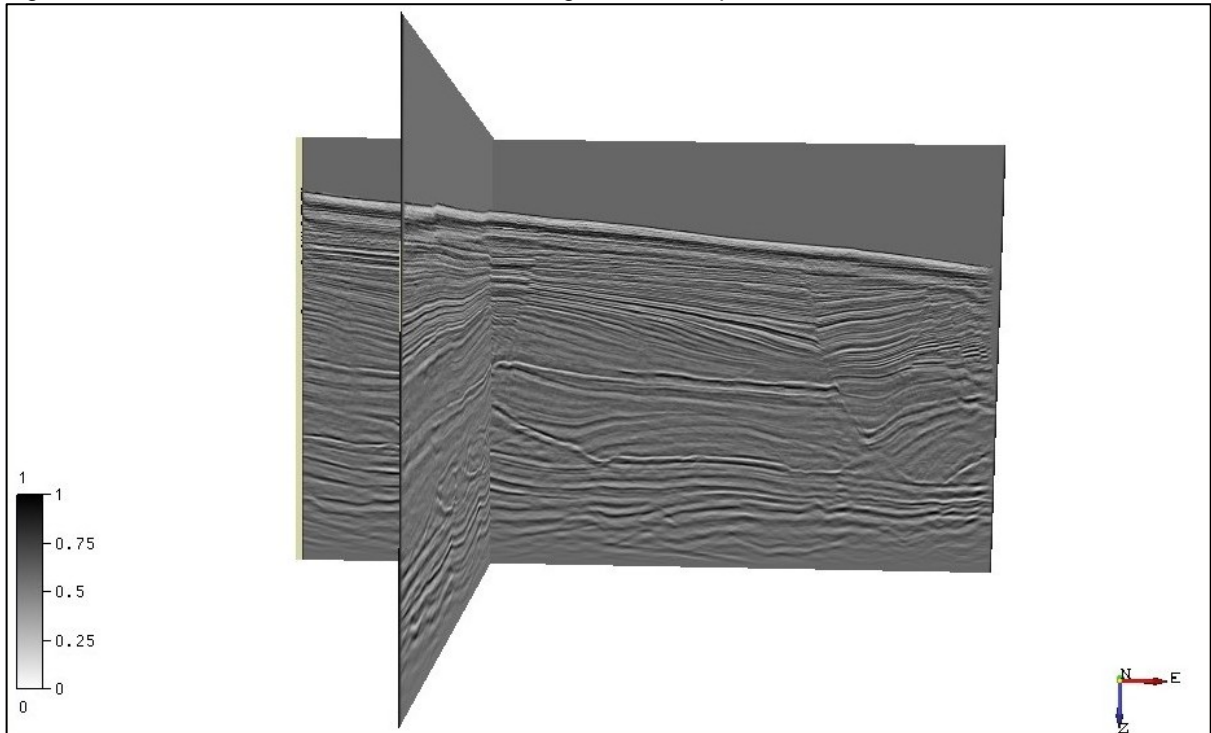
Os dados de poços constaram em curvas de sônico, densidade, raios gama e porosidade. Dados de *checkshot* foram utilizados para a conversão tempo x profundidade, no processo de importação desses poços para o ambiente *open source* de interpretação Openttect (www.openttect.org). Totalizaram quatro poços disponíveis na área, como identificados na tabela 2.

Tabela 2: Lista de poços utilizados e seus respectivos históricos exploratórios. Localização desses poços é dada na Figura 3.

Poço	Código	Histórico Exploratório
P1	1RJS-0219A-RJ	Descobridor de campo com óleo
P2	3RJS-0319A-RJ	Extensão produtor de óleo
P3	4RJS-0377-RJ	Descoberta de nova acumulação com óleo
P4	3MRL-0003-RJS	Extensão produtor de óleo

Na figura 4, é ilustrada a resolução do dado sísmico original do cubo de Marlim.

Figura 4 - *Inline* e *crossline* do dado sísmico original do Campo de Marlim.



3 METODOLOGIA

3.1 Inversão para Impedância Acústica

O interesse da indústria pelas técnicas de inversão sísmica tem crescido constantemente nos últimos 20 anos. Estudos abrangendo técnicas integradas são essenciais no desenvolvimento dos projetos de exploração de hidrocarbonetos (VAZQUEZ et al. 1997, COSENTINO 2001), sendo a inversão sísmica uma ferramenta para extração de informações petrofísicas a partir do dado sísmico. Dentre as várias técnicas que vem sendo desenvolvidas ao longo dos anos para a caracterização de reservatórios, a impedância acústica (AI) e a análise de AVO tem sido as mais utilizadas na indústria de óleo e gás (GARCIA et al., 2002).

A inversão substitui a assinatura sísmica de amplitude associada à interface entre dois meios, por uma resposta associada às características petrofísicas de cada camada. A principal característica petrofísica estimada a partir do processo de inversão é denominada de impedância acústica (SHERIFF, 2002), que corresponde ao produto da velocidade *versus* densidade. A conexão entre o dado sísmico em amplitude e o dado de impedância acústica é feita através da convolução de uma *wavelet* base (resposta “original” da fonte sísmica usada no levantamento) com os contrastes de impedâncias acústicas entre as diversas camadas. Esta *wavelet* base pode ser derivada diretamente do dado sísmico ou extraída dos poços (VEEKEN et al. 2007). A inversão permite o estudo das características do reservatório em detalhe, possibilitando o aumento da resolução sísmica do dado. Devido a isto, a interpretação de importantes feições geológicas e parâmetros geofísicos são facilitados, colocando o estudo do reservatório em um nível mais elevado. Os resultados são análises mais qualificadas, que permitem melhor ranqueamento de leads/prospectos, melhor delineamento das áreas de escoamento e identificação de *sweet spots*, nos estudos de desenvolvimento dos campos (VEEKEN et al. 2002). Como a AI está intimamente relacionada à litologia, porosidade, preenchimento dos poros e a outros fatores, é comum encontrar fortes relações empíricas entre AI e uma ou mais de uma destas propriedades, em vários reservatórios estudados. Dessa forma, os modelos de AI podem fornecer melhor embasamento para a geração de modelos de fácies e modelos 3D de propriedades petrofísicas, que auxiliam em análises de fluxos em simulações de reservatório (BUXTON LATIMER, et al., 2000).

Antes de se iniciar o estudo de inversão, é necessário o controle de qualidade (QC) dos dados de input e o pré-condicionamento do dado sísmico. A verificação dos dados de poços, com remoção de valores espúrios e o condicionamento apropriado do dado sísmico, incluindo atenuação de ruídos e múltiplas, são importantes para as posteriores interpretações quantitativas do resultado da inversão (DA SILVA et al., 2004; VEERKEN, 2007). Outro passo crucial é a amarração entre os poços e o dado sísmico. De acordo com White e Simm (2003), além de auxiliar na correta identificação dos horizontes a serem mapeados, é necessária na estimativa da *wavelet* para a inversão do dado sísmico. Para facilitar a

identificação da posição das interfaces de impedância, é recomendável que o dado sísmico esteja em zero fase.

Existem várias abordagens a partir da inversão sísmica, para estimar quantitativamente as propriedades de reservatório, principalmente devido à variedade de problemas inversos que podem ser formulados a partir do dado sísmico (STOLT e WEGLEIN, 1985; Bosch et al., 2010). Para Cookie e Cant (2010), as abordagens dos métodos de inversão podem ser classificadas em duas categorias principais: determinísticas ou probabilísticas. A inversão do tipo determinística é qualquer uma onde o dado de saída (*output*) é somente um, dentro de todas as possibilidades aceitáveis de soluções, como pode ser visto nos resultados deste estudo. A inversão geralmente é realizada no domínio do tempo e o dado de entrada pode ser *pre e/ou post stack*. (SIRGUE e PRATT, 2004).

O dado *pos stack* do presente estudo foi invertido através de algoritmo de inversão de alta resolução, do tipo *sparse-spike*, onde se estimou a série dos coeficientes de refletividade que se aproxima do dado sísmico original, a partir da análise do traço sísmico. Nesse método, o link com a sísmica também é o modelo convolucional, que pode assumir qualquer *wavelet* (BUXTON LATIMER, 2000). Esse método gera resultados em impedância relativa e absoluta. A principal diferença entre a impedância relativa e a absoluta consiste no fato de a impedância relativa não possuir o componente de baixas frequências (aproximadamente 0-15 Hz), adicionado ao dado de impedância absoluta através das informações obtidas através dos poços. Dessa maneira, a contribuição dos poços no resultado final torna-se bem clara (PENDREL, 2001). No processo de inversão, muitas vezes, a parte mais difícil é a construção do modelo de baixa frequência, pois este depende de informações dos poços, além das informações do dado sísmico (BACON et al., 2007). Segundo Cookie e Cant (2010), a impedância relativa é uma das formas de lidar com a não singularidade do resultado da inversão, já que o modelo de impedância relativa exhibe altas e baixas impedâncias correspondentes às diferentes litologias, porém estas não podem ser comparadas com a impedância absoluta dos poços. O dado de impedância acústica dos poços não é utilizado no algoritmo de inversão, permitindo que o resultado fique livre para não estar em concordância com estes. Isto possibilita que um dos meios de QC seja feito através da comparação do dado de impedância relativa bandalimitados dos poços com os resultados da

impedância relativa (PENDREL, 2001) Desta maneira, quanto mais poços forem adicionados ao projeto, o grau de confiabilidade dos resultados se torna maior (aumento da informação a *priori* independente). Para efetuar o QC da impedância absoluta do dado nesse tipo de inversão, é recomendável que o poço seja filtrado no intervalo das frequências sísmicas correspondentes ao dado invertido, incluindo as baixas frequências, e feita uma comparação entre o dado de poço e a impedância absoluta (BUXTON LATIMER, 2000).

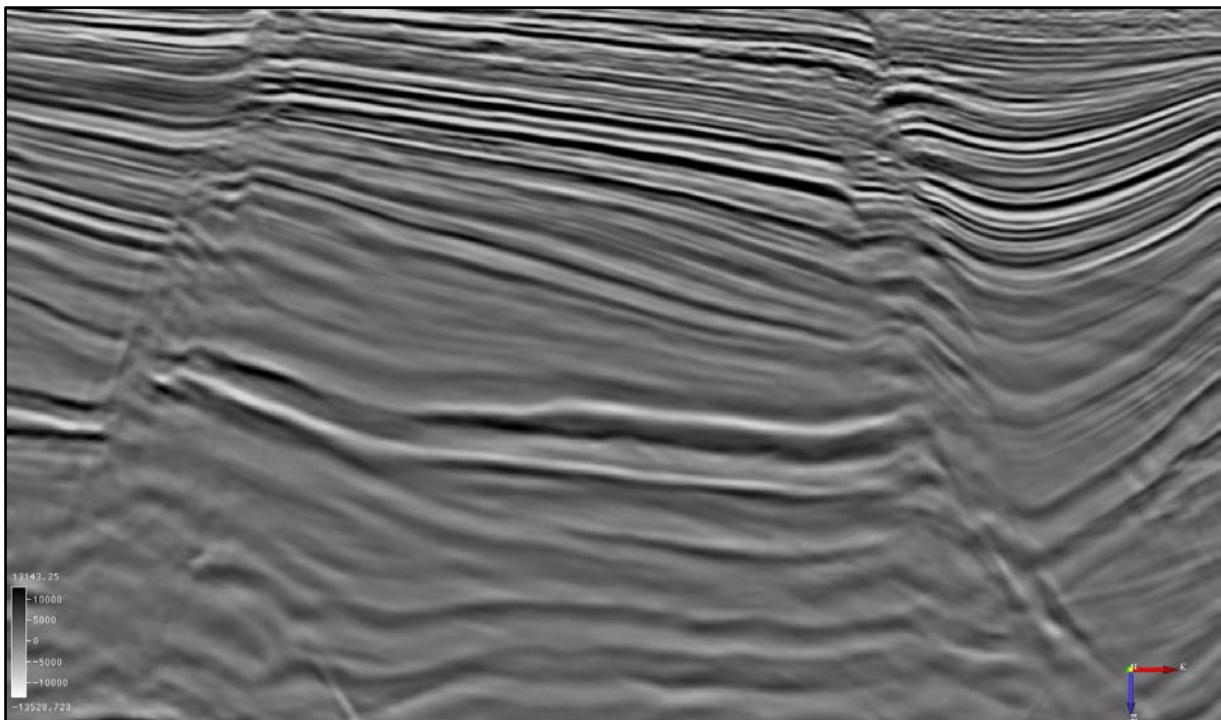
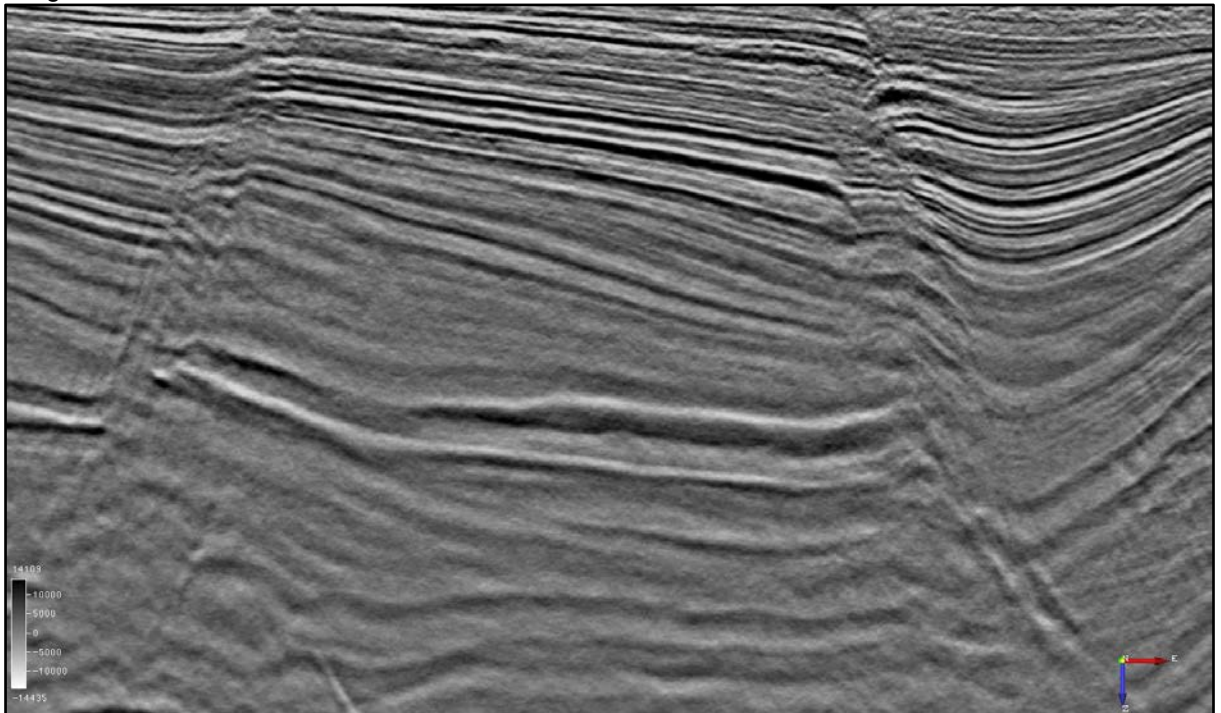
3.2 Fluxo de Trabalho

Foi estabelecido um *workflow* de cinco etapas principais, em função de obter os resultados para descrição do reservatório. Estas etapas foram: (1) condicionamento dado sísmico, (2) correlação poço-sísmica (3) construção do modelo de baixa frequência, (4) inversão acústica para impedância e (5) cálculo do atributo de porosidade.

Etapa 1 – Condicionamento do dado sísmico

Como primeira etapa, foi realizada a filtragem do dado sísmico. Essa primeira etapa tratou do condicionamento do dado sísmico visando obter um cubo com mais alta resolução e continuidade dos traços de amplitude (figura 5). Para tal, foi aplicado um filtro para atenuação de ruídos aleatórios, usando a transformada de *curvelet*. O programa Curvfilt promove a filtragem de ruídos aleatórios usando a transformada de *curvelet*. No domínio da *curvelet* é possível se feita a representação de um objeto, tendo como referência a sua posição (espaço, tempo), escala (frequência) e direção (inclinação). Também é possível que sejam eliminados ruídos coerentes, tais como ruídos lineares presentes no dado, caso estes sejam de pequena amplitude (OLIVEIRA, 2012).

Figura 5 - Dado original (acima) e dado pré-condicionado (abaixo). Notar a diminuição do ruído na imagem sísmica.



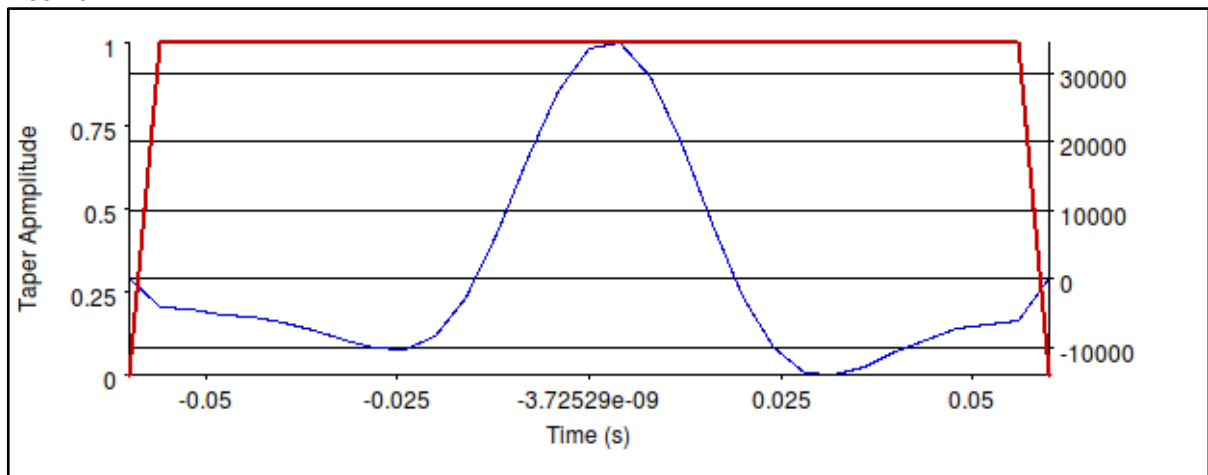
Etapa 2 – correlação poço-sísmica

Em seguida, foi feita a correlação poço-sísmica. Este procedimento consiste em correlacionar o sismograma sintético ao traço sísmico original, fazendo com que as informações do poço sejam equiparadas ao dado sísmico. Esta etapa inicial possibilita a identificação correta dos refletores sísmicos que serão mapeados e a otimização da correlação entre o modelo de impedância e o dado sísmico.

Inicialmente, foi feita a edição dos perfis de densidade (ρ) e sônico (Dt), para remoção de valores espúrios presentes nas curvas. A partir dos valores de Dt, foi calculado o valor de velocidade da onda p (V_p). A correlação poço-sísmica foi feita a partir das curvas de ρ e V_p .

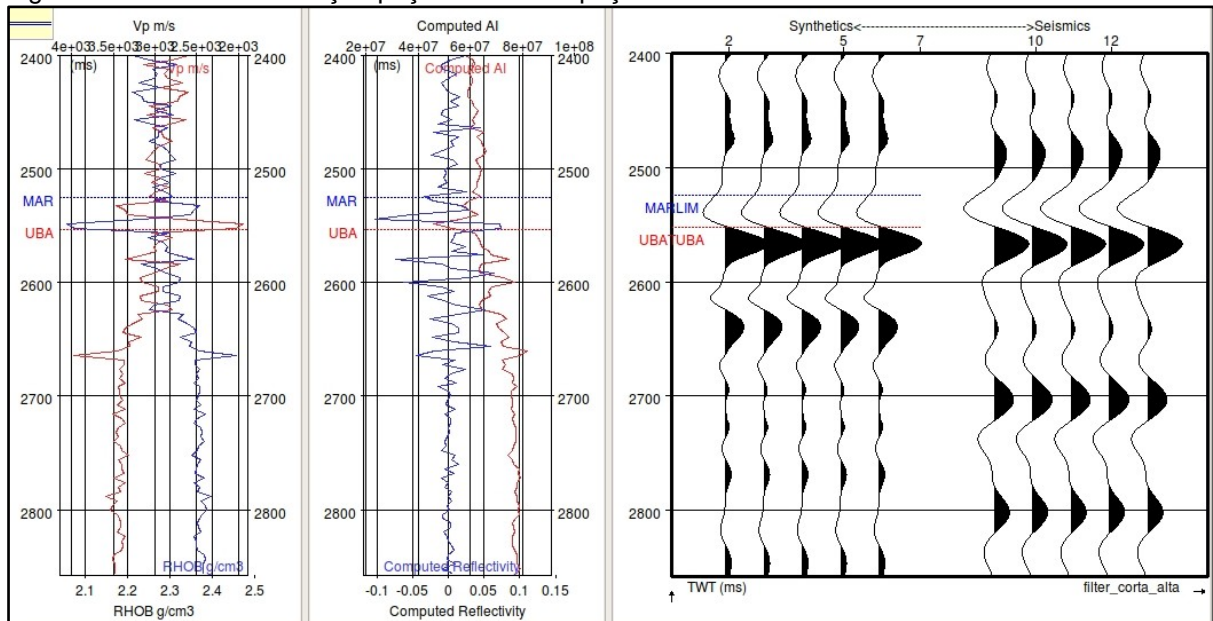
Em seguida, a *wavelet* foi extraída do dado sísmico, a partir dos respectivos poços. De acordo com Salleh e Ronghe (1999), a extração da *wavelet* é essencialmente a derivação de uma *wavelet* que minimizará o desajuste entre poço-sísmica. A escolha apropriada do intervalo que será extraída, o comprimento, a frequência máxima e o *taper*, são essenciais na escolha da *wavelet* mais acertada (figura 6).

Figura 6 - *Wavelet* extraída do poço 4RJS-0377-RJ, utilizada para a correlação poço-sísmica do mesmo.



A partir daí, é feita a correlação entre o sismograma sintético e o dado sísmico, resultando no ajuste das curvas tempo/profundidade (figura 7).

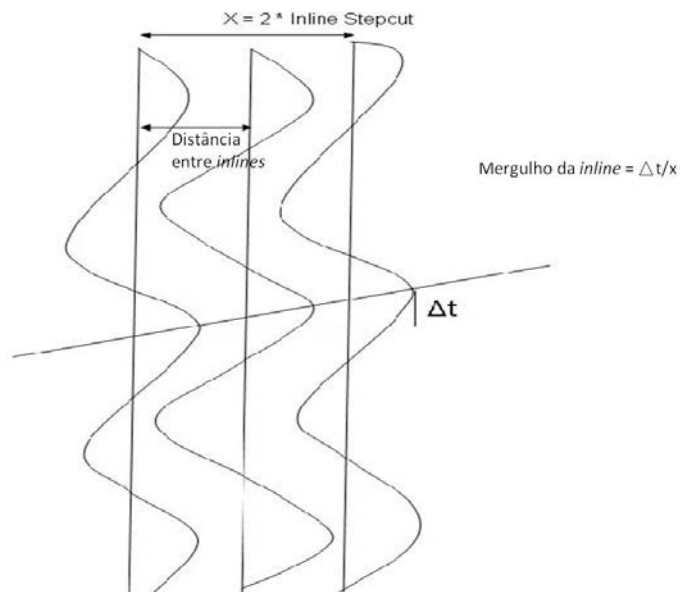
Figura 7 - Painel de correlação poço-sísmica do poço 4RJS-0377-RJ.



Etapa 3 – Construção do modelo de baixa frequência

Inicialmente, foi gerado um cubo de mergulho/direção. Para calcular um determinado mergulho, é determinado o máximo e o mínimo mergulho, ao longo do traço sísmico. Para cada um desses eventos máximo ou mínimo, o algoritmo procura um evento similar nos dois traços vizinhos, tanto na *inline* quanto na *crossline* (figura 8). A diferença nos valores em tempo nesses dois traços vizinhos é dividida pela distância horizontal entre estes para obtenção do mergulho.

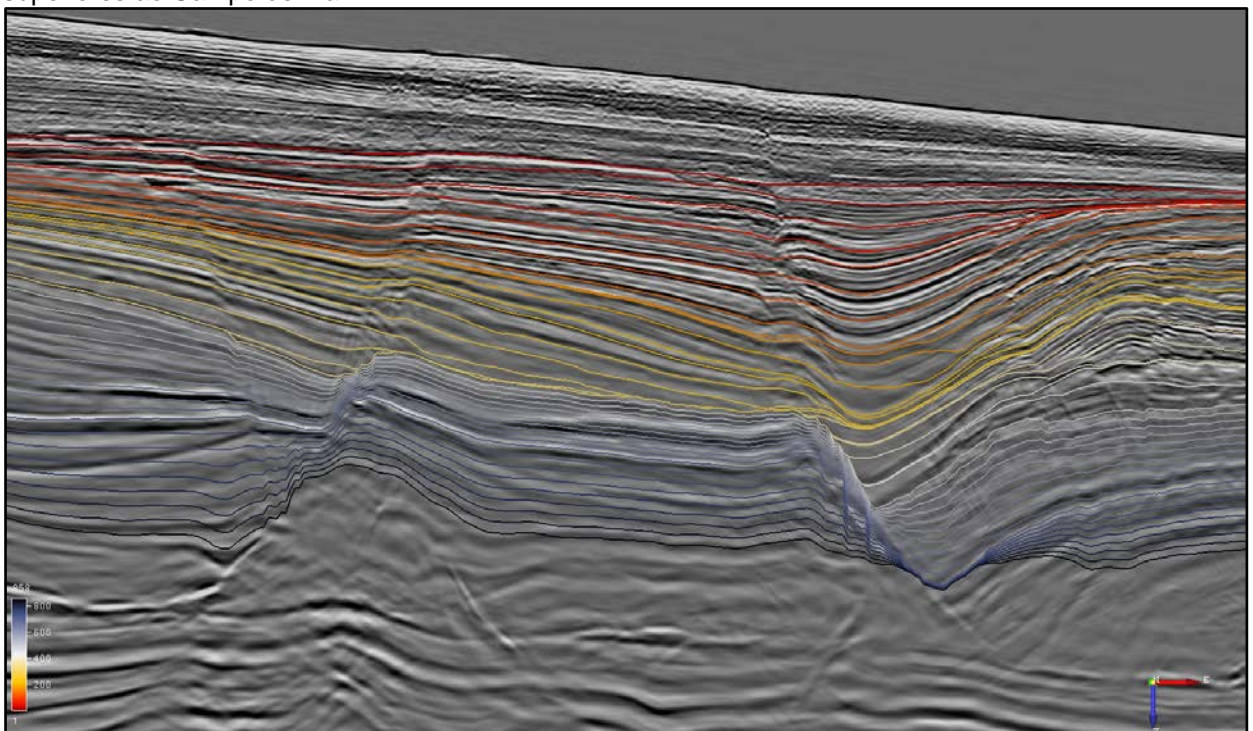
Figura 8 - Esquema explicativo para a obtenção dos valores de mergulho no dado sísmico. Fonte: www.opendtect.org.



Fonte: www.opendtect.org.

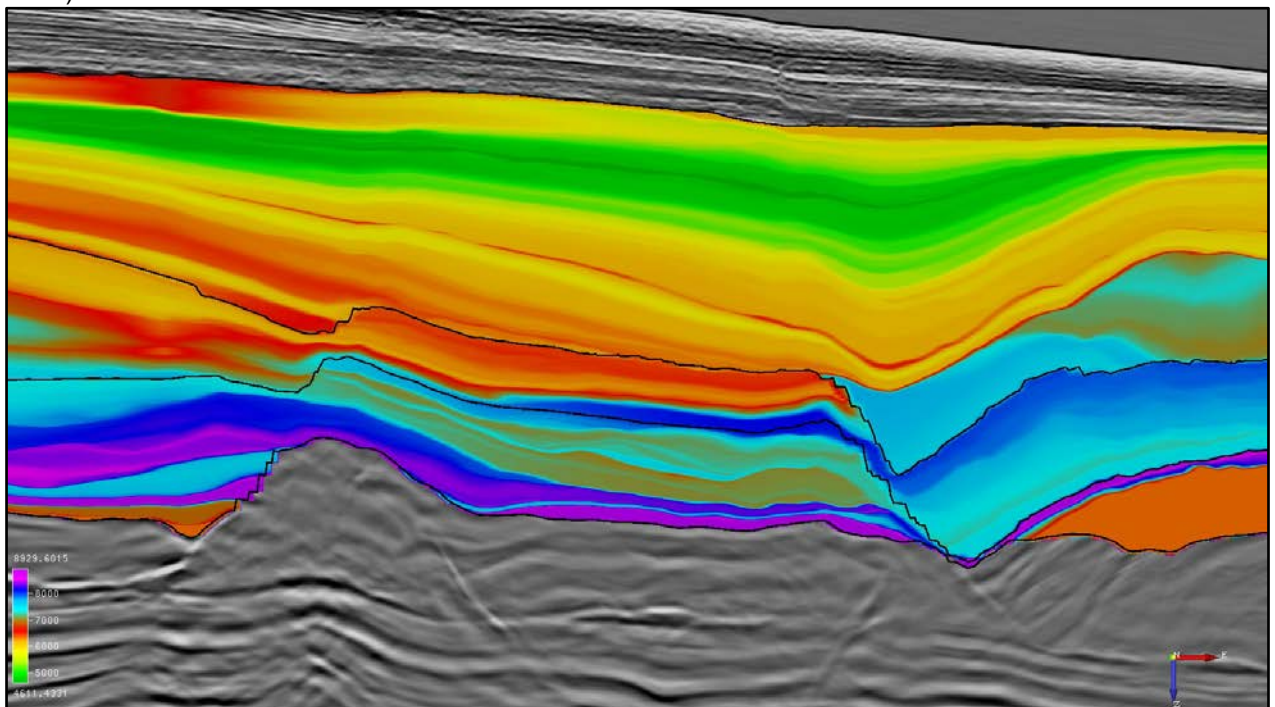
Em seguida, o cubo de horizontes foi gerado a partir de quatro horizontes sísmicos principais, interpretados no dado em amplitude. As sequências deposicionais intermediárias a estes horizontes foram extrapoladas a partir das informações prévias de direção e mergulho (figura 9).

Figura 9 - Cubo de horizontes gerado a partir do mapeamento prévio dos refletores inferiores e superiores ao Campo de Marlim.



Foram filtradas nos poços as curvas de impedância nas frequências entre 0 a 10 Hz, para compor o espectro sísmico de baixa frequência do dado. Estas curvas foram interpoladas com o cubo contendo os horizontes extrapolados, resultando no modelo de baixa frequência (figura 10). Dessa forma, foi gerado um modelo de baixa frequência consistente com a estratigrafia local.

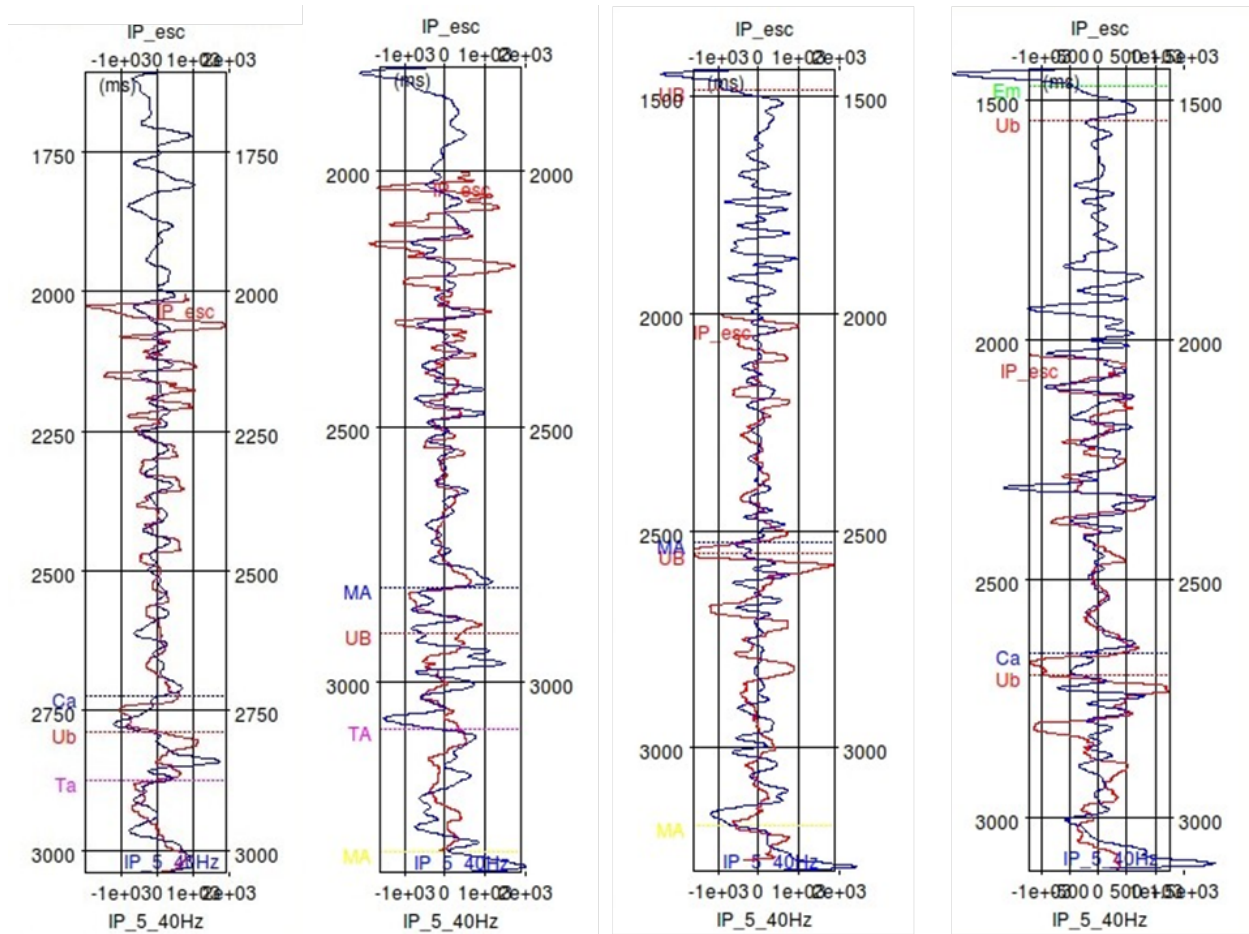
Figura 10 - Modelo de baixa frequência construído a partir das curvas de impedância filtradas (0-10Hz) e o cubo de horizontes.



Etapa 4 – Inversão acústica para impedância

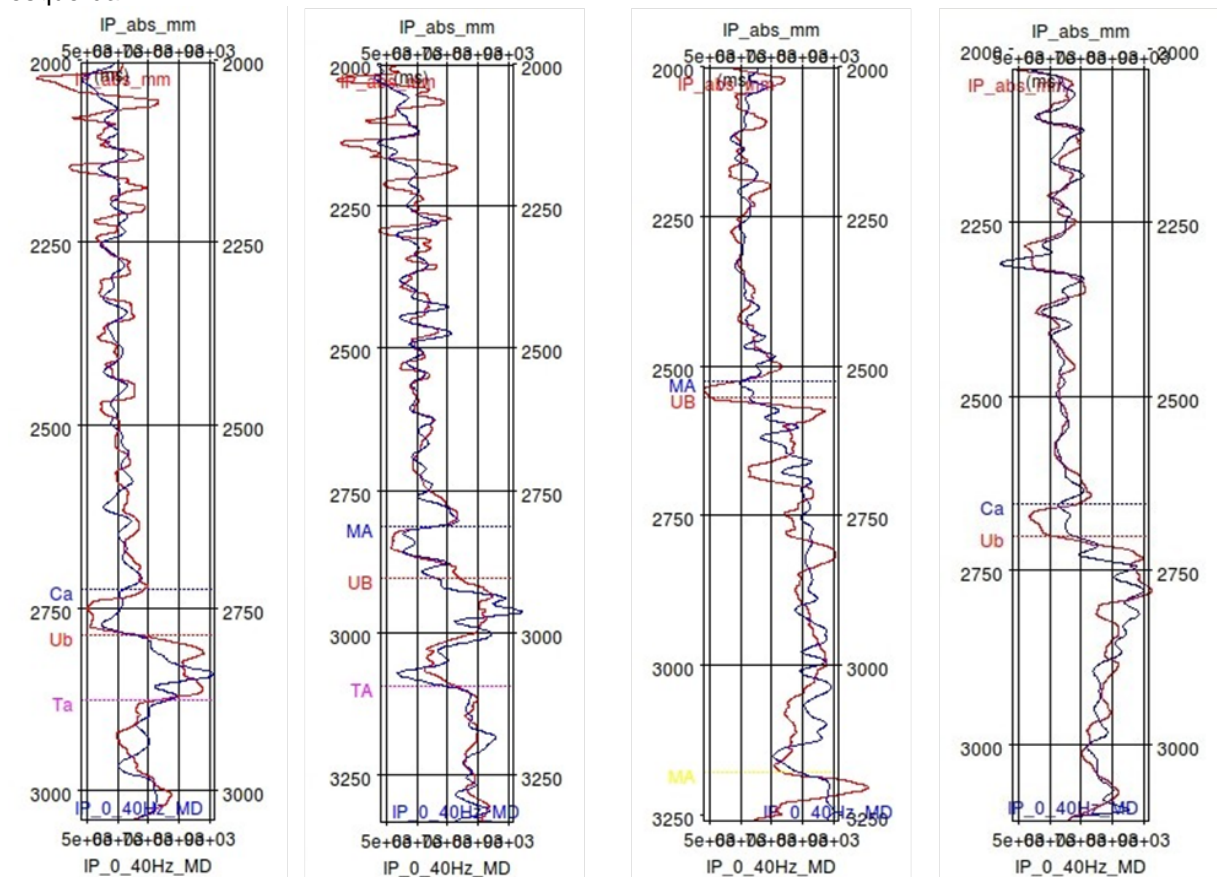
Através do software *Wspike*, o dado sísmico foi invertido, gerando o dado de impedância relativa. Foi feito o QC através da comparação das curvas de impedâncias dos poços, filtradas entre 5 e 40 Hz e o dado de impedância relativa (figura 11).

Figura 11 - Controle de qualidade do dado invertido, antes da adição das baixas frequências. Poços P1, P2, P3 e P4, a partir da esquerda.



Finalmente, o modelo de baixa frequência foi somado ao resultado da inversão do dado sísmico 3D, originando o volume final da inversão. O QC foi feito através da comparação entre o dado de impedância absoluta (IP abs) e as curvas de impedâncias dos poços, filtradas entre 0 e 40Hz (figura 12).

Figura 12 - Controle de qualidade o dado de impedância absoluta. Poços P1, P2, P3 e P4, a partir da esquerda.



Etapa 5 – Cálculo do *trend* de porosidade

Um *trend* empírico de impedância-porosidade foi aplicado ao horizonte Marlim a fim de ilustrar a distribuição de porosidade em 3D. A relação utilizada para transformar a impedância absoluta em porosidade foi derivada dos dados de poços disponíveis, e verificou-se ser dependente do tipo de rocha. As curvas de porosidade dos poços foram correlacionadas com as curvas de impedância absoluta, de onde foi obtida uma relação entre estas. Depois, os termos dessa relação foram levados para o domínio da impedância absoluta na sísmica, obtendo-se o atributo de porosidade. Os valores das curvas de raios gama foram utilizados para distinguir as litologias.

4 RESULTADOS

Como esperado, o volume final da inversão sísmica apresenta maior resolução do que o dado original (figura 13).

A melhoria na resolução do dado ocorre devido aos seguintes fatores descritos abaixo.

- O traço sísmico resulta da convolução de um traço de refletividade de alta resolução com uma *wavelet*. O traço sísmico é, portanto, uma versão bandalimitada (baixa resolução) do traço de refletividade. A Inversão é a reversão deste processo. Ele tenta desfazer os efeitos da convolução, e, portanto, melhora a resolução.

- A inversão transforma as propriedades da interface dos dados sísmicos em dados de impedância, que representa propriedades da camada.

As feições deposicionais do corpo turbidítico, que forma o reservatório do Campo de Marlim, foram mais bem delineadas após a inversão do dado sísmico. A partir do dado de impedância absoluta, é possível fazer o controle de qualidade da interpretação do dado sísmico, reposicionando o mapeamento feito anteriormente com base nos refletores em amplitude. A determinação exata da área do reservatório é beneficiada por este procedimento (figuras 14 e 15)

A fim de facilitar a interpretação dos resultados é necessário integrar a análise da física de rocha na interpretação quantitativa dos dados sísmicos. Com este propósito, a técnica de *cross-plot* é geralmente aplicada para estabelecer essa correlação. A figura 16 ilustra a boa correlação entre as curvas de impedância dos poços estudados (filtradas entre 0-40 Hz) com o resultado de impedância absoluta.

Figura 13 - Dado sísmico original (acima), e dado de impedância absoluta (abaixo).

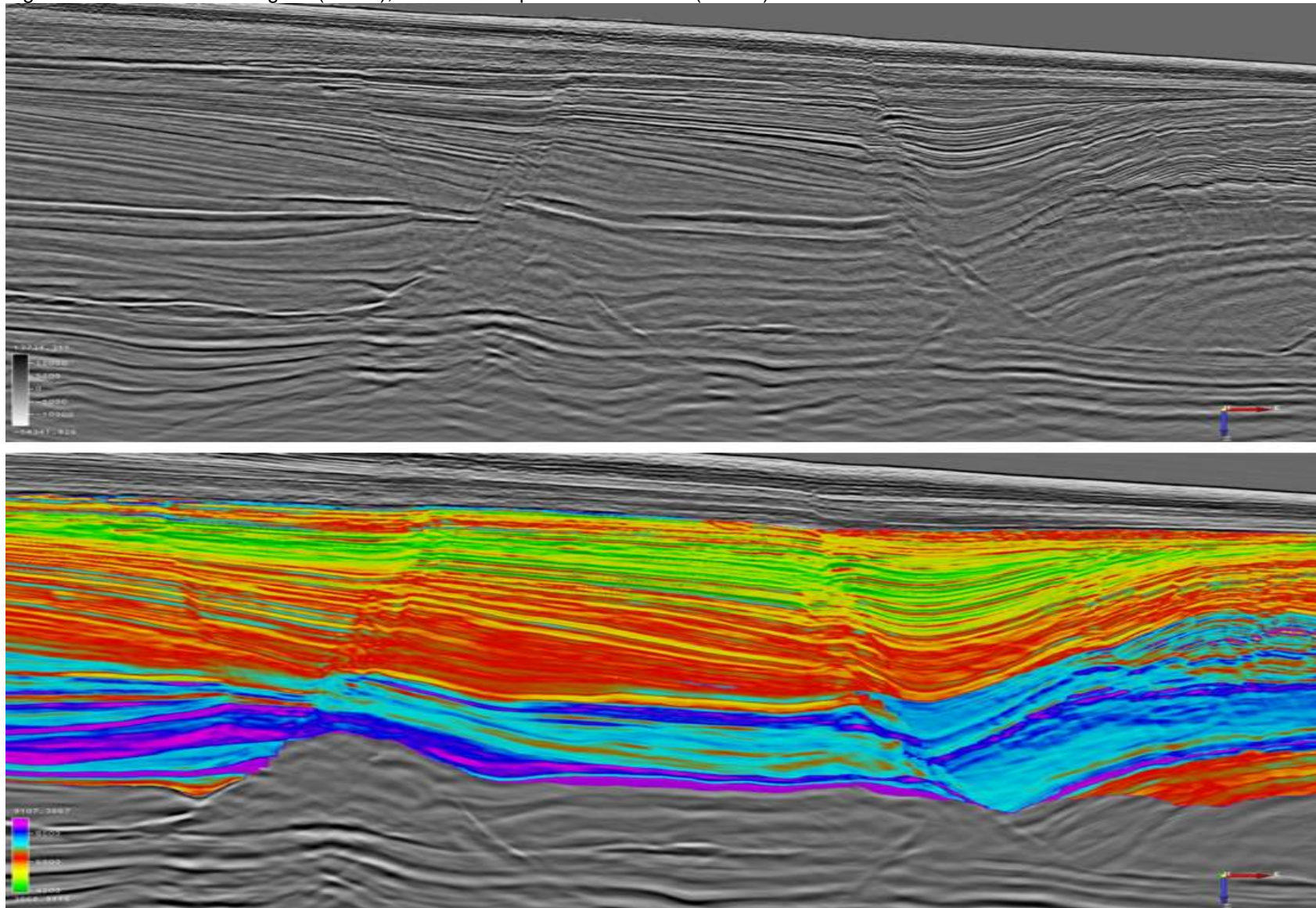


Figura 14 - Superfície do corpo turbidítico de Marlim vista no dado em amplitude (corresponde aos valores mais baixos de amplitude).

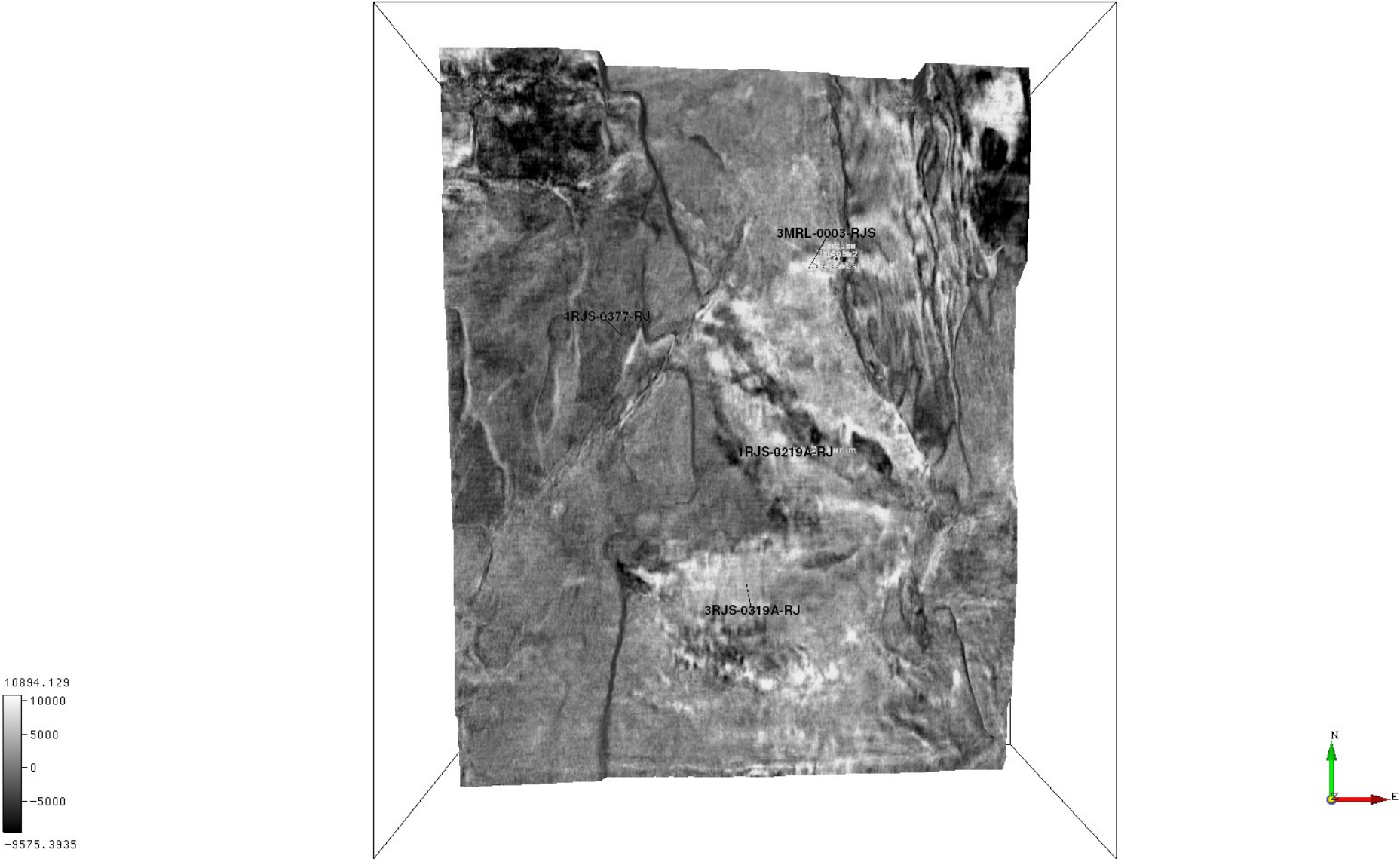


Figura 15 - Superfície do corpo turbidítico de Marlim de acordo com o atributo de impedância absoluta (valores mais baixos de impedância).

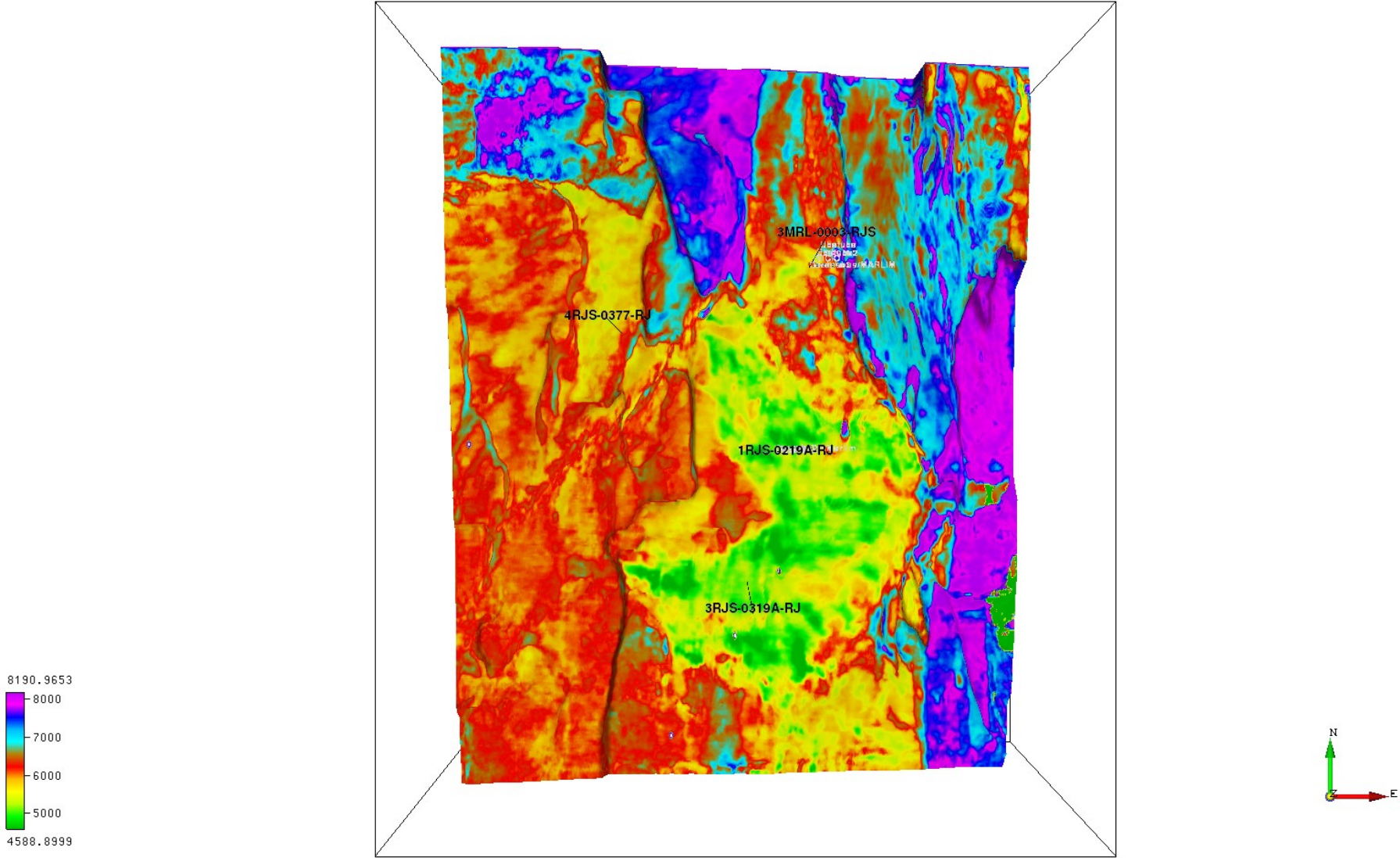
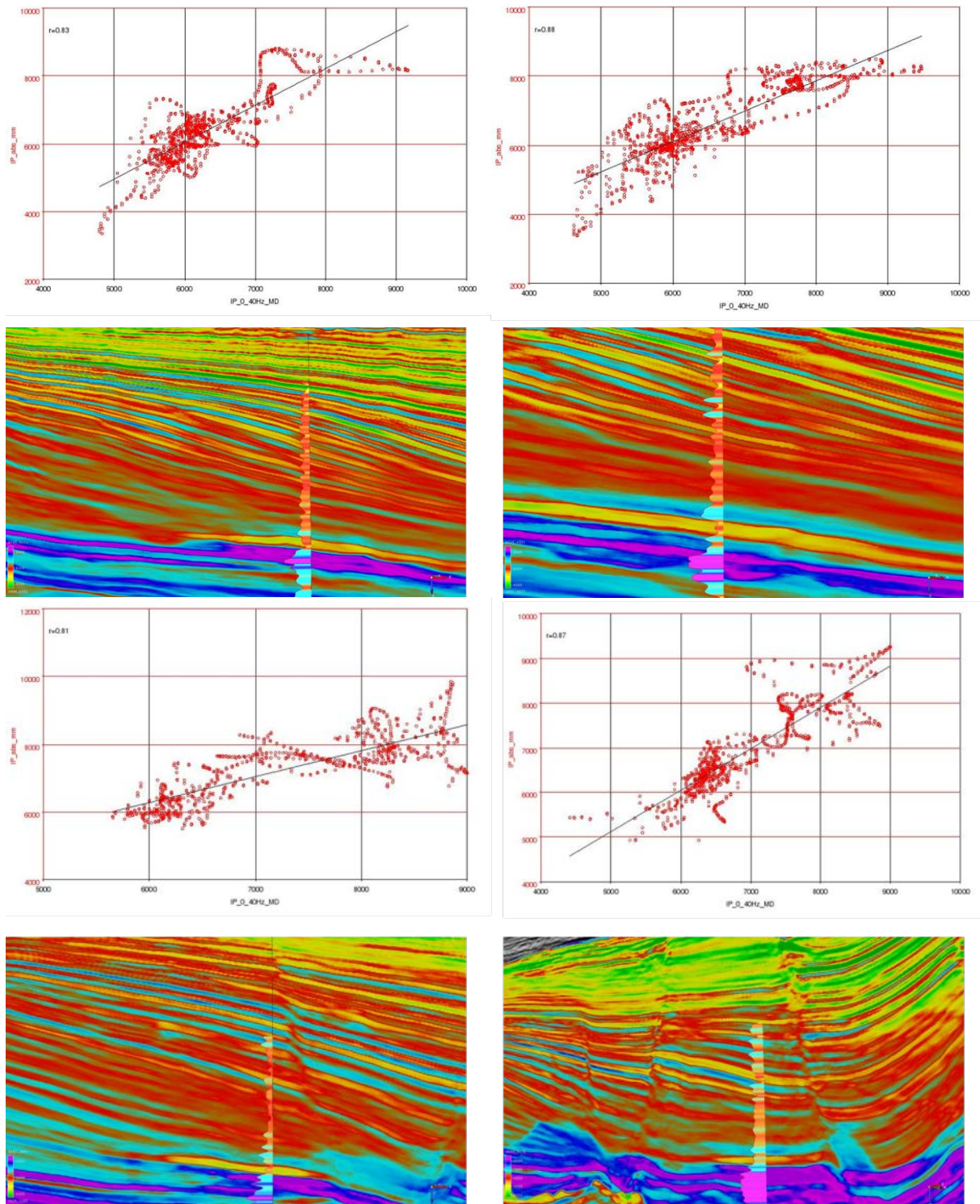


Figura 16 - Resultados da impedância resultante da inversão do dado pré-condicionado, com adição do modelo de baixa, resultando na impedância absoluta. Os valores de *cross-plot* indicam a correlação entre os dados. Poços P1, P2 (acima) e P3 e P4 (abaixo), a partir da esquerda.

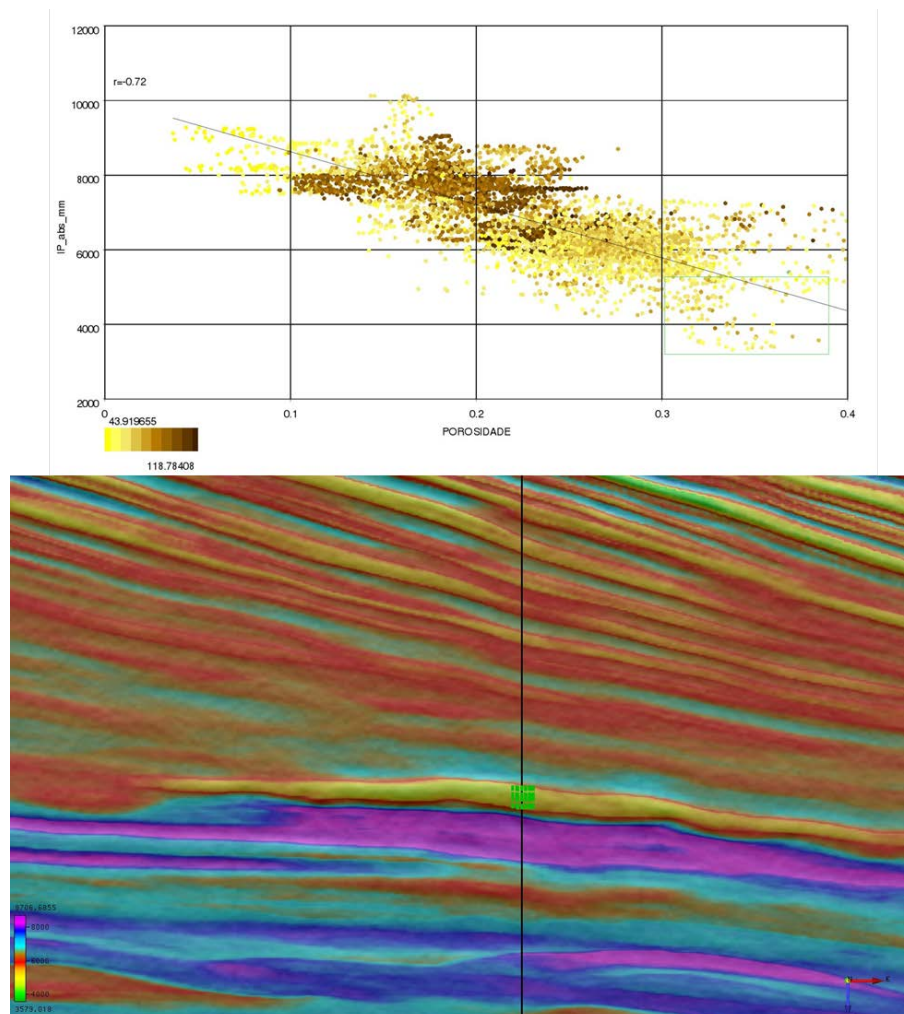


O reservatório sob exame consiste em areias relativamente porosas. Como consequência, a impedância acústica da areia saturada em óleo é muito menor do que a das fácies ao entorno. Como visto na figura 15, os valores mais baixos de impedância correspondem às fácies do reservatório turbidítico de Marlim. Quando feita a correlação entre IP abs x ϕ , é encontrada uma correlação, tal que:

$$\phi = 0.53 - 4.36^5 \times I_p \text{ abs}$$

Esses baixos valores de impedância correspondem às porosidades entre 30 e 40% (figura 17), características do reservatório do Campo de Marlim. A curva de raios gama presente nos poços foi utilizada para distinguir as litologias associadas aos valores de IP x ϕ .

Figura 17 - *Cross-plot* com valores de IP abs X valores de porosidade, para o poço 1RJS-219A-RJ. Os valores atribuídos à litologia estão de acordo com dados de raios gama.



CONCLUSÕES

Atualmente, a exploração de hidrocarbonetos está se movimentando para fronteiras em profundidades cada vez mais crescentes e em áreas onde a detecção de armadilhas estratigráficas apresenta maior dificuldade quando relacionadas àquelas do passado.

A quantificação de propriedades petrofísicas como a impedância e a porosidade são algumas das necessárias para análises de risco completas.

No presente trabalho foi demonstrada a importância do papel de inversão sísmica para a caracterização do reservatório de Marlim. A partir desta foram obtidas imagens de alta resolução do reservatório turbidítico Marlim, permitindo assim uma melhor interpretação da geologia. Além disso, a partir do *cross-plot* da impedância acústica com porosidade disponível dos perfis compostos, foram estimadas as porosidades ao longo de todo o reservatório de Marlim. Esta informação é usualmente importante para simulações de fluxo/modelagem em fase de avaliação e monitoramento do ciclo de vida do reservatório.

A inversão sísmica não é um processo único. Existem vários modelos de impedância acústica que geram traços sintéticos semelhantes quando convolvidos com a *wavelet*. O número de soluções possíveis é reduzido significativamente, colocando restrições sobre a modelagem e, ao fazê-lo, um cenário mais plausível é retido. O apoio de outras técnicas de investigação, como a análise de AVO, por exemplo, aumenta a confiança nos resultados da inversão. Mesmo uma correlação negativa é uma informação importante, pois resulta em um aumento do risco associado ao prospecto. Pode parecer um pouco controverso, mas ao final ele reduzirá o risco de perfuração nos poços propostos devido as melhores critérios de classificação.

REFERÊNCIAS

ABUDUWALI, A.; AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. **Quantitative seismic interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk**. Cambridge: Cambridge Press, 2005.

ABUDUWALI A.; MCMECHAN, G. Case History Inversion and interpretation of a 3D seismic data set from the Ouachita Mountains, Oklahoma. **GEOPHYSICS**, v. 74, n. 2, p. B37–B45, Mar./Apr. 2009.

AZEVEDO JUNIOR, M. F.. **Integração entre o preenchimento sedimentar Cenozóico das Bacias de Campos e Santos e a evolução tectônica e geomorfológica das áreas continentais adjacentes**. 1991. 160 p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Departamento de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 1991.

BACON, M., SIMM, R., REDSHAW, T. **3-D seismic interpretation**. Cambridge: Cambridge Press, 2003.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R.; GONÇALVES, J.H. (Ed.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Textos, Mapas & SIG**. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003.

BOSCH, M. MUKERJI, T. GONZALEZ, E. F. Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review. **GEOPHYSICS**. v. 75, n. 5, p. 75A165-75A176, Sep./Oct. 2010.

BROUWER, F., A. HUCK, N. HEMSTRA, I. BRAGA. Extracting full-resolution models from seismic data to minimize systematic errors in inversion: Method and examples: **The Leading Edge**, v 31, n. 5, p. 546-554, 2012.

BUXTON LATIMER, R. DAVISON, R. VAN RIEL, P. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. **The Leading Edge**, v. 19, n. 3, p. 242-256, Mar. 2000.

CAINELLI, C., MORIAK, W. U. Some Remarks on the Evolution of Sedimentary Basins along the Eastern Brazilian Continental Margin. **Episodes**, v.3, n. 22, p. 206-216, 1999.

CANDIDO, A. CORA, C. A. The Marlim and Albacora giant fields, Campos basin, offshore Brazil. **AAPG Memoir**, v.54, p.123-135, 1978.

COSENTINO, L. **Integrated reservoir studies**. Paris:Technip, 2001.

DA SILVA, M., RAUCH, M., SOTO CUERVO, A., VEEKEN, P. C. H. Pre- and post-stack attributes for enhancing production from cocuite gas reservoirs. In EAGE Annual Conference, 66, 2004, Paris. **Extended abstracts**, Paris: EAGE, 2004.

COOKE, D., CANT, J. Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches. **CSEG Recorder**. April, 2010.

DIAS, J.L.; SCARTON, J.C.; ESTEVES, F.R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L.R. Aspectos da Evolução Tectono-sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: GABAGLIA, G.P.R., MILANI, E.J. (Coord.). **Origem e evolução de bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, CENSUD, 1990. p. 333-360.

FAINSTEIN, R., JAMIESON, G., HANNAN, A., EILES, N., KRUEGER, A., SCHELANDER, D. Offshore Brazil Santos Basin exploration potential from recently acquired seismic data. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 7, 2001, Salvador. **Anais...**Salvador: SBGf, 2001. p 52-55.

GORINI, M. A., MALDONADO, P.R., SILVA, C.G., SOUZA, E. A., BASTOS, A.C., Evaluation of Deep Water Submarine Harzards at Campos Basin, Brazil. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 1998, Houston. **Anais...**Houston, Texas, 1998. p. 133-141.

GUARDADO, L. R., GAMBOA, L. A. P., LUCCHESI, C. F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil: a Model for a Producing Atlantic Type Basin. In: EDWARDS, J. D., SANTOGROSSI, P.A. **Divergent passive margins basins**. Tulsa: AAPG, 1989. p. 3-79. AAPG Memoir, n. 48.

GARCÍA, H. A., MARTÍN, N., ALDANA, M. Elastic and Acoustic Inversions, Discriminant Function and Neural Networks for Gas-sand Detection. In: SEG INTERNATIONAL EXPOSITION; SEG ANNUAL MEETING, 72, 2002, Salt Lake City. **Technical Program Expanded Abstracts**, Salt Lake City: SEG, 2002.

JOHANN, P., SANSONOWSKI, R. OLIVEIRA, R., BAMPI, D. 4D seismic in a heavy-oil, turbidite reservoir offshore Brazil. **The Leading Edge**, v. 28, n. 6, jun. 2009.

KELAMIS, P. G., AKBAR, N. A., AL-FARES, M. H., LATHON, R. B., KIM, J. J. A deterministic approach to reservoir description via 3-D poststack inversion and petrophysical analysis. In: SEG ANNUAL MEETING, 65, 1995, Huston. **Technical Program Expanded Abstracts**, Huston: SEG, 1995.

KOESOEMADINATA, A., BANIK, N., AGARWAL, V., SINGH, S., DURRANI, J. A global acoustic impedance inversion for porosity and lithology prediction in northern Gulf of Mexico. In: SEG ANNUAL MEETING, 78, 2008, Las Vegas. **Technical Program Expanded Abstracts**, Las Vegas: SEG, 2008.

LOPES, A. L. M. Análise da Evolução Sedimentar Quaternária da Plataforma Continental Sul da Bacia de Campos com Base em Estratigrafia Sísmica e Sonografia. 2004a. 66p. Dissertação (Mestrado em geofísica marinha) – Faculdade de geofísica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2004.

LOPES, M. F. B. V. Caracterização geológica da Província Petrolífera de Campos. 2004b. 196 p. Dissertação (Mestrado em engenharia civil) – Faculdade de engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

MARTINS, C. C., COSTA, C. A. DA, THEODORO, C. E., GUARDADO, L. R., ANDRADE, V. F., 3-D seismic; a successful strategy in the Campos Basin: **The Leading Edge**, 14, n. 6, 701-704, 1995.

MORIAK, W. U., SZATMARI, P., ANJOS, S. M. C. **Sal: Geologia e Tectônica**. 2 ed. São Paulo: Beca Edições Ltda. 2009.

OLIVEIRA, S. A. M. **Manual de rotinas de pré-condicionamento de dados sísmicos usadas no fluxo high seis**: Roteiro básico para preparação do dado sísmico para aumento de resolução e inversão elástica. Rio das Ostras: Invision Geophysics, 2012.

PENDREL, J. V., VAN RIEL, P. Estimating porosity from 3D seismic inversion and 3D geostatistics. In SEG ANNUAL MEETING, 67, 1997, Dallas. **Expanded Abstracts**, Dallas: SEG 1997.

PENDREL, J. V. Seismic Inversion - The best tool for reservoir characterization. **CSEG Feature Article**, 2001.

PERES, W. E. Shelf-fed turbidite system model and its application to the Oligocene deposits of the Campos Basin, Brazil: **AAPG BULLETIN**, v. 77, p. 81-81, 1993.

RICCI, J.A., BECKER, M.R. Análise sismo-estratigráfica no Terciário da Bacia de Campos. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 1991, Salvador. **Anais...** Salvador: SBGf, 1991. v. 2.

RIBEIRO, N. Joint inversion of multi-component seismic data for reservoir characterization of an offshore Campos Basin field, Brazil. **First Break**, v. 30, n. 5, p. 87-91, 2012.

SALLEH, M. S., RONGHE, S. Reservoir Characterization on Thin Sands in South West Ampa 21 Area (BLK11) Using Seismic Inversion. In SEG ANNUAL MEETING, 69, 1999, Houston. **Expanded Abstracts**, Houston: SEG 1999.

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**, v. 24, n. 4, p. 495-512, 2006.

SANSONOWSKI, R. C., OLIVEIRA, R. M., RIBEIRO JÚNIOR, N. M. S., BAMPI, CAMARÃO JUNIOR, L. F. 4D seismic interpretation in the Marlim Field, Campos Basin, offshore Brazil. In: SEG ANNUAL MEETING, 77, 2007, San Antonio. **Expanded Abstracts**, San Antonio: SEG, 2007.

SHERIFF, R. E. **Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics**. 4 ed. Geophysical References Series 13, SEG, 2002.

SIRGUE, LAURENT; GERHARD PRATT, R. Efficient waveform inversion and imaging: A strategy for selecting temporal frequencies. **GEOPHYSICS**, v. 69, n. 1, p. 231–248, Jan./ Feb. 2004.

STOLT R. H., WEGLEIN, A. B. Migration and inversion of seismic data. **GEOPHYSICS**, v. 50, n 12, p. 2458-2472, Dec. 1985.

TETYUKHINA, D., VLIET, L. J. V., LUTHI, S. M., WAPENAAR, K. High resolution reservoir characterization by an acoustic impedance inversion of a Tertiary deltaic clinoform system in the North Sea. **GEOPHYSICS**, v. 75, n. 6, p. O57-O67, Nov./ Dec. 2010.

VAZQUEZ, R., MENDOZA, A., LOPEZ, A., LINARES, M., BERNAL, H. 3-D seismic role in the integral study of the Arcabuz-Culebra field, Mexico. **The Leading Edge**, v. 16, n. 12, p. 1763-1763, Dec. 1997.

VEEKEN, P. C. H., DAVIES, M. R., GALLARDO, R. M., VERA, E. G., R. VILLASENOR, R. V. Seismic inversion of the Fortuna National 3D survey (Tabasco, Mexico), **First Break**, v. 20, n. 5, May 2002.

VEEKEN, P. C. H. **Seismic stratigraphy, basin analysis and reservoir characterisation**. Amsterdam: Elsevier, 2007. v. 37.

WHITE, ROY; SIMM, ROB. Tutorial: Good practice in well ties. **First break**, v. 21, p 75-83, Oct. 2003.