

O PAPEL DA INVERSÃO PARA A IMPEDÂNCIA ACÚSTICA NO PROCESSO DE CARACTERIZAÇÃO SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

Sérgio Sacani Sancevero¹, Armando Zaupa Remacre² e Rodrigo de Souza Portugal³

Recebido em 27 abril, 2006 / Aceito em 21 novembro, 2006
Received on April 27, 2006 / Accepted on November 21, 2006

ABSTRACT. The reservoir characterization process can be defined as the three-dimensional and quantitative determination of structure and petrophysical properties of the oil field. The use of 3D seismic data in the reservoir characterization process has become more frequent mainly in the identification of the shape and the size of the sand bodies that constitute the reservoir. However, in some situations as the deep water turbidite reservoirs of Campos Basin, that are characterized by a complex distribution of sand bodies and subseismic thickness, the use of the conventional seismic amplitude data can result in serious mistakes in the definition of reservoir model. To solve the problem of the vertical seismic resolution limitation, is necessary to build an integrated model that use all information available about the reservoir. The most effective way to integrate the seismic data in the reservoir characterization process is by using acoustic impedance models, obtained by seismic inversion. The aim of this work is to show how the seismic inversion to acoustic impedance can support and improve the characterization of the reservoirs, when comparing the results obtained by the application of two seismic inversion methods, the recursive inversion and the constrained sparse-spike inversion. The seismic inversion methods are applied in a wedge synthetic reference model, that represent some features find in the deep water turbidite reservoir, like stratigraphic thinning and pinch-outs. Based on these results we can see the advantages in use the seismic inversion methods in the determination of geometry of sand bodies and in the calculation of petrophysical properties, and as a consequence more accuracy models can be generated and the forecasts about the behavior of the field can be done in most effective way.

Keywords: reservoir characterization, seismic inversion, modelling.

RESUMO. O processo de caracterização de reservatórios consiste na determinação tridimensional e quantitativa da estrutura e das propriedades petrofísicas de um campo de petróleo. A utilização do dado sísmico 3D neste processo tem se tornado cada vez mais comum principalmente na identificação da forma e do tamanho dos corpos de areia que constituem o reservatório. Porém em alguns casos como nos reservatórios turbidíticos de águas profundas da Bacia de Campos, que são caracterizados por uma complexa distribuição dos corpos de areia e por camadas com espessura subsísmica, a utilização do dado sísmico convencional em amplitude pode acarretar sérios erros na definição de um modelo para o reservatório. Para superar os problemas causados pela limitação da resolução vertical do dado sísmico é necessário gerar modelos que integrem todas as informações disponíveis sobre o reservatório. A maneira mais efetiva de se integrar o dado sísmico no processo de caracterização de reservatórios é por meio da geração de modelos de impedância acústica derivados do processo de inversão sísmica. O objetivo deste trabalho é mostrar como a inversão sísmica para a impedância acústica pode auxiliar e melhorar o processo de caracterização de reservatórios, comparando os resultados obtidos por meio da aplicação de dois métodos, a inversão recursiva e a inversão *sparse-spike*. Os métodos de inversão sísmica aqui estudados são aplicados em um modelo sintético de referência, que possui a forma de uma cunha, modelo esse que representa de forma realista afinamentos estratigráficos e feições como *pinchouts*, freqüentemente encontrados em reservatórios turbidíticos de águas profundas. Com os resultados obtidos podem ser vistas vantagens em se utilizar o processo de inversão sísmica tanto na determinação da geometria dos corpos que formam o reservatório, como também na obtenção das propriedades petrofísicas, e por consequência modelos mais precisos são gerados e as previsões de comportamento do campo podem ser feitas de uma maneira mais efetiva.

Palavras-chave: caracterização de reservatórios, inversão sísmica, modelagem.

Departamento de Geologia e Recursos Naturais (DGRN), Instituto de Geociências (IGE), Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Caixa Postal 6152, 13083-970 Campinas, SP, Brasil.

¹E-mail: sacani@ige.unicamp.br

²E-mail: armando@ige.unicamp.br

³E-mail: portugal@ige.unicamp.br

INTRODUÇÃO

O processo de caracterização de reservatórios consiste na determinação tridimensional e quantitativa da estrutura e das propriedades de um campo de petróleo. Neste processo é necessário combinar conhecimentos de geocientistas e de engenheiros, com o objetivo de construir um modelo onde se possa incorporar todas as informações e dados disponíveis sobre o reservatório. Esses modelos integrados são importantes para se prever, monitorar e otimizar a performance de um campo durante todo o seu ciclo de vida. Além de poderem ser disponibilizados para estudos de simulação de fluxo onde se pode identificar zonas de maior e menor permeabilidade, monitorar o movimento de fluxo dentro dos reservatórios além de gerar mapas de propriedades que auxiliam na determinação da estratégia de produção a ser adotada. De posse de todas essas informações pode-se caracterizar e gerenciar de maneira efetiva um reservatório (Biondi et al., 1998). A partir da década de 80 tem se tornado comum a utilização do dado sísmico 3D no processo de modelagem, principalmente para a determinação da forma e do modelo estrutural do campo.

A geração de modelos precisos é mais crítica em reservatórios turbidíticos de águas profundas, que representam hoje os maiores e mais importantes alvos exploratórios em várias regiões do mundo, entre elas a Bacia de Campos no Brasil. Esses sistemas clásticos de águas profundas são às vezes caracterizados como delgados e heterogêneos, ou seja, possuem camadas com espessura inferior ao limite de resolução vertical do dado sísmico além de uma complexa distribuição dos corpos de areia que o constituem. Nesses casos as ferramentas de análise e de modelagem são levadas ao limite. Desse modo ao se utilizar o dado sísmico convencional de amplitude no processo de modelagem, grandes erros podem ocorrer na estimativa das propriedades do reservatório, pois nessas circunstâncias esse tipo de informação não permite um completo entendimento do campo em estudo. Além disso, nesses reservatórios se necessita ter uma alta taxa de recuperação de óleo *in place* de modo a retornar os investimentos realizados com perfuração e produção. Assim, tanto as heterogeneidades como as incertezas associadas ao processo exploratório devem ser quantificadas de maneira correta para que se conheça com maior precisão as regiões a serem exploradas, reduzindo assim o risco (Caers & Avseth, 2001).

Para se otimizar o entendimento desses reservatórios é necessário combinar em um único modelo todas as informações, conhecimentos e dados disponíveis sobre o campo. Entre as informações utilizadas pode-se incluir, modelos geológicos conceituais, dados sísmicos 3D, dados de perfis, dados de testemu-

nhos e históricos de produção. Cada um desses dados carrega informações adquiridas em diferentes escalas e com diferentes graus de precisão. Desse modo a tarefa de se integrar todos os dados em um único modelo não é fácil de ser realizada na prática. O desafio é então combinar todas as informações em um modelo unificado e consistente, onde as previsões quantitativas sobre o comportamento do reservatório podem ser realizadas (Buiting & Bacon, 1997).

De acordo com Riel (2000), do ponto de vista da geofísica o processo de caracterização de reservatórios e a conseqüente geração de modelos precisos utilizava de maneira tradicional os dados de amplitude sísmica. Esse tipo de dado era usado para a detecção dos chamados *bright spots*, com os quais se podia determinar as estruturas dos reservatórios em estudo. A partir do momento em que o processo exploratório começou a investigar horizontes mais complexos, o limite para a utilização do dado sísmico de amplitude para a caracterização de reservatórios foi alcançado. Desse modo, foi necessário desenvolver técnicas para se recuperar de maneira direta parâmetros petrofísicos capazes de caracterizar esses novos alvos exploratórios. Dentre as inúmeras técnicas de modelagem disponíveis, a inversão do dado sísmico para a impedância acústica tem provado ser um excelente veículo capaz de integrar a informação sísmica de forma correta para a geração de modelos que contribuam efetivamente no processo de caracterização de reservatórios. Além disso, pode-se citar também, a utilização da inversão elástica, que consegue recuperar propriedades elásticas do reservatório além de solucionar problemas onde as características acústicas das rochas sejam as mesmas.

Além de proporcionar a integração de dados, a inversão sísmica é vastamente utilizada devido à facilidade e à precisão das interpretações realizadas com o dado de impedância acústica e/ou elástica. Devido a essas contribuições, esse é um problema que os geofísicos tem se interessado por décadas. A vantagem de se utilizar a inversão sísmica em estudos relacionados com a caracterização de reservatórios, é que ela fornece do dado sísmico uma estimativa quantitativa da distribuição de vários parâmetros físicos capazes de caracterizar a geologia em subsuperfície.

A impedância acústica é definida como o produto entre a velocidade compressional e a densidade da rocha. Isso significa que a impedância acústica é uma propriedade de camada e não uma propriedade de interface como a amplitude do dado sísmico. Essa distinção faz com que a impedância acústica seja uma poderosa ferramenta a ser utilizada no processo de caracterização. A interpretação do dado sísmico com o objetivo de encontrar ou investigar armadilhas estratigráficas que podem potencialmente for-

mar reservatórios é uma tarefa delicada e que requer uma análise cuidadosa do dado em estudo. A contribuição da inversão sísmica é agregar mais informações, o que pode dar mais segurança e confiabilidade nas decisões. O dado sísmico representa uma propriedade de interface onde os eventos de reflexão são observados devido às mudanças relativas na impedância acústica de camadas de rochas adjacentes. As mudanças observadas na amplitude, contudo, não podem identificar se a variação está relacionada com a litologia acima ou abaixo da interface causadora da reflexão (Chopra, 2001).

Sendo então um dado que se refere às camadas de rocha, a impedância acústica possui várias vantagens. De acordo com Latimer et al. (2000) um modelo de impedância de boa qualidade contém mais informação que o dado sísmico, pois, esse modelo possui todas as informações contidas no dado sísmico, além de possuir a informação adicional dos dados de perfis de poços. O volume de impedância acústica, dependendo do método aplicado para a sua obtenção, é o resultado da integração de dados provenientes de diferentes fontes, normalmente o dado sísmico, os dados de poços e/ou os modelos de velocidade. Assim, construir um modelo de impedância acústica é a maneira mais natural de se integrar as informações, gerando ao final do processo um modelo que pode ser compreendido por geofísicos, geólogos e engenheiros. É comum encontrar relações empíricas entre a impedância acústica e as propriedades de rocha. Os modelos de impedância acústica podem fornecer a base para a geração de modelos tridimensionais de fácies e de propriedades petrofísicas. Por fim, os modelos de impedância acústica suportam interpretações rápidas, onde as análises estratigráficas podem ser realizadas, permitindo assim uma eficiente delimitação de alvos exploratórios na escala sísmica.

Desse modo, o objetivo deste trabalho é mostrar como o processo de inversão sísmica para a impedância acústica pode auxiliar tanto na interpretação e determinação das formas dos reservatórios como no cálculo de propriedades petrofísicas, comparando os resultados obtidos com a utilização de dois métodos de inversão sísmica. O primeiro método utilizado é a inversão recursiva, e o segundo método é denominado de *constrained sparse spike inversion*, ou CSSI. Esses métodos de inversão serão aplicados num modelo sintético de uma cunha. Embora esse modelo seja simples ele é representativo de algumas estruturas encontradas em reservatórios como *pinch-outs*, afinamentos estratigráficos e bordas de estruturas canalizadas. A vantagem de se utilizar um modelo sintético em estudos de caracterização de reservatórios é o fato de que as interpretações podem ser feitas de maneira conclusiva, uma vez que, os resultados podem ser com-

parados com o modelo inicial conhecido e validado. Outra vantagem é que a partir de um modelo sintético onde as respostas são conhecidas, pode-se realizar trabalhos de calibração, entendimento e parametrização de diferentes algoritmos, tanto de modelagem como de inversão. Ao final do trabalho pode-se analisar a resposta resultante dos dois algoritmos de inversão sísmica utilizados, em termos de reprodução da geometria da estrutura modelada, e da reprodução dos valores de impedância acústica. Com as análises pode-se então verificar o papel e a importância da inversão sísmica na otimização do processo de caracterização sísmica de reservatórios.

MATERIAIS E MÉTODOS

Materiais

O estudo da metodologia de inversão sísmica para a impedância acústica, bem como as análises dos resultados obtidos com os dois métodos de inversão aqui estudados, é realizado num dado sintético de referência. A geração e o estudo de modelos de referência com o objetivo de testar e parametrizar algoritmos de modelagem e inversão é uma prática que se torna cada vez mais comum em estudos voltados para a caracterização de reservatórios. A vantagem em se utilizar modelos sintéticos de referência está no fato de que as conclusões e interpretações são feitas de maneira eficiente, pois os efeitos dos algoritmos podem ser estudados separadamente sem a interferência de fatores externos. A construção do modelo de referência utilizado neste trabalho consiste de 3 etapas principais: (1) a parte geométrica; (2) a parte petrofísica e (3) a parte sísmica.

A parte geométrica do modelo aqui estudado, consiste na construção de uma cunha que representa um corpo de areia, inserido em um fundo correspondente a folhelho. De acordo com Harvey & MacDonald (1990) o modelo de cunha é uma das maneiras mais diretas de se analisar os efeitos tanto da modelagem dos dados sísmicos como dos processos de inversão. Embora esse modelo seja simples ele é considerado útil, pois reproduz de forma realista situações presentes em reservatórios reais como afinamentos estratigráficos, *pinch-outs* de camadas de areia e bordas de estruturas canalizadas. Como é reconhecida a limitação do dado sísmico na caracterização detalhada de estruturas com formas acunhadas, lenticulares e tabulares, que fazem parte de reservatórios turbidíticos de águas profundas (Vernik et al., 2002), o modelo de cunha aqui proposto atende aos propósitos de modelagem e inversão sísmica. Desse modo o modelo litológico utilizado neste trabalho possui dimensões horizontais de 5000 × 5000 m, onde a cunha representativa do

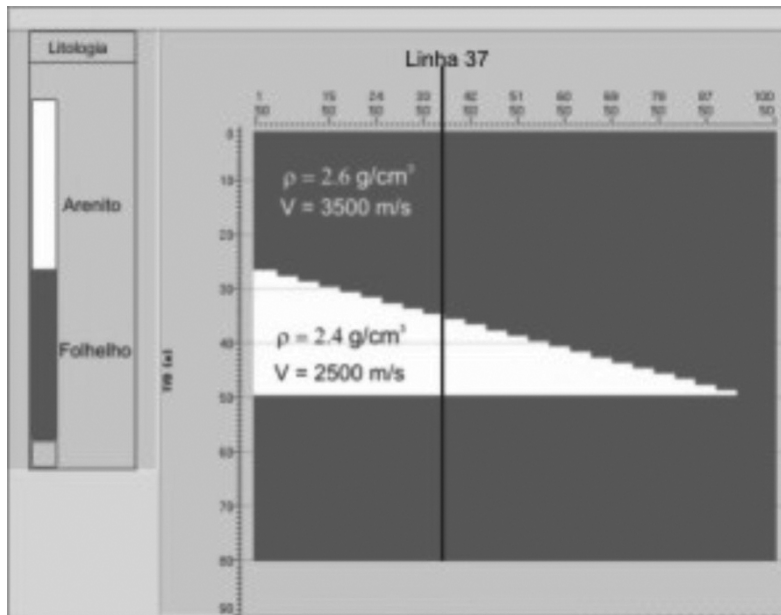


Figura 1 – Modelo litológico da cunha utilizado neste trabalho com os respectivos valores de densidade de rocha (ρ) e velocidade compressional (V).

reservatório possui uma espessura máxima de 25 m que é reduzida de forma gradativa até anular-se em 4750 m.

A segunda etapa da geração do dado de referência para este trabalho constituiu no preenchimento das litologias com os valores das propriedades petrofísicas. De modo a tornar as análises e conclusões mais objetivas optou-se por popular o modelo com valores constantes de densidade de rocha e de velocidade compressional, esses valores foram obtidos na literatura de modo a tornar o modelo de referência compatível com os reservatórios turbidíticos de águas profundas. A Figura 1 apresenta o modelo litológico com os respectivos valores de densidade e velocidade utilizados na modelagem petrofísica. A cunha gerada possui uma espessura máxima de 25 metros e uma extensão de 4951 metros.

De posse dos modelos de densidade de rocha e velocidade compressional calculou-se o modelo de impedância acústica, modelo esse que funcionará como dado de referência para as interpretações e análises a serem realizadas. Com o modelo de velocidade e com a relação entre velocidade e profundidade pode-se transformar o dado de impedância acústica em profundidade para o modelo de impedância acústica em tempo. Essa transformação é essencial para a obtenção do dado sísmico sintético. O modelo de impedância acústica final a ser utilizado é mostrado na Figura 2.

Ao se comparar as Figuras 1 e 2 pode-se observar o efeito da transformação do dado em profundidade para o dado em tempo. Ocorre uma distorção na base da cunha causada pela relação en-

tre a profundidade e a velocidade. Esse tipo de distorção nos refletores pode ser normalmente observado nas conversões tempo-profundidade onde o objetivo é posicionar corretamente os eventos em profundidade. Devido ao fato deste trabalho necessitar da geração do dado sísmico sintético pode-se considerar aqui que essa conversão tempo-profundidade é realizada de maneira inversa.

A última etapa na construção do modelo de referência, consiste na obtenção do dado sísmico. Para isso utiliza-se neste trabalho a modelagem convolucional simplificada para a incidência normal. Esse tipo de modelagem sísmica pode ser considerado o método mais simples e rápido de se obter o dado sísmico. Neste trabalho a modelagem convolucional é suficiente pelo fato do modelo possuir uma dimensão vertical pequena em relação à dimensão horizontal e por não apresentar variações laterais na velocidade o que prejudicaria o processo de modelagem sísmica. A modelagem convolucional simplificada para ângulos de incidência zero, pode ser escrita de acordo com Russel (1991), da seguinte maneira:

$$s(t) = r(t) * w(t) + n(t). \quad (1)$$

onde $s(t)$ é o traço sísmico, $r(t)$ é a série de coeficientes de reflexão, $w(t)$ é a wavelet e $n(t)$ é a componente do ruído aleatório. Neste trabalho considera-se o dado sísmico livre de ruídos, desse modo, $n(t) \rightarrow 0$. A série de coeficientes de reflexão é obtida a partir do modelo de impedância acústica da Figura 2 e aplicando-

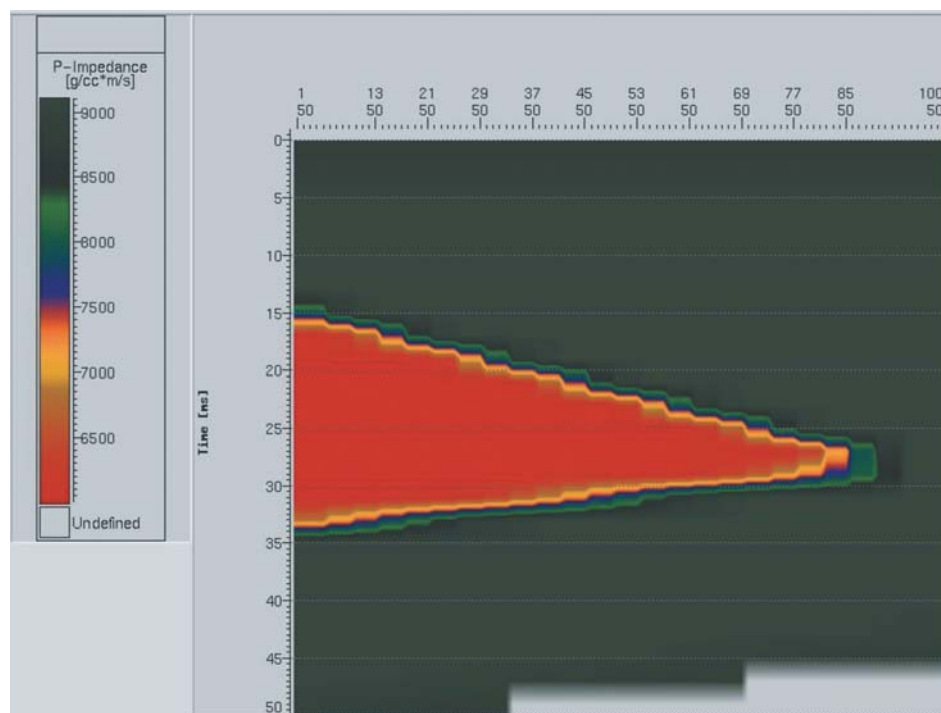


Figura 2 – Modelo de impedância acústica em tempo utilizado como referência.

se a seguinte equação no domínio do tempo:

$$r(t) = \frac{[(\rho V)_{n+1} - (\rho V)_n]}{[(\rho V)_{n+1} + (\rho V)_n]} \quad (2)$$

onde $r(t)$ é o coeficiente de reflexão da n ésima camada (n) e $(\rho V)_n$ é o produto entre a densidade de rocha e a velocidade compressional, ou seja, a impedância acústica na n ésima camada (n).

A wavelet sísmica utilizada neste trabalho é apresentada na Figura 3, juntamente com seu espectro de fase e de amplitude. É uma wavelet do tipo Ricker com frequência dominante de 40 Hz e com fase zero.

Conhecendo-se a wavelet e aplicando então a Equação 1 obteve-se o dado sísmico sintético. Uma seção cruzando o centro do modelo sísmico é apresentada na Figura 4.

Para a realização de um estudo integrado de caracterização de reservatórios é necessário além do dado sísmico se ter informações provenientes dos dados de perfis de poços. Desse modo, a partir dos modelos gerados foram extraídas informações pontuais que correspondem aos perfis de poços e que simulam um reservatório em estágio de caracterização. Assim, obteve-se perfis de densidade de rocha, velocidade compressional e impedância acústica. Essas informações foram extraídas de acordo

com uma malha regular e a Figura 5 apresenta o mapa base com a localização dos poços utilizados.

Métodos

O objetivo final do processo de inversão sísmica é reconstruir o perfil de impedância acústica da subsuperfície a partir dos dados sísmicos, dados de poços e qualquer outra informação a priori disponível sobre o reservatório. Obviamente a inversão sísmica não pode reproduzir com perfeição o modelo de subsuperfície, uma vez que esse modelo possui heterogeneidades não imageadas devido à resolução vertical limitada do dado sísmico, a presença de ruídos que contaminam o sinal, à presença de determinados tipos de rochas que prejudicam a propagação da onda sísmica, além de outros fatores. Desse modo, para se obter o melhor resultado possível, todas as informações disponíveis, devem ser utilizadas de forma integrada (Buiting & Bacon, 1997).

Independentemente do algoritmo utilizado, o processo de inversão sísmica envolve quatro etapas principais (Salleh & Ronghe, 1999), que são: a geração do modelo de subsuperfície, a extração da wavelet, a inversão propriamente dita, e a união entre o resultado da inversão e a baixa frequência presente no modelo de subsuperfície.

Para que se possa realizar a inversão sísmica é necessário

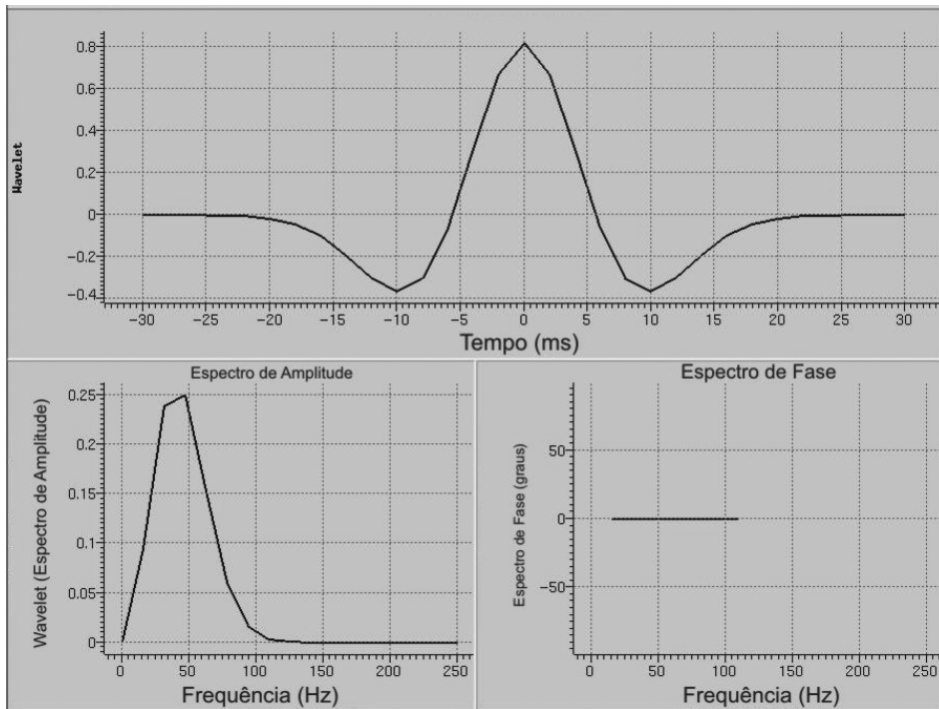


Figura 3 – Wavelet e seus respectivos espectros de fase e amplitude utilizada na modelagem sísmica.

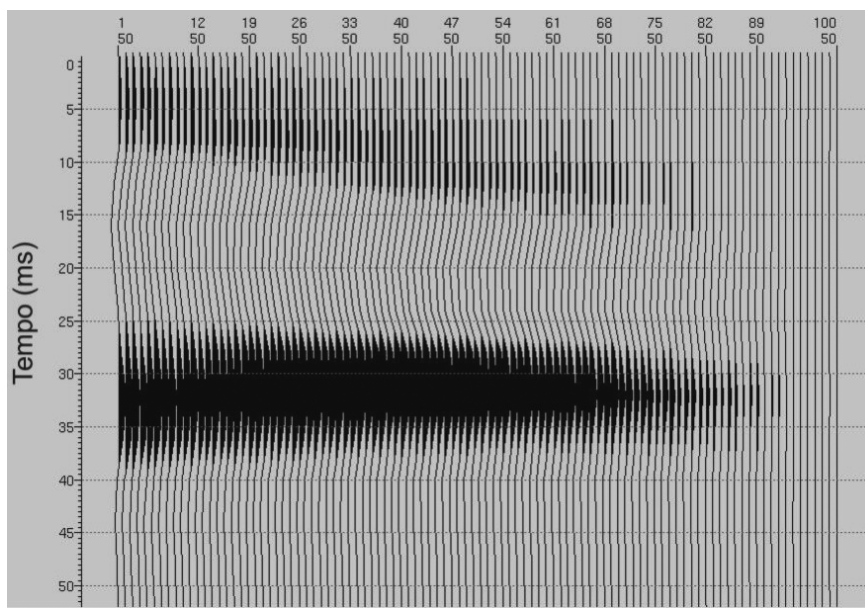


Figura 4 – Seção sísmica extraída na porção central do modelo sísmico de referência.

inicialmente definir um modelo da estrutura da região de estudo em três dimensões. A construção desse modelo é realizada integrando dois tipos de informação, o modelo estrutural definido pelos horizontes interpretados no dado sísmico e os dados de

poços. Os horizontes interpretados, onde se pode incluir falhas, se as mesmas existirem, fornecem a informação estrutural necessária para a definição do arcabouço do reservatório na escala sísmica. A partir da estrutura definida, o modelo é então

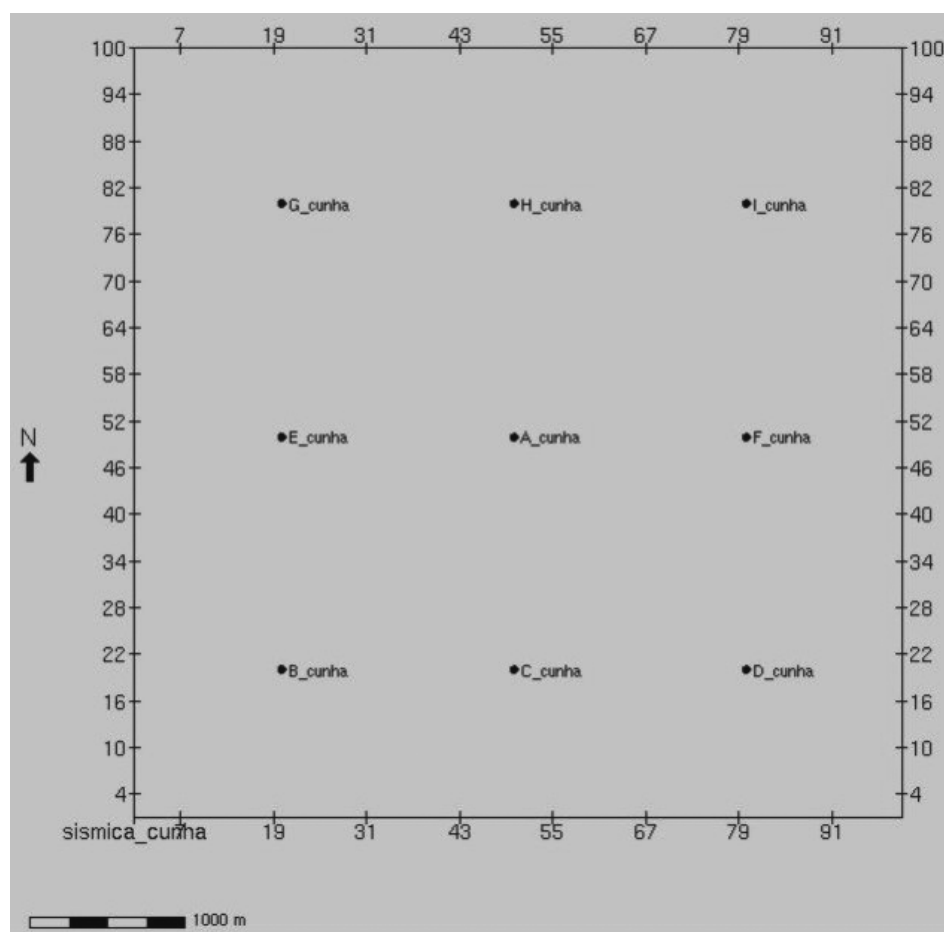


Figura 5 – Mapa base mostrando a distribuição dos poços utilizados na modelagem do reservatório de referência.

preenchido com as informações geofísicas presentes nos perfis de poços. No caso da inversão sísmica se está interessado no dado de impedância acústica, porém o modelo pode também ser preenchido com as demais informações presentes nos perfis de poços como a porosidade, a densidade, a velocidade entre outras. A interpolação da informação contida nos poços é realizada ao longo das camadas definidas pelo modelo estrutural, respeitando sempre a estratigrafia e as falhas presentes. Um controle de qualidade é efetuado de modo que os possíveis erros e anomalias possam ser corrigidos, assim o modelo é atualizado e os erros não são propagados para as demais etapas. Com o modelo pronto, tem-se a representação da baixa frequência necessária para a constituição do resultado final, essa baixa frequência representa a tendência da impedância acústica em subsuperfície e é dependente da qualidade da interpretação, do número e da distribuição dos poços.

A etapa seguinte a ser realizada no processo de inversão

sísmica, é a extração da wavelet. A extração da wavelet consiste em se extrair do dado sísmico uma wavelet que minimize a diferença entre os coeficientes de reflexão calculados a partir dos dados de poços e o dado sísmico obtido na mesma posição dos poços. Essa wavelet resultante, com amplitude representativa do dado sísmico é inserida diretamente no algoritmo de inversão ou usada de maneira explícita de modo a corrigir a fase do dado sísmico para zero. Essa etapa de extração da wavelet a ser utilizada no processo de inversão é realizada através do procedimento de amarração entre o dado sísmico e o dado de poço. Caso não existam poços na região em estudo, por exemplo, em um momento inicial do campo, pode-se considerar a wavelet como sendo estacionária e válida para todo o reservatório.

Existem atualmente na indústria vários pacotes de programas e vários algoritmos disponíveis para a realização da inversão sísmica. Neste trabalho serão apresentados os resultados obtidos com a utilização de dois desses algoritmos.

A inversão recursiva

O primeiro método de inversão usado neste trabalho para a obtenção da impedância acústica é a inversão recursiva. A inversão recursiva é a mais básica das técnicas de inversão, sendo também considerada a primeira metodologia desenvolvida para tal finalidade (Chopra, 2001). A teoria da inversão recursiva é baseada na equação que fornece os coeficientes de reflexão em termos da impedância acústica como visto na Equação 2.

Conhecendo-se a refletividade verdadeira é possível recuperar a impedância acústica invertendo a Equação 2. Para tanto é necessário um desenvolvimento inicial, como tratado em Russel (1991) e aqui apresentado:

$$\begin{aligned} 1 + r_n &= \frac{Z_{n+1} + Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} + \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \\ &= \frac{2Z_{n+1}}{Z_{n+1} + Z_n} \quad e \\ 1 - r_n &= \frac{Z_{n+1} + Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} - \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \\ &= \frac{2Z_n}{Z_{n+1} + Z_n}. \end{aligned} \quad (3)$$

Assim:

$$Z_{n+1} = Z_n \left[\frac{1 + r_n}{1 - r_n} \right]. \quad (4)$$

Nas Equações 3 e 4 $Z = \rho V$ e r é a refletividade. A Equação 4 é conhecida como a equação da inversão recursiva direta e é a base de muitas das atuais técnicas de inversão. Pode-se observar na Equação 4, que conhecendo a impedância acústica da camada (m), bem como o coeficiente de reflexão na base desta camada pode-se então recuperar a impedância acústica na camada seguinte. Para que o processo seja iniciado é preciso conhecer o valor de impedância acústica na primeira camada. Assumindo que se conhece o valor da impedância na camada 1, temos que:

$$Z_2 = Z_1 \left[\frac{1 + r_1}{1 - r_1} \right]; Z_3 = Z_2 \left[\frac{1 + r_2}{1 - r_2} \right] \dots \quad (5)$$

Assim, para se encontrar o valor da impedância acústica na n ésima camada, aplica-se a seguinte equação:

$$Z_n = Z_1 \prod_{n=1}^{n-1} \left[\frac{1 + r_n}{1 - r_n} \right]. \quad (6)$$

A inversão “constrained sparse spike”

O outro método utilizado para a obtenção da impedância acústica neste trabalho é chamado de *constrained sparse spike inversion*

ou CSSI. Por meio do algoritmo de inversão CSSI estima-se a série de coeficientes de refletividade que se aproxima do dado sísmico original usando para isso um número mínimo de pulsos (Debye & Riel, 1990). No processo de inversão se deseja modelar o dado sísmico como sendo a convolução da wavelet sísmica com a série de coeficientes de reflexão. Contudo, a solução do problema inverso é não única, ou seja, existem muitas séries de coeficientes de reflexão que quando convolvidas com a wavelet sísmica reproduzem o dado sísmico de entrada dentro de uma determinada precisão. Desse modo a concordância do dado gerado pela inversão CSSI com o dado sísmico torna-se uma condição necessária, mas não suficiente na solução do problema inverso. Para se encontrar a melhor solução geológica e geofísica a partir de um grande número de soluções matemáticas possíveis é necessário impor outras condições. Essas condições adicionais são fornecidas por restrições geofísicas que descrevem como a impedância acústica pode variar lateralmente nas regiões entre poços. Essas restrições são definidas com base em informações a priori de um modelo geológico, que fornece a tendência de variação da impedância acústica, e nos dados de poços que definem as variações laterais da impedância acústica. Desse modo aplicando as restrições ao processo de inversão as potenciais soluções são limitadas reduzindo a não unicidade da solução do problema inverso. Assim o resultado obtido apresenta um melhor significado geológico e geofísico. Tanto o cálculo dos coeficientes de reflexão como a aplicação das restrições são realizados num processo iterativo onde se minimiza uma função objetivo que integra todas as condições necessárias e suficientes para a solução do problema inverso. Essa função objetivo que se deseja minimizar, pode ser escrita, de acordo com Debye & Riel (1990), como:

$$F = L_1(r) + \lambda L_2(s - d) + \alpha^{-1} L_3(\Delta Z_{Tend.}), \quad (7)$$

onde F representa a função objetivo que se deseja minimizar. Os operadores L_1 , L_2 e L_3 representam os operadores de deconvolução. Onde L_1 é a norma do erro da refletividade que é expressa como a soma dos valores absolutos dos coeficientes de reflexão. O termo L_2 é o erro associado ao dado sísmico, expresso como a diferença entre o dado sísmico original (s) e o dado sísmico sintético (d), e o termo L_3 representa o erro na amarração com a tendência observada nos dados de poços. O termo λ fornece um determinado peso para a relação entre o dado sísmico e o dado sintético. Esse termo é importante para todo o processo de inversão e a sua definição controla o resultado. Se o valor de λ for alto, o termo $(s-d)$ é enfatizado e o resultado será detalhado, o problema neste caso é que o ruído

presente no dado é também ressaltado. Já um baixo valor de λ enfatiza o termo da refletividade e o resultado estará limitado em termos de detalhe. Assim, parte do trabalho é selecionar um valor de λ que forneça um balanço ótimo entre o traço de impedância gerado e um ajuste aceitável com o dado sísmico. A escolha do valor de λ é realizada por meio de um processo de controle de qualidade. A inversão CSSI tende a remover a wavelet do dado de modo que o resultado é de banda larga para as frequências mais altas, o que maximiza a resolução vertical minimizando os efeitos de afinamento.

Embora as restrições na inversão CSSI garantam a existência das baixas frequências, no processo de inversão não se espera que a informação de frequências mais baixas sejam confiáveis. Isso é uma consequência da natureza da banda limitada da wavelet sísmica. As frequências mais baixas confiáveis serão dependentes da qualidade do dado sísmico de entrada e das restrições aplicadas. Abaixo desta frequência, informações adicionais precisam ser fornecidas. Uma integração das frequências pode ser definida, abaixo da qual, a informação contida no resultado final da inversão é fornecida pelo modelo de baixa frequência. Como foi visto o modelo pode ser calculado utilizando as informações contidas nos perfis de poços. Acima da frequência de integração, a informação presente no resultado final da inversão é proveniente da inversão CSSI. Essa etapa de integração dos conteúdos de frequência é normalmente a última etapa do processo.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como já foi dito anteriormente, a interpretação estrutural do dado sísmico tem sido e continuará a ser importante na geração do modelo do reservatório. Porém é menos freqüente utilizar o dado sísmico na obtenção de parâmetros petrofísicos que preenchem o modelo. Existem várias razões que justifiquem a não aplicação do dado sísmico na modelagem petrofísica, entre elas, as mais importantes são a dificuldade de relacionar o dado sísmico com as propriedades do reservatório e a falta de resolução sísmica vertical, suficiente para gerar modelos detalhados. Esses dois fatos justificam a necessidade de se inverter o dado sísmico em amplitude para a impedância acústica, uma vez que a resolução é melhorada e que nos modelos gerados de impedância acústica as interpretações são facilitadas.

Assim, antes da apresentação dos resultados da inversão sísmica vale aqui uma análise sobre a resolução sísmica no modelo estudado. A resolução sísmica é uma função da frequência dominante da wavelet e da velocidade do meio. Como pode-se observar na Figura 4 a wavelet utilizada não é capaz de definir cor-

retamente a estrutura da cunha modelada. Esse tipo de problema ocorre normalmente em trabalhos exploratórios onde os alvos são corpos de areia de baixa espessura. É possível quantificar o limite de resolução do dado sísmico, calculando a espessura de afinamento. De acordo com Widess (1973), esse limite é determinado por $\lambda/4$, onde λ é o comprimento de onda da wavelet sísmica relacionado com a velocidade de propagação no meio de interesse, vale ressaltar que esse parâmetro sofre uma grande influência da razão sinal/ruído, como neste caso em estudo o dado é livre de ruídos, essa relação se torna aplicável.

Para o modelo aqui estudado a wavelet possui uma frequência dominante de 40 Hz (Figura 3), e o corpo de areia possui uma velocidade de 2500 m/s. Desse modo o comprimento de onda é de 62,5 m, e que aplicando a condição de Widess, fornece uma resolução sísmica igual a 15,62 m. Isso significa que o dado sísmico é capaz de identificar estruturas com espessura superior a 15,62 m. Recorrendo ao modelo litológico em profundidade (Figura 1) pode-se verificar que o dado sísmico utilizado caracteriza o modelo da cunha até a linha 37 o que equivale a 1660 m da extensão da cunha ou 41%. Análises posteriores da mesma natureza serão realizadas com os resultados da inversão sísmica de modo a comprovar a eficácia do processo. Para as análises dos resultados da inversão sísmica, o dado sísmico da Figura 4 será considerado como dado de entrada para todo o processo, onde o objetivo será a partir das técnicas de inversão sísmica, recuperar tanto a forma, como a distribuição da impedância acústica do modelo apresentado na Figura 2.

Como visto anteriormente a primeira etapa para a realização da inversão sísmica baseada em modelos é realizar a interpretação dos horizontes que definirão o modelo estrutural, gerando assim o domínio onde será realizada a inversão sísmica. Para o modelo sintético aqui estudado foram interpretados quatro horizontes. O primeiro horizonte, denominado de Topo da Camada I define o limite superior do domínio, esse horizonte é constante e localizado no tempo zero. O próximo horizonte definido é denominado de Topo da cunha e marca o topo do corpo de areia modelado, como esse horizonte possui uma variação, foram interpretadas linhas alternadas e ao final essas linhas foram interpoladas de modo a gerar o horizonte de interesse. O terceiro horizonte representa a base do corpo de areia e foi denominado como Base da Cunha. Por fim, interpretou-se um horizonte responsável por delimitar o limite inferior do domínio em estudo, esse horizonte foi denominado como Base da Camada I. Na Figura 6 apresenta-se o modelo completo utilizado neste trabalho que integra as informações sísmicas (dado sísmico), perfis de poços (poços) e a interpretação geológica (horizontes interpretados).

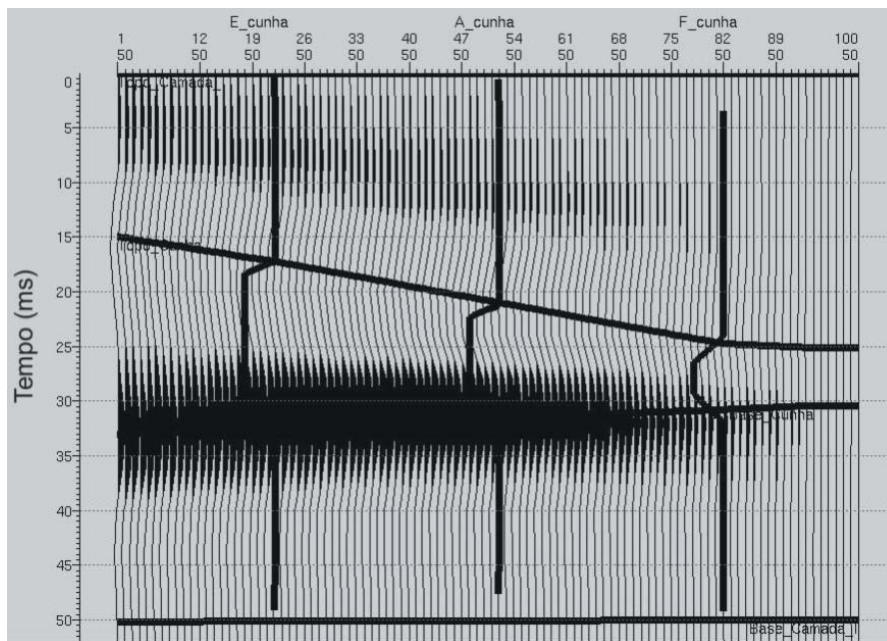


Figura 6 – Modelo integrado apresentando os horizontes interpretados no dado sísmico que constituem o modelo estrutural do reservatório de referência.

Com o dado sísmico, os dados de poços e os horizontes interpretados em tempo se tem então caracterizado o modelo de referência aqui em estudo. O modelo então pode ser submetido à aplicação da metodologia de inversão sísmica. Como foi apresentado anteriormente após a interpretação dos horizontes, a etapa seguinte no processo de inversão sísmica é a geração do modelo de subsuperfície, que é gerado pela interpolação dos dados de poços dentro do arcabouço estrutural definido pela interpretação sísmica. Como se pode observar na Figura 6 o arcabouço estrutural do modelo é simples, uma vez que não foram modeladas falhas e as camadas se apresentam dispostas seqüencialmente, sem a presença de truncamentos. Assim, por meio da interpolação dos valores de impedância acústica nos poços foi gerado o modelo de subsuperfície, esse modelo funciona como base para a geração do modelo de baixa freqüência. A partir do modelo de impedância a priori gerado pela interpolação dos dados de poço dentro do arcabouço estrutural aplica-se um filtro corta alta para se obter o modelo de baixa freqüência que futuramente será integrado ao resultado da inversão sísmica. Neste trabalho aplicou-se um filtro corta alta de 0-40 Hz. Na Figura 7A apresenta-se o modelo de impedância acústica a priori e na Figura 7B apresenta-se o modelo de baixa freqüência.

A etapa de extração da wavelet exclusivamente neste trabalho não é necessária pois como o dado sísmico é obtido por meio

da modelagem convolucional com a utilização da wavelet já apresentada, garante-se que essa wavelet pode ser utilizada para representar todo o dado em estudo. O próximo passo é a inversão sísmica. O primeiro resultado obtido refere-se a inversão sísmica recursiva. Esse resultado é apresentado na Figura 8 juntamente com o modelo de referência de impedância acústica. O resultado da inversão apresentado na Figura 8 refere-se ao modelo completo, ou seja, resultado da integração da inversão sísmica com o modelo de baixa freqüência apresentado na Figura 7B.

Pode-se observar na Figura 8 que com a aplicação da inversão recursiva é possível recuperar a geometria e a dimensão da cunha modelada somente na região de maior espessura, e mesmo nessa região mais espessa pode-se observar que o valor de impedância acústica recuperada (aproximadamente $7000 \text{ g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$) é maior que o modelo de referência ($6000 \text{ g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$). Nas regiões de menor espessura, por exemplo entre os poços A e F a inversão recursiva não permitiu a identificação da estrutura modelada, gerando assim incertezas na delimitação dos limites da cunha. Essas incertezas sobre estimativa nos resultados da inversão recursiva ocorrem pelo fato deste algoritmo não adicionar de forma direta as informações provenientes dos dados de poço, assim o resultado fica ajustado ao conteúdo de freqüência da sísmica, não acrescentando altas freqüências de modo a caracterizar as baixas espessuras. A van-

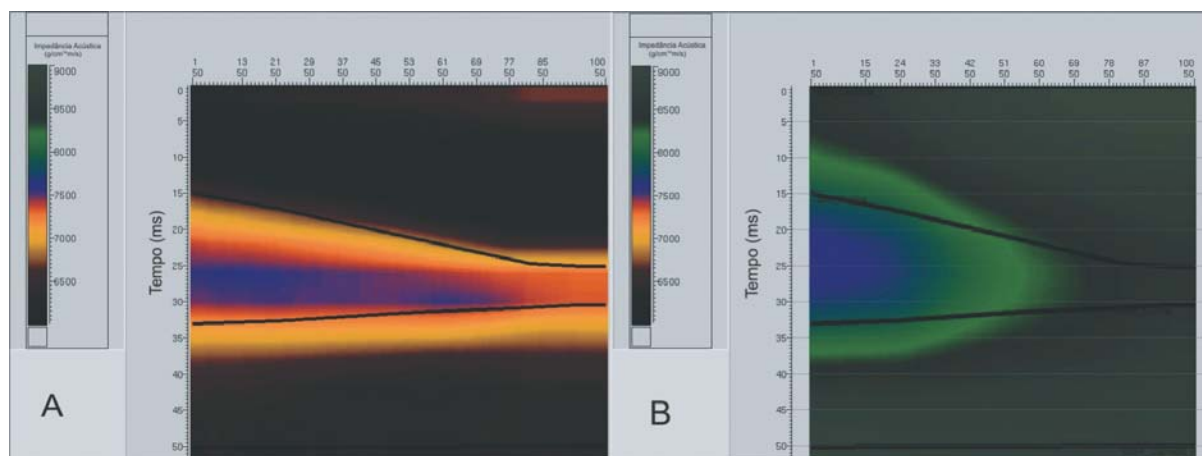


Figura 7 – Modelo de impedância acústica a priori (7A) e modelo de impedância acústica de baixa frequência (7B).

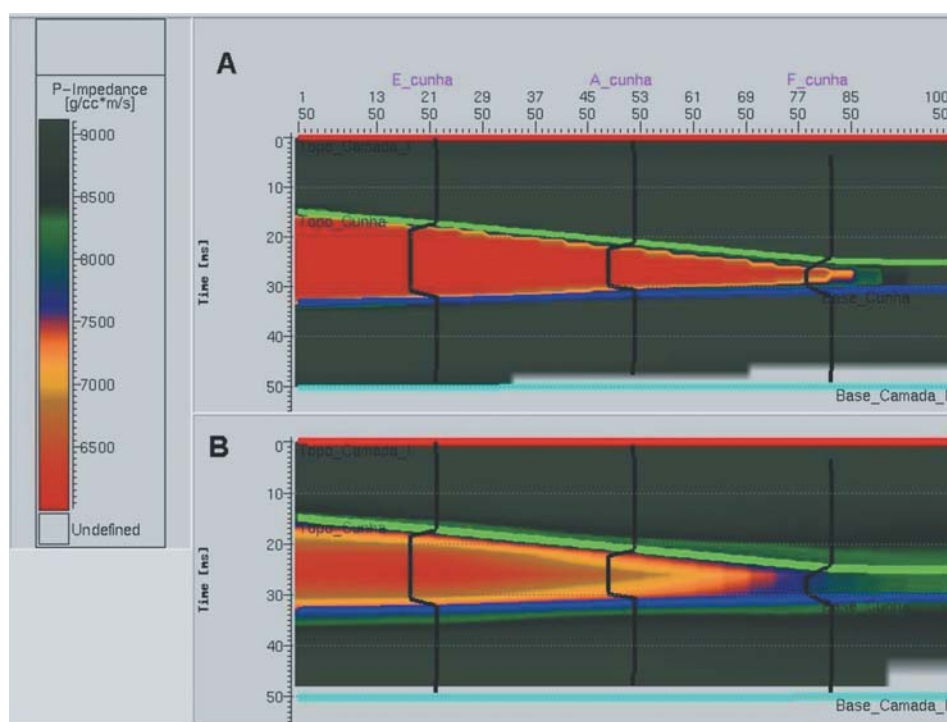


Figura 8 – Comparação entre o modelo de referência (8A) e o resultado da inversão sísmica recursiva (8B).

tagem da inversão recursiva é que é barato em termos computacionais, podendo em poucos minutos se ter um modelo que represente a tendência geral da área estudada. Para a análise das propriedades petrofísicas de uma maneira mais conclusiva estabeleceu-se valores de corte, de modo que somente o corpo de areia seja caracterizado. Neste trabalho o corte nos valores de impedância acústica foi realizado entre 5900 e 7500 g/cm³·m/s. O resultado desta operação é apresentado na Figura 9 onde se

compara o modelo de referência e o resultado da inversão recursiva com a aplicação do corte nos valores de impedância acústica.

Pode-se observar claramente na Figura 9 que somente na região mais espessa do modelo se consegue uma reprodução da geometria da cunha, e mesmo nessa região observa-se uma sobre estimativa nos valores de impedância acústica. Desse modo pode-se ressaltar as limitações do método de inversão recursiva. A deficiência do método em identificar em baixas espessuras se

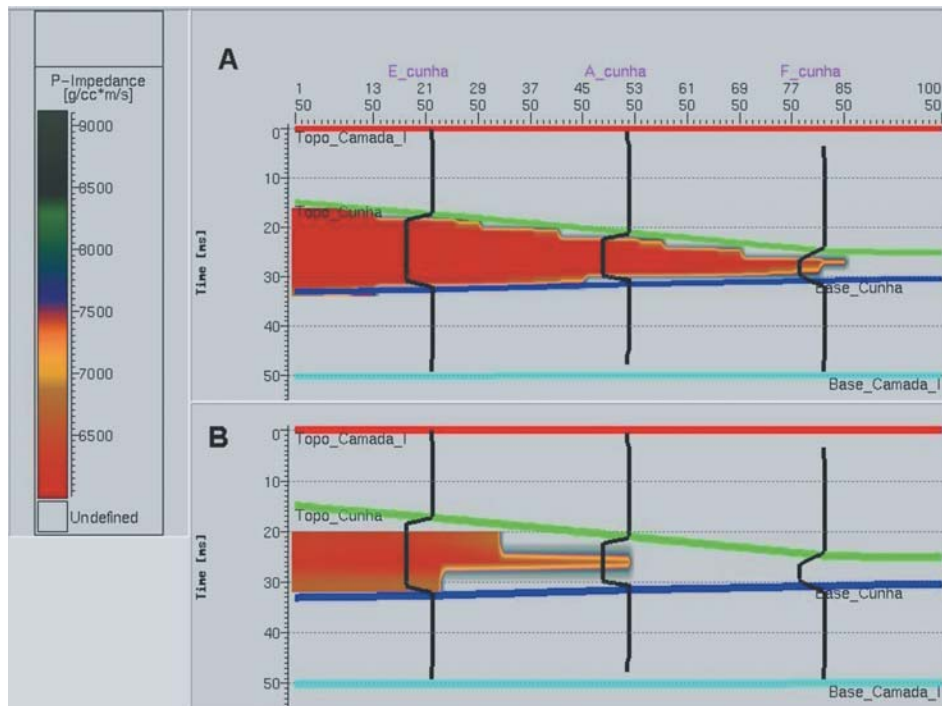


Figura 9 – Comparação entre o modelo de referência (9A) e o resultado da inversão sísmica recursiva (9B) aplicando o corte nos valores de impedância acústica entre 5900 e 7500 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$.

deve ao fato do algoritmo de inversão recursiva utilizar todos os coeficientes de reflexão para calcular a impedância acústica em todos os pontos do modelo. Com isso a informação geológica é negligenciada uma vez que para se calcular a impedância acústica em regiões com características diferentes utiliza-se a mesma série de coeficientes de reflexão. A única vantagem deste método como foi dito anteriormente é o seu rápido desempenho computacional, utilizando uma máquina SUNBLADE 1000 com 2Gb de RAM obtém-se o resultado em poucos segundos.

Com o objetivo de fazer com que o resultado da inversão sísmica tenha um caráter mais geológico e procurando resolver os problemas relativos à caracterização de reservatórios com espessuras subsísmicas, os métodos de inversão sísmica evoluíram durante os anos. Um dos resultados desta evolução e da necessidade de se gerar modelos mais consistentes geologicamente é o método *constrained sparse spike inversion* ou CSSI. O algoritmo de inversão CSSI tem como ponto de partida a definição de um modelo de tendência. Esse modelo é definido a partir dos dados de poços e é posteriormente utilizado como uma restrição com a finalidade de controlar o resultado final do processo de inversão. Uma vez que o modelo de tendência é gerado, defini-se também as restrições laterais que serão aplicadas

de modo que o processo de inversão não utilize todos os coeficientes de reflexão, como o método de inversão recursiva, mas só aqueles dentro dos limites estabelecidos de modo a fornecer um resultado mais consistente com a geologia. As restrições aplicadas nos traços, limitam um valor mínimo e máximo para o resultado da impedância acústica. Essas restrições também são definidas a partir dos dados de poços e posteriormente aplicadas a todos os traços. Para este trabalho foi utilizado o modelo original de impedância acústica como modelo de tendência e as restrições foram definidas como constantes no valor de 4000 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$. Uma sugestão aqui proposta é realizar estudos posteriores aplicando ao processo de inversão sísmica diferentes valores de restrições, podendo assim estudar a sensibilidade do resultado a este parâmetro. Na Figura 10 são mostrados respectivamente o modelo de tendência e as restrições estabelecidas, usando como exemplo o Poço A.

Com a aplicação da tendência e das restrições define-se então o domínio onde será executada a inversão. Além de se estabelecer as restrições ao processo de inversão é necessário também definir o parâmetro λ , que como foi visto anteriormente é importante para controlar o grau de resíduos e de detalhe que se espera do resultado. Assim, deve-se escolher um valor para esse parâmetro

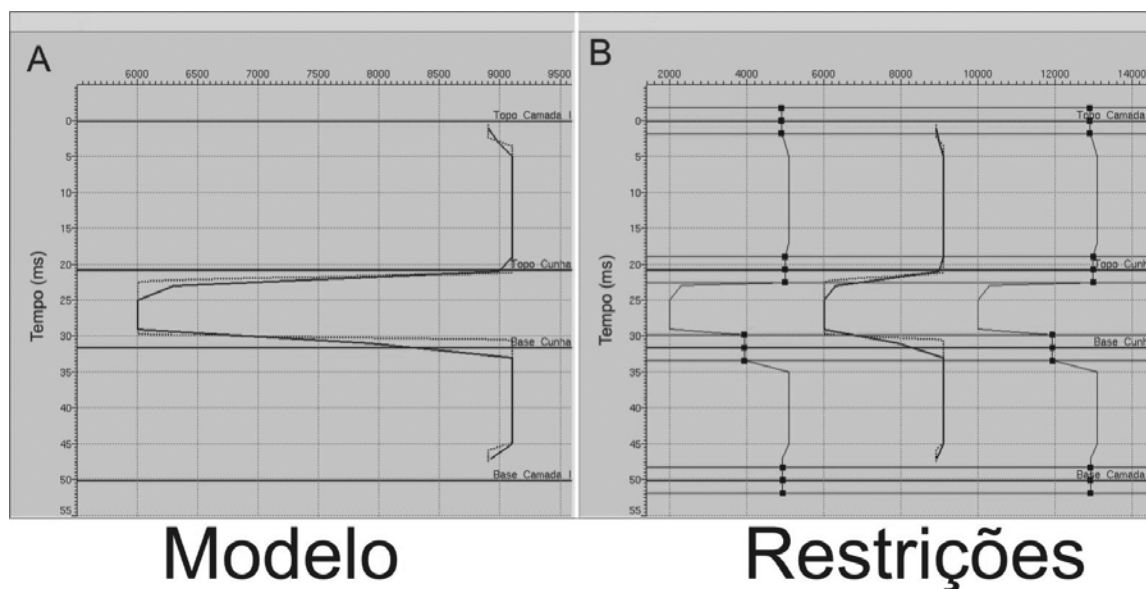


Figura 10 – Modelo de tendência (10A) e restrições laterais (10B) aplicadas no Poço A.

de modo que exista um balanço entre essas duas características. A escolha do valor de λ é feita mediante um controle de qualidade que calcula as relações de interesse entre o dado sísmico e os dados de poços, as relações entre as tendências e a razão sinal ruído. Na Figura 11 é apresentado o resultado do controle de qualidade onde é feita a definição do valor do parâmetro λ .

Para se definir o parâmetro λ é necessário analisar conjuntamente os gráficos da Figura 11. Deve-se escolher um valor de modo que a razão sinal ruído (11A) seja alta e que o erro com a sísmica seja baixo (11C), deste modo optou-se por $\lambda = 20$, esse valor melhor ajusta as condições necessárias, mesmo que certas relações, como o erro com a tendência (11E), o erro com a refletividade (11D) e a correlação com os perfis (11B), sejam prejudicadas. No caso deste trabalho como se trata de um dado sintético livre de ruídos a escolha de um valor alto para λ não acarreta problemas, pois todos os dados serão ressaltados. Para futuros trabalhos propõe-se um estudo com relação à sensibilidade da escolha deste parâmetro para o processo de inversão sísmica. Com a definição de todos os parâmetros pôde-se então executar a inversão CSSI. Na Figura 12 é apresentado o resultado da inversão (B) juntamente com o modelo de referência (A).

Analisando o resultado apresentado na Figura 12 observa-se que o modelo da cunha é satisfatoriamente reproduzido mesmo no acunhamento estratigráfico. Essa melhora na resolução se deve ao fato de se integrar diretamente os dados de poços no processo de inversão, recuperando assim a alta frequência não pre-

sente no dado sísmico. Além disso, as restrições e imposições de parâmetros fazem com que o resultado assumira um significado geológico de modo que a contribuição dos coeficientes de reflexão ocorra somente na região de interesse, ou seja, na região com geologia de mesmas características, não sendo extrapolada para todo o modelo como ocorre com a inversão recursiva. Com a melhora observada na resolução, interpretações mais precisas podem ser realizadas melhorando conseqüentemente o processo de caracterização sísmica de reservatórios. Com relação ao tempo computacional o processo de inversão CSSI gastou aproximadamente 30 minutos para ser executado. Do mesmo modo que foi feito com o resultado da inversão recursiva, aplicou-se ao resultado da inversão CSSI um corte nos valores de impedância acústica correspondentes ao valor de impedância do corpo de areia acunhado entre 5900 e 7500 g/cm³*m/s (Figura 13).

A Figura 13 mostra claramente que na região de maior espessura a cunha modelada é completamente identificada, ocorrendo uma leve sobrestimativa dos valores de impedância acústica, porém, sem comprometer a caracterização geométrica do modelo. Neste resultado nota-se que mesmo com a diminuição gradativa da espessura da cunha ocorre pouca perda na sua definição. Essa melhora na resolução pode ser observada na região entre os Poços A e F, região essa que possui uma pequena espessura. Nessa região ao contrário do resultado da inversão recursiva pode-se caracterizar a heterogeneidade presente no modelo. Essas análises só vêm a comprovar que a partir do momento em

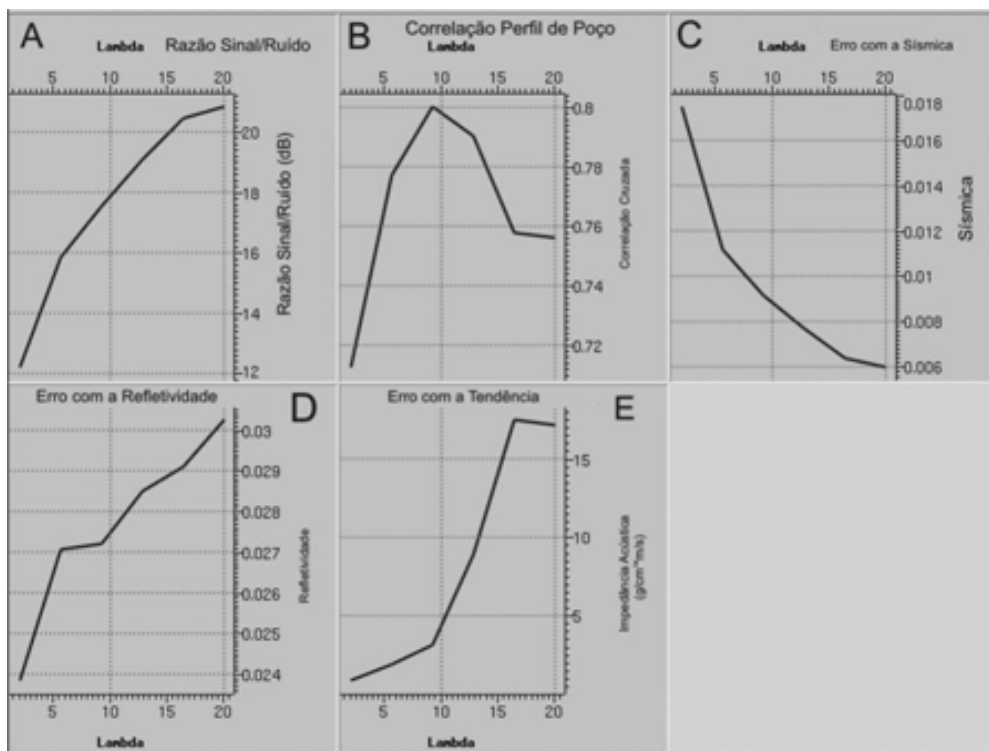


Figura 11 – Controle de qualidade para a definição do parâmetro λ .

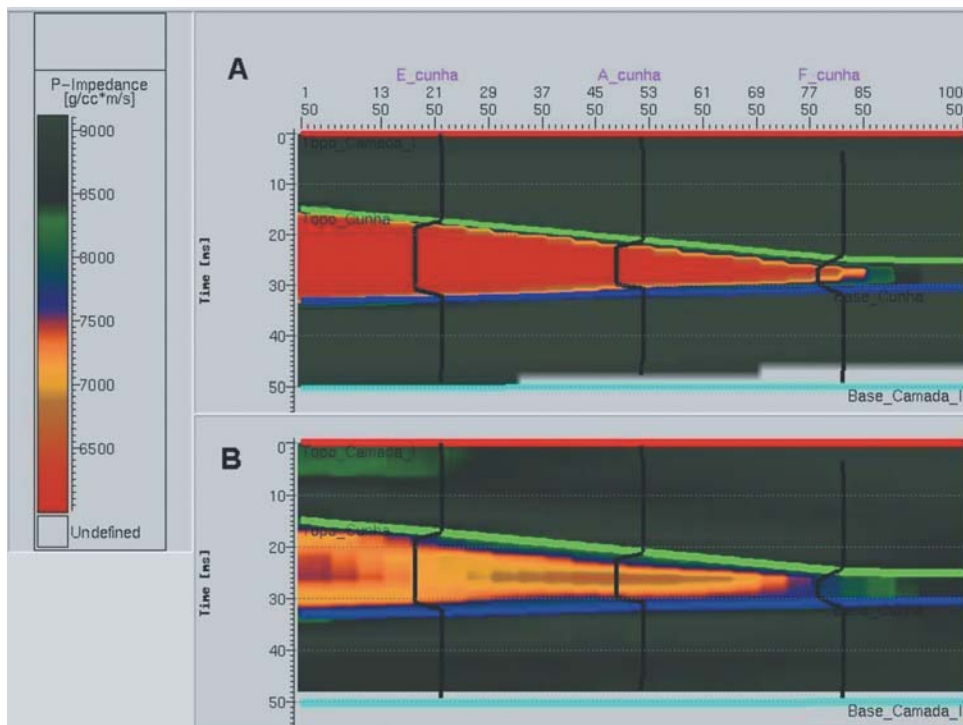


Figura 12 – Comparação entre o modelo de referência (12A) e o resultado da inversão CSSI (12B).

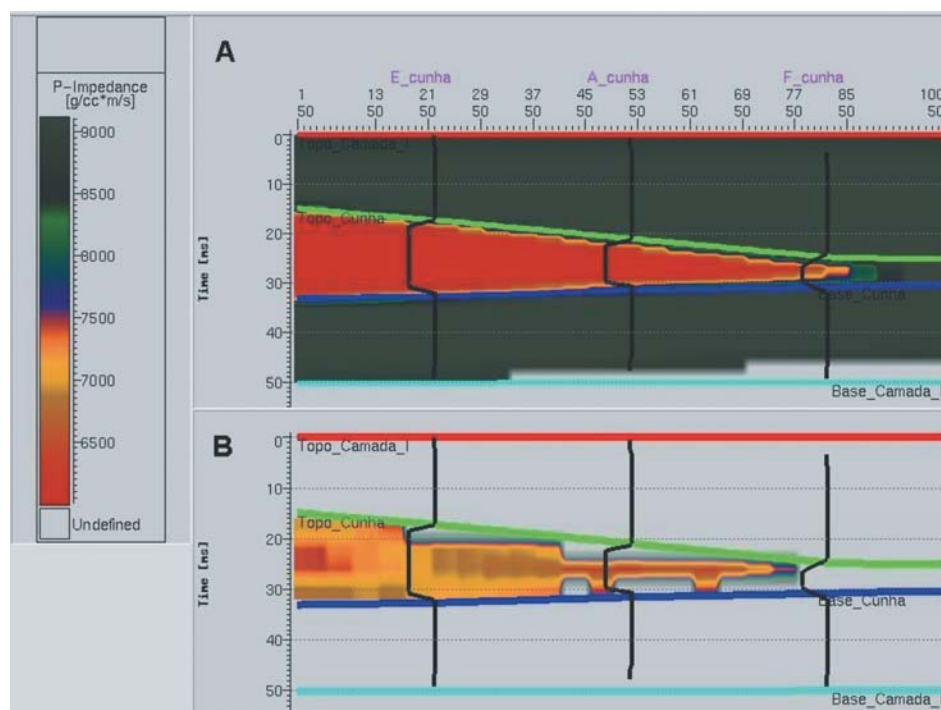


Figura 13 – Comparação entre o modelo de referência (13A) e o resultado da inversão sísmica CSSI (13B) aplicando o corte nos valores de impedância acústica entre 5900 e 7500 $\text{g}/\text{cm}^3 \cdot \text{m}/\text{s}$.

que os métodos de inversão sísmica começaram a integrar de maneira direta todas as informações disponíveis uma melhora significativa na resolução pôde ser comprovada.

Com o objetivo de mostrar o avanço nas técnicas de inversão, foi realizado um estudo comparativo dos resultados obtidos com os dois métodos de inversão sísmica aplicados. Na primeira análise comparativa realizou-se a diferença entre o modelo de referência e os resultados das inversões. Com esse tipo de comparação é possível identificar de maneira mais precisa os erros cometidos nas estimativas e as regiões que apresentaram um melhor ajuste nos resultados. Essa análise aqui realizada é apresentada em forma de seções de diferença e em forma de histogramas de modo a ajudar na interpretação dos resultados (Figura 14).

É possível verificar na Figura 14 que o resultado da inversão CSSI apresenta uma diferença, erro na estimativa, melhor distribuída por toda a seção (14C), enquanto que o resultado da inversão recursiva apresenta diferenças (erros de estimativa), concentrados, principalmente na região da cunha (14D). Pode-se observar que a inversão recursiva na região da cunha apresenta diferenças negativas, o que indica uma sobrestimativa nos valores de impedância acústica. Já o resultado da inversão CSSI

apresenta uma ligeira sobrestimativa nas regiões mais espessas e uma subestimativa nas regiões de baixa espessura, por exemplo, a região entre os Poços A e F. A partir dos histogramas pode-se constatar uma menor variância dos valores para o resultado da inversão CSSI (14A) enquanto que para os resultados da inversão recursiva além de apresentar uma maior variância possui uma distribuição bimodal, apresentando assim grandes diferenças tanto na região da cunha como nas outras regiões (14B).

Outra maneira de se comparar os resultados obtidos pelos métodos de inversão sísmica, como já foi mostrado com o modelo de referência, é calcular qual espessura do modelo original é recuperada pelo processo de inversão. Para isso, observa-se na seção final resultante até qual linha a cunha é recuperada, a partir dessa linha recorre-se ao modelo litológico original em profundidade e pode-se verificar a espessura da cunha. Assim, a partir da inversão recursiva recuperou-se a estrutura da cunha até a linha 56, o que representa 2750 m dos 4000 m de extensão do modelo, ou seja, 68%. Em termos de espessura, consultando o modelo litológico, corresponde a uma espessura de 9,72 m. Já a inversão CSSI recuperou o modelo até a linha 77, que representa 3850 m dos 4000 m de extensão do modelo, ou seja, 96%. Em

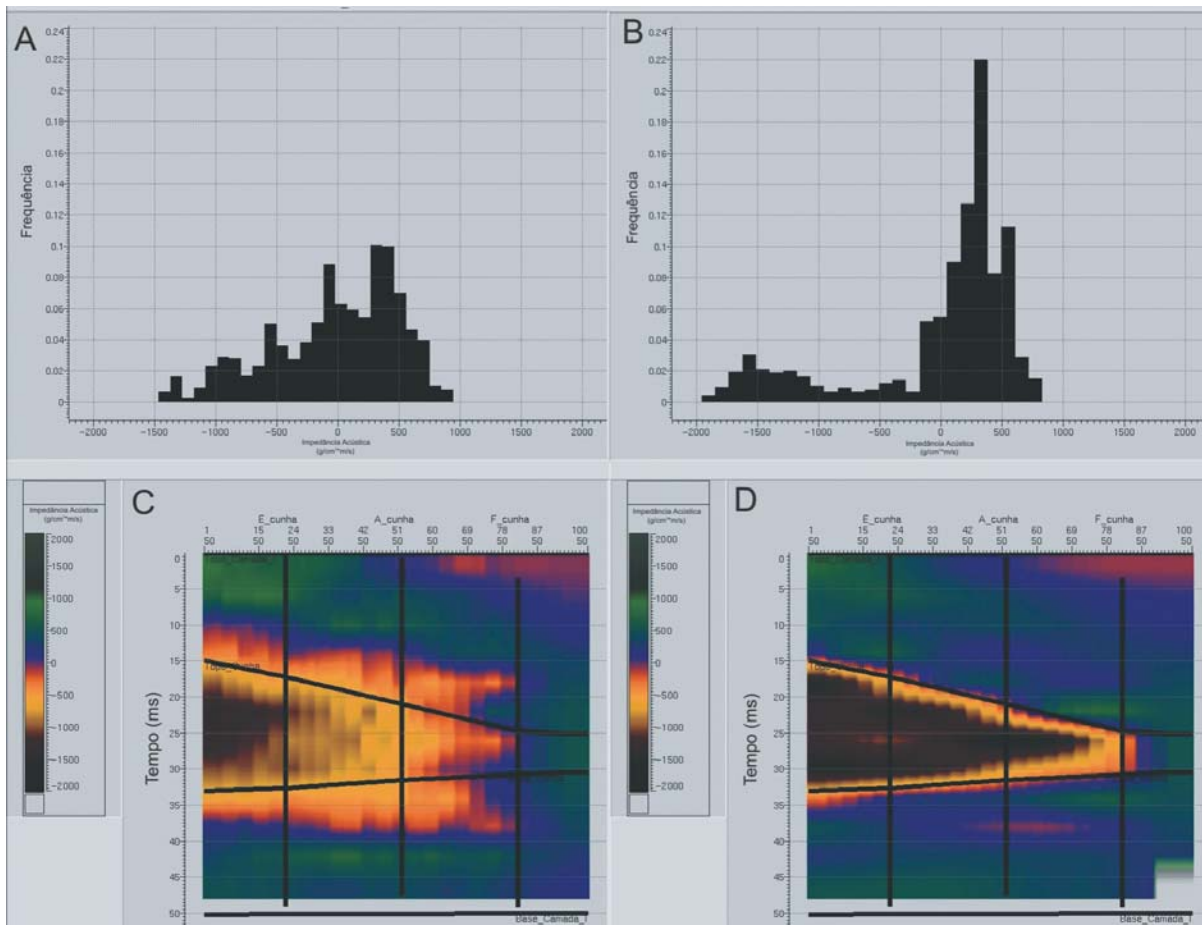


Figura 14 – Diferença entre o modelo de referência e o resultado da inversão CSSI, por meio de histograma (14A) e seção (14C) e diferença entre o modelo de referência e o resultado da inversão recursiva por meio de histograma (14B) e seção (14D).

termos de espessura no modelo litológico isso representa 3,45 m. Assim, a diferença na recuperação da espessura é de 6,27 m. Ambos os métodos de inversão melhoraram a resolução vertical que no dado sísmico original é de 15,625 m. Comparando os resultados dos dois métodos de inversão sísmica pode-se concluir que se o modelo de cunha aqui estudado fosse um reservatório real saturado em óleo a diferença em termos volumétricos seria de aproximadamente 15 Mm³ de óleo. Esse erro de caracterização pode resultar em problemas futuros ainda maiores prejudicando de forma decisiva a estratégia de desenvolvimento de um campo.

A última análise comparativa que pode ser realizada com os resultados da inversão, consiste em um estudo pontual conhecido como *blind test*. Neste tipo de análise o objetivo é verificar num determinado traço que poderia ser um futuro local de perfuração, qual o perfil de impedância acústica obtido. É importante ressaltar que na posição dos poços a reprodução do modelo de impedância

acústica é fidedigna, uma vez que essa informação é a restrição do processo. Dessa maneira no modelo de referência foi extraído um novo poço denominado de Poço AF, localizado na região de baixa espessura entre os Poços A e F. Esse poço não participou do processo de inversão, desse modo, nos modelos resultantes das inversões recursiva e CSSI extraiu-se o poço na mesma posição de modo a verificar os resultados de maneira pontual. Na Figura 15 apresenta-se os perfis extraídos do modelo de referência, do resultado da inversão recursiva e do resultado da inversão CSSI do Poço AF juntamente com a seção em impedância acústica que mostra a localização deste poço.

Observa-se na Figura 15B em preto o perfil do poço extraído no modelo de referência que apresenta um valor de 6000 g/cm³*m/s de impedância acústica, em vermelho observa-se o perfil extraído do resultado da inversão recursiva com um valor de impedância acústica de 7750 g/cm³*m/s e por fim em

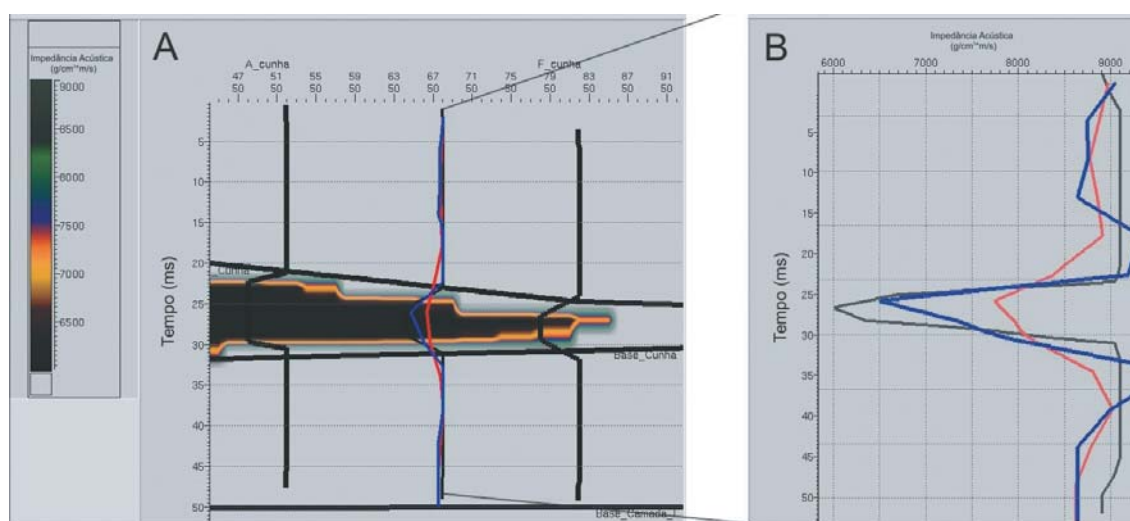


Figura 15 – Localização do Poço AF no modelo de impedância acústica de referência (15A) juntamente com o *blind test* (15B) realizado com os resultados da inversão CSSI (vermelho) e recursiva (azul) comparados com o modelo de referência (preto).

azul é apresentado o perfil extraído do resultado da inversão CSSI com um valor de impedância acústica de aproximadamente $6500 \text{ g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$. Nesta comparação fica evidente a sobrestimativa da impedância acústica causada pela aplicação do método de inversão recursiva. Embora a inversão CSSI também tenha provocado uma sobrestimativa no valor, esse valor ainda se manteve dentro do intervalo considerado como reservatório, já o valor da inversão recursiva está fora deste limite, o que explica a não identificação do modelo da cunha nessa região ao se utilizar a inversão recursiva. Desse modo mais uma vez fica evidente a vantagem de se utilizar o método de inversão CSSI na caracterização sísmica de reservatórios, principalmente aqueles que possuem uma espessura subsísmica, ou seja, inferior ao limite de resolução vertical do dado sísmico.

CONCLUSÕES

O exemplo estudado neste trabalho demonstra que a inversão sísmica tem um papel fundamental no processo de caracterização sísmica de reservatórios, principalmente em casos onde o reservatório é constituído por corpos com espessura inferiores ao limite de resolução vertical do dado sísmico. O modelo sintético de cunha, aqui utilizado, embora seja simples é útil e suficiente para que se possa testar e estudar os algoritmos de inversão sísmica, pois funciona como um modelo de referência para a validação dos resultados. Além disso, o modelo aqui estudado representa de forma realística algumas situações estratigráficas encontradas em reservatórios como *pinch-outs*, afinamentos estratigráficos de

corpos de areias e bordas de estruturas canalizadas. O primeiro método de inversão sísmica estudado, a inversão recursiva, somente conseguiu caracterizar o modelo, definindo sua geometria nas regiões mais espessas. Em regiões com espessura limitada não ocorre uma caracterização satisfatória, devido ao fato deste método não integrar diretamente as informações provenientes dos dados de poços, ou seja, não ocorre um ganho nas altas frequências. Outra limitação deste método se deve ao fato de utilizar todos os coeficientes de reflexão no processo de inversão, não havendo uma restrição com base na geologia. A única vantagem na utilização da inversão recursiva está no baixo tempo computacional de processamento, assim em casos reais pode-se utilizar esse método de inversão com o objetivo de melhorar uma primeira interpretação, em determinadas regiões com uma espessura não tão reduzida mas que não seja identificada pelo dado sísmico convencional. Por outro lado o método de inversão CSSI apresentou resultados superiores tanto na identificação geométrica do modelo como na reprodução das propriedades petrofísicas, no caso a impedância acústica. Embora o tempo computacional de processamento seja maior, ele é compensado pela melhora observada nos resultados, visto que consegue recuperar espessuras de até 3,45 m. Pode-se então concluir com este trabalho que a inversão sísmica para a impedância acústica pode ser considerada uma ferramenta eficaz para auxiliar o processo de caracterização sísmica de reservatórios. Desse modo ao se aplicar a metodologia da inversão sísmica nas etapas de exploração e desenvolvimento de um campo obtém-se uma imagem final mais consistente com a geologia que se deseja modelar, e através da integração de todos

os dados e informações disponíveis pode-se gerar modelos mais precisos otimizando assim a localização de zonas produtoras e principalmente aumentando o sucesso na previsão de comportamento de um campo.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao apoio dado pela PETROBRAS para a execução deste trabalho e também a Jason Geoscience Workbench que gentilmente cedeu seu programa de computador sem custos para o desenvolvimento deste artigo.

REFERÊNCIAS

BIONDI B, MAVKO G, MUKERJI T, RICKETT J, LUMLEY D, DEUTSCH C, GUNDESO R & THIELE M. 1998. Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study. *The Leading Edge*, 17: 1404–1414.

BUITING JJM & BACON M. 1997. Using geophysical, geological, and petrophysical data to characterize reservoirs in the North Sea. 5th Conference on Petroleum Geology of NW Europe, London. CD-ROM.

CAERS J & AVSETH P. 2001. Geostatistical integration of rock physics, seismic amplitudes and geological model in North-Sea turbidite systems. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, SPE 71321.

CHOPRA S. 2001. Integrating coherence cube imaging and seismic inversion. *The Leading Edge*, 20: 354–362.

DEBEYE H & RIEL van P. 1990. Lp-norm deconvolution. *Geophysical Prospecting*, 38: 381–403.

HARVEY PJ & MacDONALD DJ. 1990. Seismic modelling of porosity within the jurassic aged carbonate bank, offshore Nova Scotia. *Canadian Journal of Exploration Geophysics*, 26: 54–71.

LATIMER RB, DAVIDSON R & RIEL van P. 2000. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. *The Leading Edge*, 19: 242–256.

RIEL van P. 2000. The past, present and future of quantitative reservoir characterization. *The Leading Edge*, 19: 878–881.

RUSSEL BH. 1991. Introduction to Seismic Inversion Methods, Course Notes Series, No. 2, Society of Exploration Geophysicists, 90 pp.

SALLEH MS & RONGHE S. 1999. Reservoir characterization on thin sands in South West Ampa 21 area (BLK11) using seismic inversion. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1568–1571.

VERNIK L, FISHER D & BAHRET S. 2002. Estimation of net-to-gross from P and S impedance in deepwater turbidites. *The Leading Edge*, 21: 380–387.

WIDESS MB. 1973. How thin is a thin bed? *Geophysics*, 38: 1176–1180.

NOTAS SOBRE OS AUTORES

Sérgio Sacani Sancevero é formado em Geofísica pela Universidade de São Paulo em 2000, no mesmo ano ingressou na indústria de petróleo trabalhando como *observer* em empresa de aquisição sísmica em trabalhos na costa brasileira. Em 2001 ingressou no mestrado em Engenharia de Petróleo na Universidade Estadual de Campinas, onde conseguiu o título de mestre em 2003. Atualmente cursa doutorado em Geociências na Universidade Estadual de Campinas. Participou de um projeto pertencente ao programa PRAVAP/19 na área de inversão sísmica. Suas áreas de atuação incluem, modelagem de reservatório, inversão sísmica e geoestatística.

Armando Zaupa Remacre recebeu seu PhD em geoestatística na École de Mines de Paris em 1984. Trabalhou com o Prof. G. Matheron e desenvolveu um novo método para a estimativa não linear de reservas, denominado, condicionamento uniforme. De 1984 a 1988 trabalhou como professor assistente de geoestatística na Universidade Federal de Ouro Preto. Em 1988 transferiu-se para a UNICAMP, para o Departamento de Geologia e Recursos Naturais. Suas principais atividades de pesquisa incluem a aplicação de técnicas geoestatísticas na caracterização de reservatórios, como modelagem das heterogeneidades, integração de dados (perfis de poços, sísmica e afloramentos), modelagem estocástica, análise de incertezas e tomada de decisão. Também desenvolve projetos com aplicações na mineração e em meio ambiente.

Rodrigo de Souza Portugal é mestre e doutor em Matemática Aplicada pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Em sua tese de doutorado estudou a construção de frentes de onda em situações 2.5D e suas aplicações em quatro operações de Kirchhoff: modelagem, migração, demigração e demodelagem. Atualmente é professor do Departamento de Geologia e Recursos Naturais (DGRN) da UNICAMP. Seus interesses de pesquisa envolvem propagação de ondas, análises numéricas, imageamento e inversão sísmica e caracterização de reservatórios.