



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Projeto Final II

Marcelle Santos Quintanilha Rocha

***Inversão do Traço Sísmico: O método e sua aplicação em Amberjack,
Golfo do México***

Niterói

Agosto 2013

Marcelle Santos Quintanilha Rocha

*Inversão do Traço Sísmico: O método e sua aplicação em Amberjack,
Golfo do México*

*Monografia submetida à Universidade Federal Fluminense
como parte dos requisitos para a obtenção do grau de
Bacharel em Geofísica.*

Orientador: Dr. Marco Antonio Cetale Santos

Universidade Federal Fluminense

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Niterói

Agosto 2013

Trabalho de Conclusão de Curso sob o título “*Inversão do Traço Sísmico: O método e sua aplicação em Amberjack, Golfo do México*”, defendido por Marcelle Santos Quintanilha Rocha, como exigência parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica na Universidade Federal Fluminense em Agosto de 2013, e aprovado pela banca examinadora constituída pelos professores:

DSc. Marco Antonio Cetale Santos

Orientador

Universidade Federal Fluminense

DSc. Djalma Manuel Soares Filho

Membro da Banca

PETROBRAS

Dsc. Eliane da Costa Alves

Membro da Banca

Universidade Federal Fluminense

Dsc. Jorge Leonardo Martins

Membro da Banca

Observatório Nacional

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente, ao meu amigo e orientador, prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos por ter aceitado me orientar, pelo apoio dado durante a realização deste projeto e, principalmente, por toda confiança.

Agradeço também aos Drs. Djalma Manuel Soares Filho e Jorge Leonardo Martins pela disponibilidade em participar da banca de avaliação. À profa. Dr. Eliane da Costa Alves, não só por ser membro desta banca, mas por todos os anos de dedicação aos alunos e ao curso de Graduação em Geofísica da UFF.

Ao Departamento de Geologia e Geofísica da UFF, aos professores pelos conhecimentos passados e aos funcionários, pela prontidão. Aos amigos do Grupo ISIS, pela paciência e amizade. À FUGRO-JASON, pelo software e dados fornecidos para a execução deste projeto.

Agradeço a todos os amigos geofísicos, aos amigos de escola, aos amigos da vida, aos respectivos dos (as) amigos (as), aos amigos-irmãos que me apoiaram e de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial, agradeço à Natalia, ao Bruno (Capi), a Leticia e ao Kenji, por toda ajuda, amizade, pelas xícaras de café, pelas noites na UFF e pelo apoio incondicional nos últimos meses.

Não poderia deixar de agradecer ao Vinícius, por se fazer presente mesmo com a distância geográfica imposta nos últimos meses. Por todo amor e carinho, por ser o homem da minha vida.

Também gostaria de agradecer a toda minha família: primos, primas, tios, tias, minhas avós Annie e Janda, por serem quem são e por terem contribuído tanto com quem eu sou.

Ao meu pai José Carlos, não só por ter financiado uma vida inteira de livros, escolas, cursos, universidade, mas por todo amor e dedicação a nossa família. À minha mãe Andréia, por todos os anos de apoio e incentivo, por ter acreditado sempre em mim. Ao meu eterno leãozinho, minha irmã Michelle, por toda a ajuda na reta final desta fase e por sua amizade leal.

RESUMO

A melhor maneira de caracterizar reservatórios é concatenar todas as informações disponíveis, gerando modelos mais próximos a realidade geológica. A Inversão Sísmica diz respeito ao sofisticado procedimento de transformar (inverter) dados de reflexão sísmica em propriedades elásticas do reservatório, visando inferir quantitativamente as propriedades petrofísicas das rochas em subsuperfície. Diversas técnicas de inversão sísmica já foram desenvolvidas desde o Século XX, contudo as demandas da Indústria de Petróleo e Gás por informações rápidas e precisas em ambientes geológicos cada vez mais complexos se tornam desafios interessantes. A inversão do dado sísmico para impedância acústica tem se mostrado bastante eficiente devido à facilidade e acurácia das interpretações feitas a partir dela. Para estudar tal método foi desenvolvida uma fundamentação teórica de cunho introdutório para pleno entendimento das técnicas de inversão sísmica e sua aplicabilidade em um dado real oriundo do campo de Amberjack, no Golfo do México. Para isso foi utilizado o *software* JASON, considerado uma ferramenta consistente no mercado, capaz de integrar de maneira eficiente dados sísmicos e de poços, geologia e estatísticas. Através do programa InverTrace-Plus, foi testado um fluxo de trabalho baseado no algoritmo da *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI). Os resultados comprovaram não só a aplicabilidade do fluxo sugerido, mas também do algoritmo de inversão utilizado.

Palavras-chave: Modelo convolucional, Impedância acústica, Software JASON, Estimativa da *wavelet*, Amarração de dados de poço, Inversão *Constrained Sparse Spike*, CSSI.

ABSTRACT

The best method to characterize a reservoir is to concatenate all available information, generating models closer to the geologic reality. Seismic Inversion refers to as a sophisticated procedure that changes (inverts) seismic reflection data into petrophysics properties of a reservoir, to infer quantitatively the elastic properties of rocks in the subsurface. Several seismic inversion techniques has already been developed since 20th Century, however the Oil & Gas Industry demands fast and accurate information about more complexes geologic environments show interesting challenges. Seismic Data Inversion to acoustic impedance has proven to be very efficient due to the easiness and accuracy of the interpretations made from it. To study that method a theoretical basis just for introduction has been developed to full understanding of the seismic inversion techniques and your applicability on a real data from Amberjack Field, in the Gulf of Mexico. For this, the JASON software was used, wich is considered a consistent tool in specialized industry, capable of efficient integration of seismic and well data, geology and statistics. Through the program InverTrace-Plus, a workflow was tested based on Constrained Sparse Spike Inversion (CSSI) algorithm. The results showed not only the applicability of the flow suggested, but also the inversion algorithm utilized.

Keywords: Convolutional model, Acoustic impedance, JASON Software, wavelet estimation, well log tie, Constrained Sparse Spike Inversion, CSSI.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS _____	viii
LISTA DE TABELAS _____	x
1. INTRODUÇÃO _____	1
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA _____	4
2.1 Conceito de Inversão e a Inversão Sísmica _____	4
2.2 Modelo Convolutacional _____	6
2.3 Impedância Acústica _____	7
2.4 Resolução Sísmica _____	8
2.5 Baixas Frequências _____	9
2.6 Perfilagem de poços _____	10
2.7 Estimativa da <i>Wavelet</i> _____	11
2.8 Amarração de dados sísmicos e de poços _____	12
3. UTILIZAÇÃO E VANTAGENS DE INVERTER O DADO SÍSMICO _____	12
4. LIMITAÇÕES DO MÉTODO _____	14
5. TIPOS DE INVERSÃO SÍSMICA _____	16
5.1 Inversão estocástica _____	17
5.2 Inversão determinística _____	18
5.3 Inversão Pré- Stack e Pós-Stack _____	19
6. ÁREA DE ESTUDO _____	20
6.1 Contexto Geológico Regional _____	21
7. METODOLOGIA _____	22
7.1 Fluxo de Trabalho do InverTrace-Plus _____	23
8. RESULTADOS _____	35
8.1 Análise dos resultados _____	40
8.2 Comparação do método CSSI _____	44
9. CONCLUSÃO _____	45
9.1 Trabalhos futuros _____	45
10. REFERÊNCIAS _____	46

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Figura 1: Ambiguidade na interpretação facilmente resolvida pela inversão para impedância acústica (adaptado de LATIMER, 2000)	3
Figura 2: Modelo Direto e Inversão (BARCLAY et al, 2008)	5
Figura 3: Modelo Convolutacional (modificado de ACQUAVIVA,2011)	7
Figura 4: Subdivisão de alguns tipo de inversão sísmica	16
Figura 5: Golfo do México, área de interesse em vermelho (GOOGLE EARTH, 2013), no detalhe mapa batimétrico do Cânion do Mississippi oriundos de dados do NOAA SeaBeam (USGS website, 1998)	20
Figura 6: Mapa da interpretação geológica do Golfo do México (USGS website, 1998)	22
Figura 7: Fluxograma proposto para o InverTrace-Plus (adaptado do MANUAL DO JASON, 2012)	24
Figura 8: Poços importados	24
Figura 9: Cross-plot entre impedância acústica (eixo X) e raio gama (eixoY), e colorido pela resistividade de todos os poços	26
Figura 10: Perfis de poços com aplicação do <i>checkshot</i> à direita, e do sônico à esquerda (MANUAL DO JASON, 2012)	28
Figura 11: Wavelet tipo Ricker e os espectros de amplitude e fase	29
Figura 12: Amarração e <i>wavelet</i> satisfatórias	30
Figura 13: Função objetivo no InverTracePlus (MANUAL DO JASON, 2012)	33
Figura 14: Controle de qualidade para definição dos parametros da inversão	34
Figura 15: Visualização da locação dos poços nos resultados gerados	35
Figura 16: Perfil residual entre o dado sísmico e o sintético	36
Figura 17: Perfil de impedância somada à tendência	37
Figura 18: Perfil de impedância com filtro passa-banda	38

Figura 19: Perfil de impedância final _____	39
Figura 20: Mapa de correlação sísmica-sintética invertida (esquerda) e razão sinal-ruído invertido (direita) _____	40
Figura 21: Comparação entre perfis de impedância e de impedância somada à tendência _____	41
Figura 22: Comparação da componente de baixa frequência com o resultado da impedância _____	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Recomendações para aplicar as inversões determinísticas e probabilísticas* (COOKE & CANT, 2010) _____ 17

1 INTRODUÇÃO

No atual estágio da Sísmica de Exploração, os levantamentos de sísmica 2D e 3D tem se mostrado eficientes e confiáveis. A sísmica 2D é especialmente usada para construir modelos estruturais com certo grau de confiança. Contudo, em casos de estruturas complexas, esta técnica tem provado ser insuficiente, mas ainda assim é muito usada na fase inicial de exploração de campos para estimar os potenciais reservatórios (FILIPPOVA et. al, 2011).

O método de reflexão sísmica está fundamentado no estudo das reflexões das ondas mecânicas geradas por fontes sísmicas. Estas reflexões marcam os limites das camadas rochosas e/ou sedimentares através das diferenças de impedância acústica entre elas, sendo a intensidade da reflexão dependente do contraste de impedância. Desta forma, a resposta sísmica é função da velocidade da onda-P (V_p), da onda-S (V_s) e da densidade (RHO) da rocha. Estas propriedades são relacionáveis ao material da matriz, à porosidade e aos fluidos contidos na mesma.

De acordo com RUSSELL & HAMPSON (2006), o método de reflexão sísmica foi desenvolvido no início do século XX e é usado para identificar a geometria dos refletores e verificar suas profundidades. Somente em 1970, a informação contida nas amplitudes das reflexões sísmicas foi utilizada pelos geofísicos para correlacionar às mudanças de porosidade, de litologia e na mudança de fluidos em profundidade.

Outro método interessante para obter informações da geologia em subsuperfície é através de perfilagem geofísica de poços. Os perfis de poços fornecem dados com boa acurácia e resolução, e são muito utilizados visando uma modelagem geológica. Apesar disso, este é um método que agrega grandes custos e conseqüentemente, de modo geral poucos poços são perfurados.

Segundo RIEL (2000), tradicionalmente a caracterização geofísica de reservatórios era realizada com base em dados de amplitude sísmica. Com o avanço das investigações geofísicas em ambientes cada vez mais complexos, surgiu a necessidade de técnicas que transmitissem de maneira mais direta os parâmetros petrofísicos destes novos alvos.

A caracterização de reservatórios através da inversão sísmica objetiva então, a geração de um modelo que agregue todas as informações e dados provenientes da

estrutura geológica analisada. Estes modelos possuem papel importante na indústria de petróleo, pois permitem monitorar e prever o comportamento do campo de uma maneira mais efetiva e real (BIONDI, 1998).

Nesse cenário são desenvolvidas diferentes técnicas de inversão sísmica possibilitando a inferência das propriedades elásticas das formações a partir dos coeficientes de reflexão das interfaces litológicas. Para isso, estimam-se as propriedades petrofísicas do reservatório baseado nas informações dos parâmetros elásticos da rocha e extrapolando as informações petrofísicas, obtidas através da interpretação dos dados de poços.

Atualmente, a inversão de dado sísmico para a impedância acústica está entre as técnicas de modelagem mais utilizadas. Ela se mostra bastante eficiente na estimativa de parâmetros petrofísicos a partir da integração dos dados que caracterizam o reservatório. Além disso, cabe destacar a inversão elástica, técnica capaz não só de recuperar as propriedades elásticas do reservatório, mas também soluciona ambigüidades geradas por respostas acústicas.

A impedância acústica (IA), produto da velocidade da onda compressional e a densidade das rochas no meio, é uma propriedade da camada e não uma propriedade de interface como a amplitude do dado sísmico (CHOPRA, 2001). A grande maioria dos métodos de inversão sísmica transforma os dados da sísmica de reflexão em IA, das quais se pode concluir sobre a litologia e a porosidade da área em estudo (RUSSEL & HAMPSON, 2006).

Diversas vantagens justificam a utilização da impedância acústica para caracterizar reservatórios (LATIMER et al., 2000). Um modelo baseado na impedância acústica tem maior valor na interpretação por agregar informação proveniente dos poços aos dados sísmicos brutos. Ademais, pode ser facilmente relacionada às propriedades petrofísicas e seu conceito é mais facilmente compreendido em um ambiente multidisciplinar. Por fim, os modelos de impedância acústica suportam interpretações rápidas, onde as análises estratigráficas podem ser realizadas, permitindo assim um eficiente delineamento de alvos exploratórios na escala sísmica (SANCEVERO et al, 2006).

A figura 1 ilustra a importância da inversão para impedância acústica através deste exemplo de “canal escondido”. Nesta seção sísmica, o evento em amarelo à esquerda e à direita foi interpretado com base em poços de controle. Há algumas possibilidades de interpretação para amarração este horizonte. Tal ambiguidade pode ser solucionada a partir da análise da seção invertida para impedância acústica.

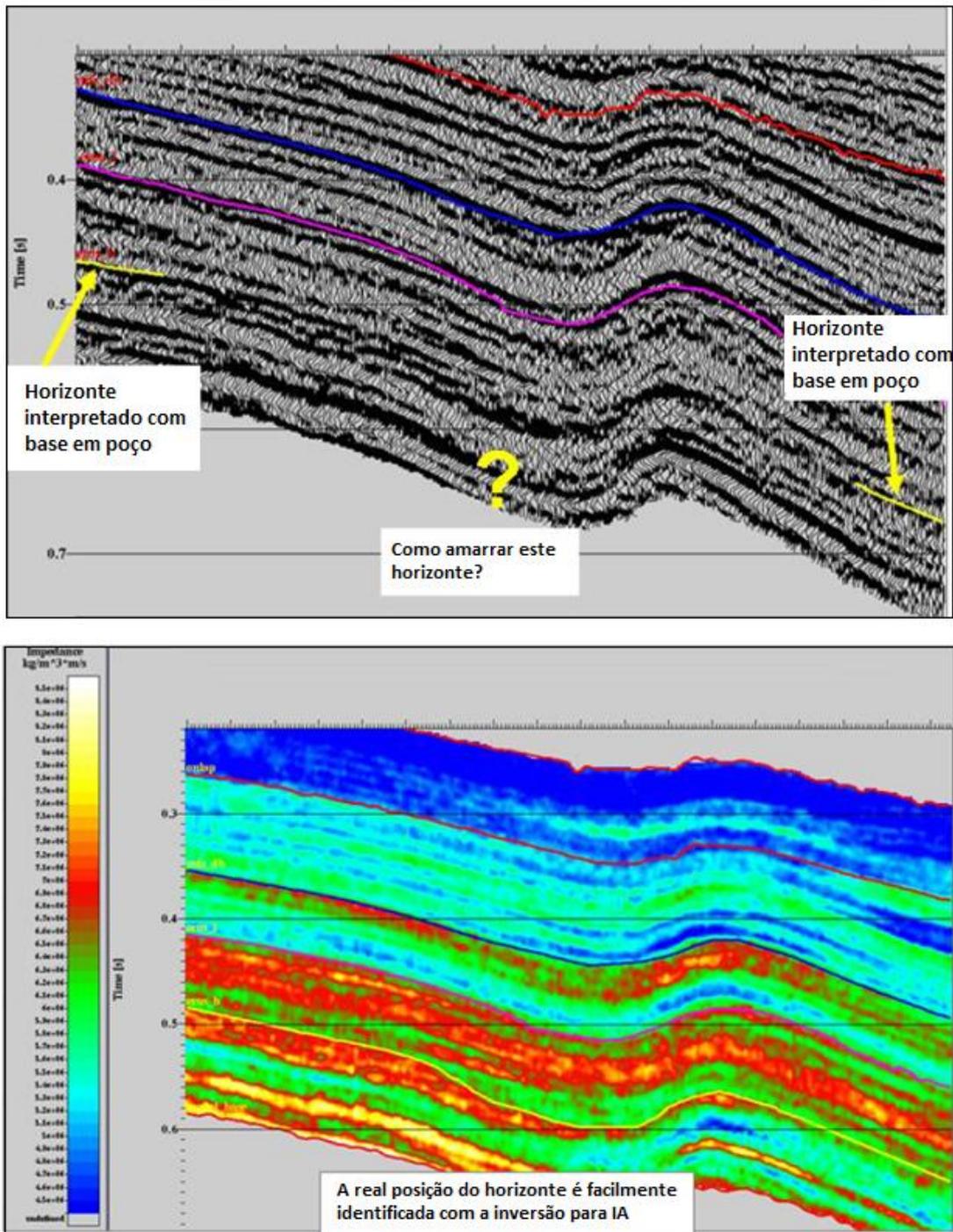


Figura 1: Ambiguidade na interpretação facilmente resolvida pela inversão para impedância acústica (adaptado de LATIMER, 2000).

Dentre os métodos de inversão mais empregados para a obtenção da impedância acústica, destaca-se neste trabalho a “*Constrained Sparse Spike Inversion*” ou CSSI. Este algoritmo foi desenvolvido frente à necessidade de gerar modelos mais geologicamente consistentes e mais eficientes em reservatórios de espessura menor do que a resolução sísmica. No software JASON, o algoritmo da CSSI é a peça central do fluxograma proposto para o InverTrace-Plus.

O principal objetivo deste trabalho é estudar a Inversão de Dados Sísmicos e seus métodos e, analisar a técnica da CSSI nos dados de Amberjack, no Golfo do México. Além disso, foi feita uma revisão bibliográfica apontando as vantagens e limitações da inversão. A importância deste estudo é criar um embasamento teórico e prático a respeito não só da Inversão Sísmica, mas essencialmente do software e dados que estão disponíveis na Universidade.

Nos primeiros capítulos foi realizado um embasamento teórico a respeito do método de inversão sísmica, fundamentando os tipos de inversão, a utilização e vantagens, além das limitações inerentes ao método. Em seguida, há uma descrição do contexto geológico regional da área do Golfo do México, com destaque ao Cânion do Mississippi. Posteriormente, explica-se o fluxo de trabalho e os resultados, além de fazer uma breve comparação dos resultados dos algoritmos de inversão em outros trabalhos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Conceito de Inversão e a Inversão Sísmica

Segundo MENKE (1989), o termo “Teoria da Inversão” é empregado em contraste a “Teoria Direta”, que pode ser definido como o processo de predizer os dados baseado em um princípio geral ou modelo e um conjunto de condições específicas relevantes para o problema em questão.

Para SHERIFF (2002), inversão é a técnica que gera uma série de parâmetros que podem ter sua origem num conjunto de medições observadas. Estes parâmetros por sua vez, consistem na assinatura física de estruturas geológicas, ou seja, a matriz de

coeficientes de reflexão detectados em interfaces geológicas devido à passagem do sinal sísmico inicial.

De modo geral, a inversão é o eficiente procedimento de transformar as respostas dos dados de sísmica de reflexão em parâmetros que permitam modelar as estruturas do reservatório. A inversão, se corretamente aplicada, será capaz de gerar modelos razoáveis reproduzindo a informação consistente a partir dos dados conhecidos.

Esquemáticamente, compara-se o método direto à inversão na figura 2. O modelo direto utiliza as propriedades da formação, no caso da impedância acústica desenvolvida a partir de dados de poço, combinada com a *wavelet*, e gera traço sísmico sintético. A inversão se inicia com traço sísmico gravado e remove o efeito da *wavelet* estimada, criando valores de impedância acústica para cada amostra (BARCLAY et al, 2008).

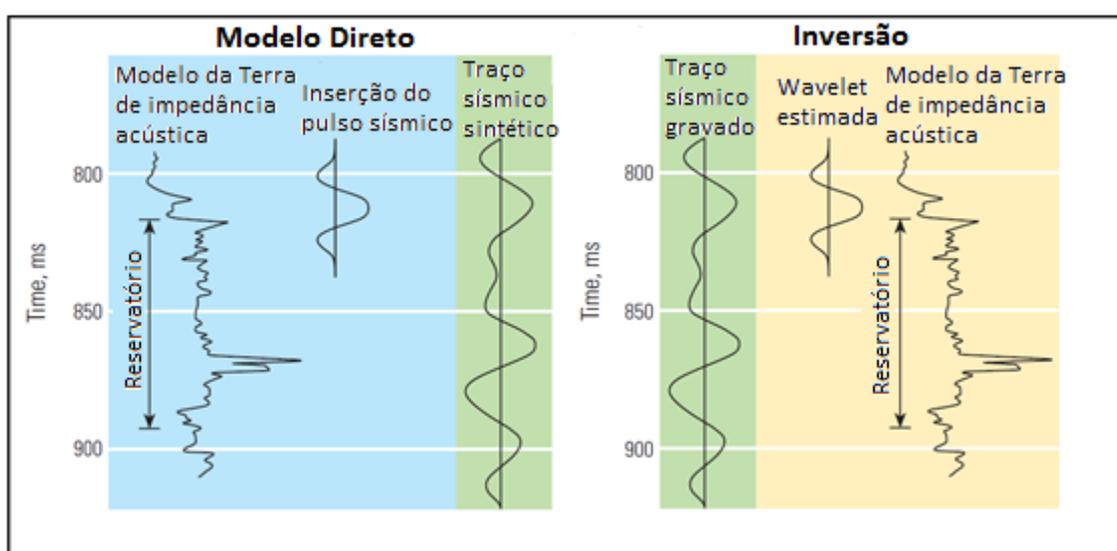


Figura 2: Modelo Direto e Inversão (BARCLAY et al, 2008).

Segundo SANCEVERO et. al (2006), além de gerar a integração de dados, a inversão sísmica é largamente empregada devido à facilidade e à precisão das interpretações realizadas com o dado de impedância acústica e/ou elástica. Ainda de acordo com o mesmo autor, 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.

2.2 Modelo Convolutacional

Para entender o procedimento de inverter traços sísmicos, é preciso entender os processos físicos que dão origem a resposta sísmica. Tais processos são modelados numericamente, dando origem aos dados sintéticos que serão confrontados com os dados reais. Neste trabalho, será utilizada a descrição mais básica fundamentada no modelo convolutacional.

Como já referido, a reflexão sísmica limita os meios rochosos através do contraste de impedância entre elas, possibilitando a geração da função de refletividade sintética com base nas informações de velocidade e densidade das rochas.

Segundo RUSSEL (1991), a refletividade é o conceito físico fundamental no método sísmico, em que cada coeficiente de reflexão pode ser avaliado como a resposta do sinal sísmico pela mudança na impedância acústica. O traço sísmico é representado pelo modelo convolutacional, exemplificado na figura 3. Assumindo $s(t)$ como o resultado da convolução de uma função refletividade das camadas de subsuperfície, com a *wavelet* sísmica gerada na superfície acrescido de um ruído proveniente da aquisição, matematicamente pode-se definir o modelo convolutacional como:

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

Onde:

$s(t)$ = traço sísmico sintético de incidência normal;

$w(t)$ = *wavelet*;

$r(t)$ = refletividade;

$n(t)$ = ruído.

Na equação acima, se a componente ruído for nula, o traço sísmico será simplesmente a convolução da *wavelet* com refletividade da Terra:

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (2)$$

Considerando que a refletividade consiste dos coeficientes de reflexão para incidência normal de cada amostra de tempo, e a *wavelet* por ser uma função temporal

de atenuação, a convolução deve ser vista como a substituição de cada coeficiente de reflexão por uma versão escalada da *wavelet* e ao qual é somado o resultado.

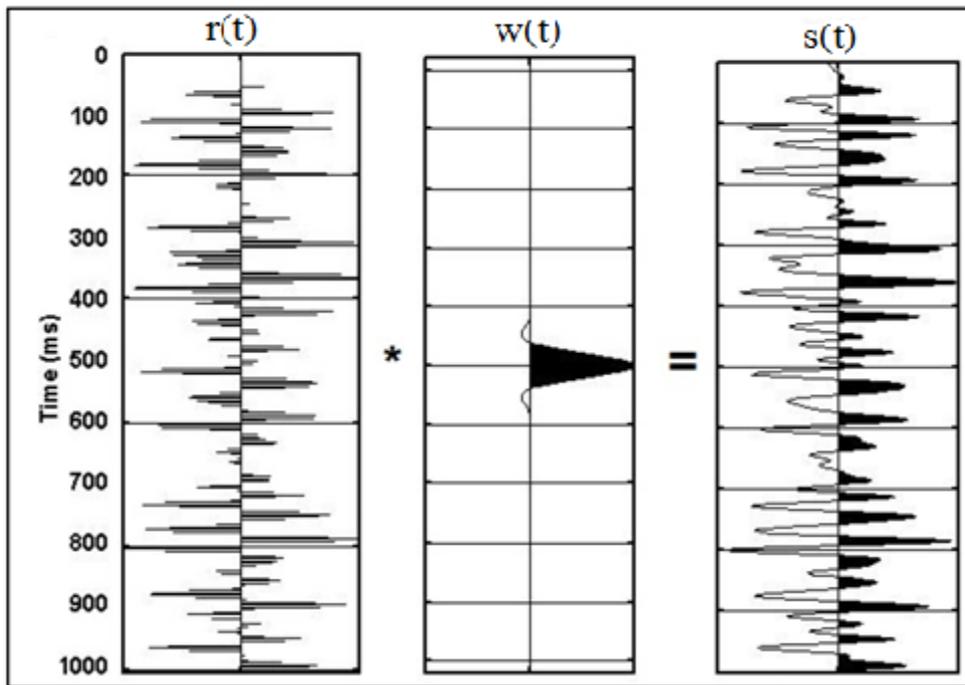


Figura 3: Modelo Convolucional (modificado de ACQUAVIVA, 2011).

2.3 Impedância Acústica

A impedância acústica pode ser definida como o produto da velocidade da onda compressional e a densidade da rocha. Segundo CHOPRA (2001), 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.

O coeficiente de reflexão pode ser relacionado à impedância acústica por meio da equação das seguintes equações:

$$r_x = \frac{Z_{x+1} - Z_x}{Z_{x+1} + Z_x} \quad (3)$$

Onde:

r_x = coeficiente de reflexão;

Z = impedância acústica ($x+1$ refere-se a duas camadas consecutivas numa sequencia estratigráfica);

$$Z = \rho \cdot V \quad (4)$$

Onde:

Z= impedância acústica;

ρ = densidade;

V = velocidade da onda P ou S;

2.4 Resolução Sísmica

De acordo com YLMAZ (1987), o termo resolução refere-se à capacidade de distinguir dois eventos que estão muito próximos. A importância da resolução sísmica se dá no mapeamento de pequenas feições estruturais e no delineamento de feições estruturais finas, que podem se apresentar com limitada extensão lateral. Existem dois tipos de resolução sísmica passíveis de consideração, visto que ambos são controlados pela largura da banda do sinal: a lateral e vertical. Apenas a vertical será interessante para o presente estudo.

O critério usado para investigar resolução lateral é a Zona de Fresnel, uma área sobre um refletor, cujo tamanho depende da profundidade deste refletor e a velocidade acima dele. Além do comprimento de onda. A migração melhora este tipo de resolução, diminuindo a largura da zona de Fresnel e separando as características desfocadas na direção lateral (YLMAZ, 1987).

Ainda de acordo com o mesmo autor, o critério para a resolução vertical, é o comprimento da onda dominante, que é a velocidade da onda dividida pela frequência dominante. A deconvolução procura aumentar a resolução vertical, visando ampliar o espectro, comprimindo a *wavelet*.

Segundo CHOPRA & MARFURT (2006), se o espectro médio de uma *wavelet* está centrada em cerca de 30 Hz, o que geralmente acontece, os reservatórios com espessura inferior a 25 m, não tem os refletores superior e de base resolvidos. Para fins estruturais pode ser satisfatório, mas para alvos estratigráficos com reservatórios de 10 m ou menos de espessura, essa resolução não se mostra eficiente.

A resolução vertical diz respeito então, a capacidade de distinção entre o topo e a base da camada. De acordo com o Critério de WIDESS (1973), na presença de ruídos e ampliação da *wavelet* durante sua viagem a subsuperfície, esta resolução é:

$$R = \lambda/4 \quad (5)$$

Onde:

R = resolução sísmica vertical;

λ = comprimento de onda predominante nos dados.

Para a resolução no modelo de Widess, seria fundamental o entendimento do comprimento de onda, que por sua vez depende da velocidade e frequência. Assim, conclui-se que o fator essencial que determina a resolução de acordo com o Modelo Widess é a frequência (CHOPRA, 2006).

Desta maneira, para melhor detalhamento nos dados sísmicos de reflexão, é necessária atenção na aquisição (em termos de parâmetros de campo, fontes sísmicas e gravação do dado) e no processamento, onde são feitas tentativas de aumentar a largura da banda espectral. Ainda segundo o autor, geofísicos assumiram o valor do Modelo de Widess como limite de resolução.

2.5 Baixas Frequências

De acordo com PENDREL (2001), a maneira como a baixa frequência é computada na inversão é um fator importante. Primeiramente é necessário entender que baixa frequência faz referencia às frequências abaixo da banda sísmica.

Sua importância está relacionada ao fato destas se encontrarem nos registros de impedância que se busca simular. Essas baixas frequências são comumente obtidas do modelo de impedância oriundo dos poços de controle e extrapoladas para todo modelo. As baixas frequências podem ser inseridas na inversão como um último passo ou introduzidas no interior da própria função, contudo neste último caso, apenas frequências muito baixas precisam vir do modelo (PENDREL, 2001).

No *software* JASON é possível utilizar as duas maneiras, buscando obter as vantagens de cada uma. Independente do método utilizado pode-se indicar que as

inversões devem em algum grau, ser baseada no modelo. Assim, utilizando a contribuição do modelo, dispõe-se de uma banda diferente além da sísmica.

2.6 Perfilagem de poços

Os perfis oriundos dos poços constituem uma técnica fundamental na exploração de reservatórios, por reproduzirem de maneira eficiente padrões de correlação entre poços vizinhos, confecção de mapas geológicos e definição da geometria de corpos e ambientes sedimentares (GIRÃO, 2004).

Na operação da perfilagem geofísica de poço, os parâmetros petrofísicos são medidos através de sofisticadas ferramentas denominados sondas ou ferramentas de perfilagem. Estas sondas carregam para dentro dos poços diversos tipos de sensores, que durante a aquisição captam sinais e os envia a superfície. Estes sinais são processados e vão gerar os perfis geofísicos, *well logs*, *electrical log* etc. Os perfis gerados são então interpretados e as propriedades petrofísicas são inferidas a partir da resposta dos sensores elétricos, térmicos, acústicos etc. (GIRÃO, 2004).

Apesar de agregar informações valiosas a respeito da subsuperfície com boa acurácia e resolução, este é um método que agrega grandes custos e conseqüentemente, de modo geral poucos poços são perfurados.

Perfis Sônicos

O perfil Sônico (DT) mede a diferença nos tempos de trânsito de uma onda acústica através das camadas. Isso ocorre porque a velocidade do som varia de acordo com o meio em que as suas ondas propagam, ou seja, quando a velocidade de propagação é maior, o tempo de percurso é menor. Desta forma para percorrer uma mesma distância, o tempo nos sólidos é bem menor do que nos líquidos.

Perfis de Densidade

Os perfis de Densidade (RHOB) registram as variações de densidade das camadas com a profundidade através de um “bombardeio” das camadas por um feixe monoenergético de raios gamas. À medida que os raios gama vão dispersando, ou sendo absorvidos, a intensidade do feixe inicial diminui. Essa diminuição de intensidade, função da mudança na densidade do meio, é medida pelo detector, assim quanto mais densa a rocha menor a intensidade de radiação no detector (GIRÃO, 2004).

2.7 Estimativa da *Wavelet*

A estimativa precisa da *wavelet* também é um fator determinante para uma boa Inversão Sísmica. Trata-se de uma etapa de grande importância no processamento e análise sísmica, na deconvolução determinística dos dados, na amarração sísmica a poço, e na própria inversão sísmica, entre outros. De acordo com o MANUAL DO JASON (2012), a forma inferida da *wavelet* sísmica pode influenciar fortemente nos resultados da Inversão Sísmica e nas futuras avaliações, interferindo assim na interpretação do reservatório.

Conforme descrito anteriormente, a refletividade ou resposta ao impulso da Terra pode ser obtida através da deconvolução dos dados sísmicos uma vez que a *wavelet* é conhecida e os ruídos podem ser removidos. Assim, para métodos de inversão sísmica mais modernos são necessárias informações acerca da *wavelet*. Desta forma, a solução para a Inversão - vale ressaltar que esta não é única - pode ser limitado através da comparação do modelo de inversão e da *wavelet*. Sua importância também está relacionada à amarração sísmica-poço (YI et al, 2013).

A *wavelet* pode ser medida durante a aquisição de dados sísmicos, desde que sejam utilizadas técnicas específicas de aquisição (IKELLE et al., 1997). É possível adquirir dados e utilizar métodos de processamento visando controlar a fase sísmica, mas comumente os dados sísmicos registrados e os sintéticos gerados pelos dados de poço podem não estar amarrados adequadamente (EDGAR & BAAN, 2011). Desta maneira, a *wavelet* geralmente é estimada a partir dos dados de sísmica e de poço.

É possível segregar os métodos de estimativa da *wavelet* em duas categorias: métodos puramente estatísticos e métodos que utilizam dados de poço. A utilização dessas técnicas concomitantemente vai depender dos dados em questão, mas agrega maior precisão a sua estimativa. Segundo YI et al (2013), o método estatístico estima a *wavelet* com base no espectro de amplitude ou funções de autocorrelação do dado sísmico registrado, mas não pode determinar a fase da *wavelet* sem fazer hipóteses como a fase mínima.

No software JASON, na ausência de poços controlados, a estimativa da *wavelet* é baseada nas técnicas Espectrais e este processo é feito em duas etapas: primeiro estima-se o espectro de amplitude do pulso sísmico, que produz a *wavelet* de

fase zero. Por último, é estimado o espectro de fase através de rotações de fase da *wavelet* estimada até tal ponto.

Na presença de dados de poço, emprega-se a técnica *Model-Driven*. Esta utiliza dados de poço e de sísmica para estimar a amplitude da *wavelet* e o espectro de fase, visando produzir o sintético mais próximo do dado sísmico real. A utilização de múltiplos poços e múltiplos traços por poço reduz a probabilidade de que o ruído na sísmica seja incorporado a *wavelet*.

2.8 Amarração de dados sísmicos e de poços

A integração entre dados sísmicos e de poços é crítica para a Inversão Sísmica ser bem sucedida. A amarração destas informações permite relacionar horizontes identificados nos poços com reflexões específicas na seção sísmica. É importante ressaltar que os dados de sísmica e de poços medem diferentes propriedades, resultando em parâmetros e escalas distintas que, no entanto se completam.

Segundo EWING (1997), sismogramas sintéticos gerados a partir dos dados de poços são ferramentas úteis para amarrar o tempo sísmico e registrar profundidade. A combinação entre os dados sintéticos e os dados reais pode identificar com precisão o refletor procurado. Além disso, o sintético pode determinar o detalhamento da forma de onda e amplitude dos refletores perto do alvo, gerados pela litologia. Ainda de acordo com o autor, por outro lado, os sintéticos não lhe fornecem uma equivalência absoluta de tempo-profundidade, e podem ser imprecisos para o dado real.

É sugerido pelo software JASON, que o fluxo de trabalho para a amarração dos dados sísmicos aos de poços inicie pela criação da *wavelet* sintética (do tipo Ricker) para uma amarração inicial, estimar a amplitude e a fase da *wavelet*, posteriormente refinar a amarração do poço com uma *wavelet* mais recente, e extrair a *wavelet* final quando a amarração também for satisfatória.

3 UTILIZAÇÃO E VANTAGENS DE INVERTER O DADO SÍSMICO

Segundo BARCLAY et al. (2008), muitas interpretações são realizadas a partir da inversão de dados. Uma justificativa plausível para que isto ocorra é que em problemas de medição-interpretação nenhuma equação que relaciona diretamente as

medidas (incluindo ruídos, perdas e outras imprecisões) pode ser resolvida com uma única resposta.

Desta forma, devido à inversão sísmica não ser problema bem posto (deve-se estimar uma resposta verificando-a contra as observações e modificando-a até obter uma resposta próxima a real), se mostra uma solução aceitável.

São descritos abaixo, alguns benefícios em inverter o dado sísmico para impedância:

- A maioria dos geocientistas compreende melhor o conceito de impedância e geologia do que o traço sísmico. Assim, trabalhar no domínio da impedância é um excelente mecanismo para a integração em uma equipe multidisciplinar;
- Remove os efeitos da *wavelet* dentro do espectro de frequência sísmica;
- Facilita a compreensão das amarrações de poço;
- Separa as propriedades do reservatório;
- Podem fornecer previsões quantitativas sobre as propriedades dos reservatórios;
- A interpretação estratigráfica pode ser melhorada;
- A interpretação no domínio de impedância é frequentemente mais fácil do que no domínio sísmico;
- Possibilidade de estender a largura da banda para além da sísmica.

Por todas essas facilidades, a inversão sísmica é utilizada em estudos multidisciplinares e aplicada a uma gama de escalas com vários níveis de complexidade, como pode ser comprovado por BARCLAY et al. (2008):

- Calcular perfis de invasão do fluido de poço a partir de medições nos registros de indução;
- Avaliar qualidade da aderência do cimento pelos registros ultrassônicos;
- Extração das camadas litológicas e saturações de fluido a partir de múltiplos registros;

- Interpretação de volumes de petróleo, gás e água de registros de produção;
- Integrar as medições eletromagnéticas e sísmicas para melhor delimitação de sedimentos pré-sal.

4 LIMITAÇÕES DO MÉTODO

A técnica de Inversão sísmica, apesar de tantos benefícios, apresenta algumas limitações implícitas. No caso da inversão quantitativa, é necessário ter uma boa qualidade no sinal de entrada, uma vez que a qualidade da saída é determinada por ela. No entanto, os dados sísmicos possuem conteúdo de frequência limitada, o que irá impossibilitar a geração significativa da inversão para camadas finas. Conforme já citado, eventos de alta frequência não podem ser resolvidos dentro da faixa sísmica.

De acordo com FARIAS et al. (2008), um grande obstáculo do processamento sísmico é que, parte dos reservatórios conhecidos se localiza em camadas geológicas cujos limites não podem ser identificados corretamente através do método sísmico. Este problema é causado principalmente, pela absorção diferenciada das frequências durante a propagação da onda sísmica. Os autores indicam ainda que as perdas por absorção estão associadas ao comportamento parcialmente inelástico das rochas, o que impõe resistência à vibração das partículas na passagem da onda. Como resultado, tem-se que o espectro final observado no registro sísmico apresenta em sua composição uma maior contribuição das baixas frequências.

A melhor resolução é aquela que apresenta o espectro o mais plano possível, ou seja, com presença tanto das baixas quanto das altas frequências. Considera-se que baixas frequências são responsáveis pela redução dos lóbulos laterais do pulso sísmico, enquanto as altas frequências garantem a compressão do lóbulo central, o que implica na não interferência dos pulsos em refletores muito próximos (SINGH & SRIVASTAVA, 2004). Daí a necessidade destas altas frequências que foram atenuadas durante a propagação da onda, serem resgatadas.

É importante ressaltar que existe uma variedade de diferentes técnicas para inverter dados sísmicos e a escolha da mais apropriada deve ser determinada pela

complexidade das condições geológicas e a extensão dos problemas a serem resolvidos. Podem-se resumir então, três pontos chaves na inversão sísmica:

A) Qualidade do Dado Sísmico:

A aquisição adequada dos dados sísmicos para gerar uma modelagem de confiança, tem início a partir de um estudo direcionado para a feição geológica de interesse. Estabelecer os parâmetros e ajustar a disposição da aquisição pode assegurar uma melhor relação sinal-ruído (SINGLETON, 2009).

Fator imprescindível na determinação da qualidade do modelo é o processamento de dados sísmicos que deve focar em preservar as amplitudes sísmicas sobre o empilhamento total e parcial. Além disso, deve ser dada atenção à diminuição dos ruídos, boa correção estática e completa estimativa da velocidade de empilhamento (FILIPPOVA et. al, 2011).

B) Relação entre propriedades elásticas vs. propriedades petrofísicas básicas e de dados de poço (litologia, porosidade, S_w , V_p , V_s e densidade)

No atual estágio, a análise e interpretação dos dados de poços são separadas em duas áreas: a primeira é a dita tradicional, maneira clássica de interpretar com o objetivo principal de detectar no reservatório alvo as formações e determinar suas propriedades, e estimar suas reservas.

A segunda área se refere principalmente a preparação do dado para a inversão sísmica e inclui uma abordagem física da rocha. Seus objetivos são: reconstruir as propriedades da formação ao longo do poço, caracterizar as rochas em termos de propriedades elásticas e, estabelecer a relação entre as propriedades elásticas e as propriedades petrofísicas básicas (FILIPPOVA et. al, 2011).

C) Técnica de inversão aplicável

A aplicabilidade da técnica de inversão de dados será analisada de maneira mais aprofundada no próximo capítulo.

5 TIPOS DE INVERSÃO SÍSMICA

Atualmente são encontradas diversas maneiras de subdividir a Inversão Sísmica (figura 4). ALVES (2012) reuniu diversos artigos científicos que descrevem as técnicas mais utilizadas nos últimos anos: a técnica de inversão recursiva (SANCEVERO et al., 2006, RUSSEL & HAMPSON, 2006), inversão baseada num modelo geológico (PENDREL, 2001, COOKE & CANT, 2010), análise (AVO) amplitude *vs.* *offset* (PENDREL, 2001, RUSSEL & HAMPSON, 2006, PENDREL, 2006), inversão simultânea (RUSSEL & HAMPSON, 2006), *Constrained Sparse Spike Inversion* (RIEL & PENDREL, 2000, RUSSEL, 1988, FRANCIS & HICKS, 2006, SANCEVERO et al., 2006) e inversão geoestatística ou estocástica (FRANCIS & HICKS, 2006, FILIPPOVA et al., 2011).

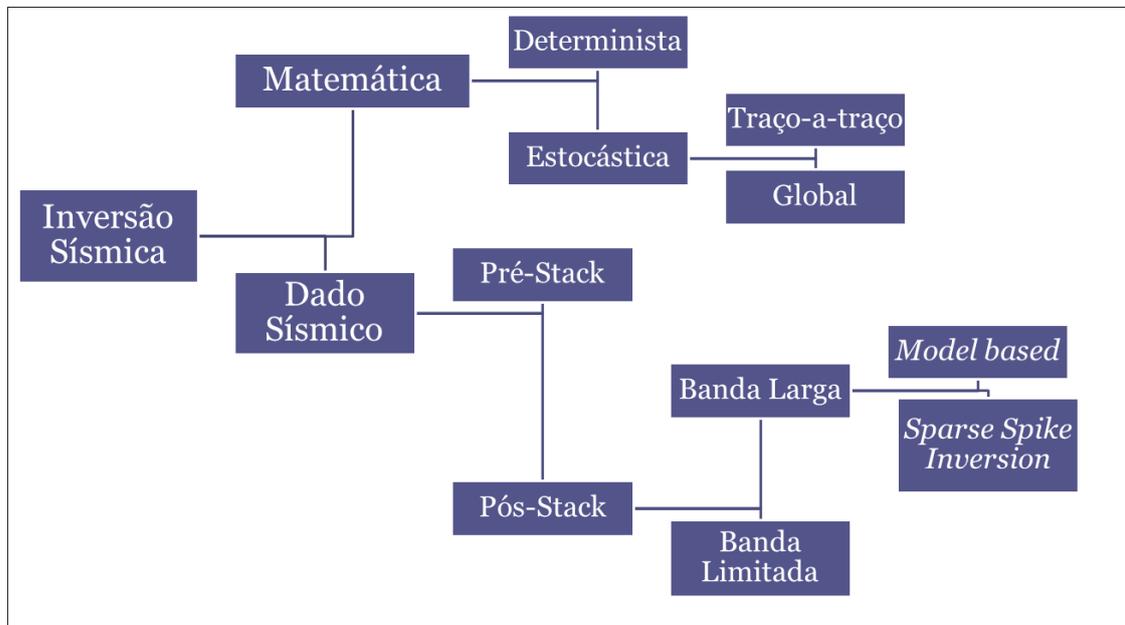


Figura 4: Subdivisão de alguns tipos de inversão sísmica.

Podem-se dividir os principais métodos de inversão de acordo com sua origem matemática em Determinística e Estocástica, e baseada no dado sísmico utilizado: Pré-Empilhamento e Pós-Empilhamento. Ao optar pelos dados pré-empilhados, obtém-se propriedades como impedâncias e densidade. A escolha de dados pós-empilhamento produz apenas uma característica, como a impedância acústica (FILIPPOVA et al., 2011). Pós-empilhamento é um dos métodos mais empregados na inversão sísmica e está subdividido em inversão de banda limitada (ex: inversão recursiva) e inversão de

banda larga, a última ainda se divide em duas outras abordagens: *model based* (ex.) e *sparse spike inversion* (ALVES, 2012).

	Interpretação estratigráfica	Exploração de hidrocarbonetos	Presença de hidrocarbonetos	Construir modelo estático
Inversão Pós-empilhamento para IA	Determinística	Determinística/ Probabilística	Determinística	Probabilística
Inversão Pré-empilhamento para IA	Determinística	Determinística/ Probabilística	Probabilística	Probabilística

Tabela 1: Recomendações para aplicar as inversões determinísticas e probabilísticas* (adaptada de COOKE & CANT, 2010).

*Os autores utilizam este termo para designar os algoritmos de inversão que combinam inversão estocástica com o Teorema de Bayes, visando maior rigor nas estimativas probabilísticas.

5.1 Inversão estocástica

A inversão sísmica é um problema mal posto e de solução não única, o que implica que, existem diferentes soluções aceitáveis para que a convolução da série de refletividades com a *wavelet* combine com a sísmica observada. ALVES (2012) indica que a metodologia estocástica procura todas as possíveis e aceitáveis soluções para a impedância acústica ou os estatísticos, que representem todos os modelos aceitáveis de IA.

Segundo AZEVEDO et al. (2012) , a inversão sísmica estocástica pode ser caracterizada por ser um método de geração de realizações equiprováveis de propriedades petrofísicas (impedância acústica e elástica), recorrendo aos dados dos poços e à informação sísmica entre localizações de poços, com o principal objetivo de quantificar a incerteza dessas propriedades.

De acordo com COOKE & CANT (2010), a inversão estocástica também chamada de geoestatística consiste na tentativa de encontrar todos os modelos aceitáveis de impedância (ou as estatísticas que representem todos os modelos aceitáveis de impedância).

O método geoestatístico se difere dos demais por não haver função objetivo e, portanto, as propriedades das soluções (impedância, porosidade etc) são inferidas

através de uma *probability density function* (PDF) de resultados possíveis (PEDREL, 2001). A PDF é definida em cada ponto do espaço e do tempo. A informação a priori vem de dados de poço e das propriedades estatísticas espaciais, além das distribuições litológicas.

COOKE & CANT (2010) descrevem e explicam as principais componentes deste tipo de inversão. Neste trabalho elas serão apenas citadas:

- 1) Revisar / interpretar dados de poço. Extrair tendências de propriedade (por V_p , V_s e ρ) e seu desvio padrão;
- 2) Buscar a tendência estocástica dos modelos de propriedade a corresponder (através de método direto) aos dados de entrada a serem invertidos;
- 3) Usar o Teorema de Bayes para calcular probabilidades.

As técnicas de Inversão Estocástica podem ser divididas ainda em: inversão traço-a-traço e inversão global, e podem ser utilizados métodos geoestatísticos de simulação sequencial (ex. simulação sequencial *Gaussiana* - SSG) ou a SSD: simulação sequencial direta (ALVES, 2012).

5.2 Inversão determinística

Define-se como inversão sísmica determinística a melhor estimativa possível dos dados que serão invertidos (FRANCIS & HICKS, 2006). Também chamada de inversão sísmica convencional, o principal objetivo desta metodologia é minimizar as diferenças entre a convolução da *wavelet* com a série de refletividades e o traço sísmico observado - função objetivo (ALVES, 2012). Ainda segundo o autor, além da quantificação do erro, podem ser adicionadas à função objetivo outras condições como o modelo geológico inicial. Estas restrições são usadas visando fornecer informações *a priori* do dado que será invertido, a fim de minimizar o problema da solução do modelo de inversão ser considerada não única.

A inversão linear generaliza (GLI - *generalized linear inversion*) é descrita por COOKE & CANT (2010) como o tipo de inversão determinística mais utilizada. O conceito de GLI indicado pelos autores diz que, dado um modelo inicial das propriedades geológicas obtidas através da impedância acústica, este modelo será refinado através da convolução para gerar um modelo sintético que esteja razoavelmente próximo ao dado de sísmica observado.

COOKE & CANT (2010) explicam ainda que usando a GLI, a inversão sísmica terá como solução um modelo único de impedância acústica para cada traço (ou conjunto de traços) a serem invertidos. Este modelo de IA é parametrizado usando blocos de IA em camadas, para cada camada do modelo são definidos dois parâmetros: um relativo a IA da camada e outro que descreva a espessura da mesma. O objetivo deste algoritmo GLI é atualizar estes parâmetros, para que um traço sintético obtido a partir do modelo inicial coincida com o traço de sísmica observado.

O modelo de IA inicial funciona como primeira estimativa e por isso pode conter erros. Para este modelo inicial, são calculados os coeficientes de reflexão, que convolvidos com a *wavelet* gera primeira sísmica sintética. Pela possibilidade de haver erros, o traço sísmico sintético é então subtraído do traço real, gerando uma diferença chamada de erro do traço. Se este erro for considerado aceitável, ele é selecionado, se não, o algoritmo prossegue e gera uma matriz de sensibilidade que investiga cada parâmetro do modelo de IA e o traço sintético (COOKE & CANT, 2010).

Há duas limitações significativas em toda inversão determinística. Primeiramente, o modelo é incorporado no resultado e com isso, artefatos podem ser introduzidos, causando problemas na interpretação. Para compensar esta questão, é indicado que cortes horizontais sejam comparados entre modelo e inversão. A outra limitação dos sistemas determinísticos é que, por eles produzem melhores soluções, elas são incapazes de reproduzir toda a gama de impedância observada no poço (TECHNICAL NOTE *EARTHWORKS*, 2008).

5.3 Inversão Pré-empilhamento e Pós-empilhamento

Diferentes tipos de inversão iniciam com diferentes tipos de traços. Outra maneira de classificar os tipos de inversão é pelo dado sísmico utilizado: se ele for invertido antes do empilhamento é chamado de Pré-Stack, caso seja invertido já empilhado, é denominado Pós-Stack..

O *stacking* produz um único traço com um mínimo de ruído aleatório e com a amplitude do sinal igual à média do sinal nos traços empilhados. O traço empilhado resultante é considerado como sendo a resposta gerada pela reflexão incidência normal no ponto médio comum (CMP).

O empilhamento é uma etapa do processamento, sendo razoável se assegurar que: a velocidade do meio que cobre o refletor varia gradualmente, e a média das

amplitudes dos traços empilhados deve ser equivalente à amplitude que seria registrada em um traço de incidência normal (BARCLAY et al., 2008).

Se essa condição for satisfeita, a inversão pode ser feita com o dado empilhado, ou seja, Pós-Stack. Caso as amplitudes variem com o *offset*, essas condições não são válidas e a inversão deve ser feita Pré-stack.

6 ÁREA DE ESTUDO

Os dados utilizados neste projeto fazem parte do pacote de dados fornecidos para o treinamento do Software JASON. Geograficamente, o Campo de Amberjack está localizado no Cânion do Mississippi no bloco 109, parte central do Golfo do México.

De acordo com a empresa operadora responsável pela perfilagem dos poços utilizados neste trabalho, Stone Energy, o campo foi descoberto em 1986, mas a produção iniciou somente em 1991. A profundidade da água é de 319 metros aproximadamente. Esta empresa também forneceu os dados sísmicos empilhados para gerar o volume sísmico. A figura 5 representa a localização detalhada da área de estudo.



Figura 5: Golfo do México, área de interesse em vermelho (GOOGLE EARTH, 2013), no detalhe mapa batimétrico do Cânion do Mississippi oriundos de dados do NOAA SeaBeam (USGS website, 1998).

6.1 Contexto Geológico Regional

De acordo com WILHELM & EWING (1972), a origem do Golfo do México está relacionado à extensa subsidência regional, de mais de 10 mil pés durante o Cretáceo e seu isolamento surgiu pelo crescimento contínuo de carbonato contemporâneo às plataformas da Flórida e Yucatan. Taxas mínimas de deposição de sedimentos, em comparação com a taxa de crescimento da plataforma, levou ao aprofundamento consistente do golfo, o que, conseqüentemente, foi sustentada por uma seção do Cretáceo.

Ainda segundo os mesmos autores, o Golfo do México foi reduzido às suas atuais dimensões devido a invasão do norte e noroeste de depósitos de massa de sedimentos no Cenozóico, referido como a Costa do Golfo geossinclinal. O último grande volume de sedimentos clásticos foi depositado no cone Mississippi durante o Holoceno inicial. No entanto, os últimos depósitos do Mississippi e de outros rios foram estabelecidas nas plataformas continentais e um mínimo de materiais terrígenos vem atingindo o golfo abissal por correntes de turbidez.

A parte central do Golfo do México é constituída, em especial sua porção norte, pelas morfologias do cânion Mississippi e o sistema Leque do Mississippi (figura 6). Este vale submarino possui largura média de 8 km e 120 km de extensão. Sua origem tem sido atribuída ao canal entrincheirado do rio Mississippi durante episódios de nível do mar baixo e erosão das partes distais por corrente de turbidez ou fluxos de gravidade submarinos (COLEMAN *et. al*, 1982).

Ainda segundo COLEMAN *et. al* (1982), no intervalo do Illinoiano ao final do Pleistoceno (25000 a 27000 A.P.), o rio Mississippi acumulou uma série de depósitos aluviais e deltaicos de aproximadamente 1000 m de espessura. De acordo com amostras datadas com C-14, obtidos junto à base do cânion, este teve aproximadamente 7000 anos para remover 1500 a 2000 km³ de material. É muito provável, portanto, que o cânion foi originado pelo deslizamento massivo em função de um falhamento na quebra da plataforma em uma margem continental instável. Falhas sucessivas criaram instabilidade e gerou uma calha alongada.

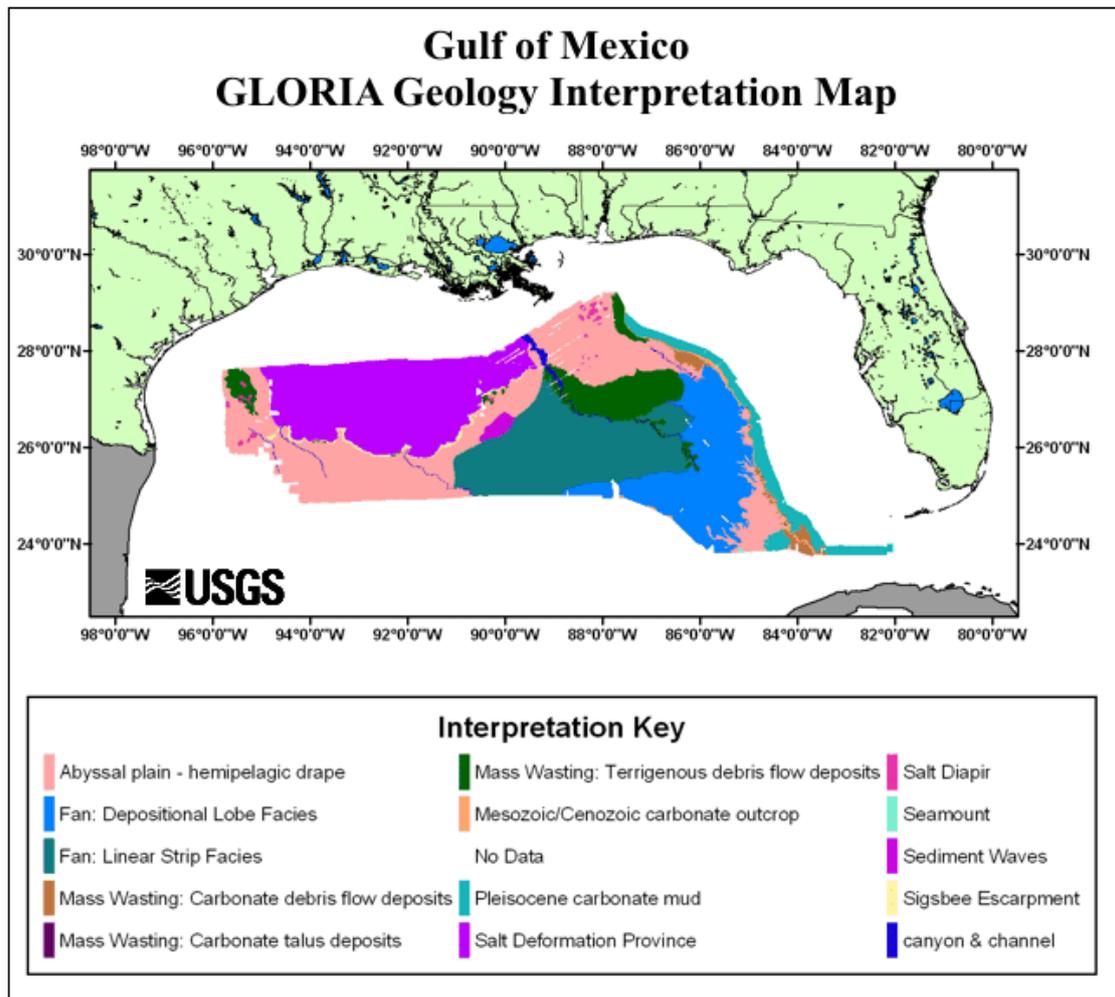


Figura 6: Mapa da interpretação geológica do Golfo do México (USGS *website*, 1998).

O cânion se mostra uma região altamente reflexiva devido à deposição de detritos constante, alimentando tal leque. A maior parte da superfície deste Leque é composto de lobos deposicionais que foram abastecidos por um canal sinuoso (USGS *website*, 1998).

O local de estudo é discutido em detalhe por MAYALL et. al. (1992) e por LATIMER & RIEL (1996). A descrição a seguir resume os recursos da área de estudo, descrito nos dois artigos e que servem de embasamento para a área analisada neste trabalho.

A área de estudo é composta por dois sistemas de deltas de borda de plataforma empilhados verticalmente. O delta superior consiste de uma série de clinofórmes progradantes, com cerca de 122 m espessura. O menor delta, também de 122 m de espessura, contém seqüências semelhantes. Os dois deltas são separados por uma secção

de 152 m que é dominada por lamas. Os hidrocarbonetos estão presos dentro de cinco zonas. Existem duas principais zonas do reservatório (azul e verde) e três mais finas no reservatório secundário (rosa, laranja e vermelho).

7 METODOLOGIA

O processo de inversão sísmica visa recuperar o perfil de impedâncias através da integração entre dados sísmicos, de poços e qualquer tipo informação geológica de subsuperfície disponíveis sobre a área analisada. É importante destacar que a inversão sísmica pode não reproduzir com perfeição o modelo de subsuperfície, uma vez que esse modelo possui heterogeneidades não imageadas devido à resolução vertical limitada do dado sísmico, à 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 (SANCEVERO et al, 2006).

Para agregar todos esses dados, podem-se empregar diferentes algoritmos de inversão. Ainda de acordo com SANCEVERO et. al (2006), independente do tipo de inversão empregada, quatro etapas podem ser destacadas: a criação de um modelo de subsuperfície, a estimativa da *wavelet*, a inversão, e união do resultado da inversão e a baixa frequência presente no modelo de subsuperfície.

7.1 Fluxo de Trabalho do InverTrace-Plus

A inversão da impedância acústica através do JASON, pela ferramenta InverTrace-Plus, transforma um dado de reflexão sísmica empilhado em um dado de impedância acústica da camada. O fluxograma utilizado neste estudo está demonstrado na figura abaixo:

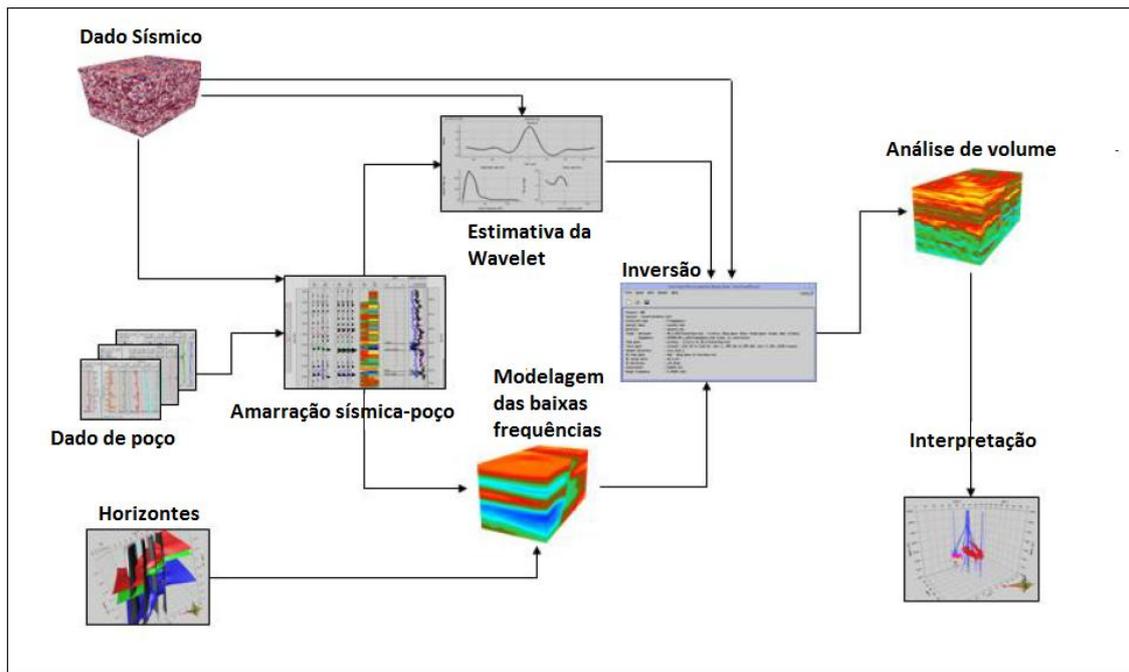


Figura 7: Fluxograma proposto para o InverTrace-Plus (adaptado do MANUAL DO JASON, 2012).

O InverTrace-Plus integra sísmica, poços e horizontes a partir de um modelo de impedância consistente, realizando previsões quantitativas das possíveis propriedades do reservatório. Para esta ferramenta sugere-se o seguinte fluxo:

1) Carregamento de dados e controle de qualidade:

Nesta primeira etapa os dados são carregados. O JASON permite a importação de diversos tipos de dados. Para este projeto, são importados e inspecionados arquivos de *wavelet*, dados LAS de poço, dados SEG-Y de sísmica e os arquivos ASCII de horizontes interpretados. Na figura 8, encontra-se os dados de poços que foram utilizados no presente estudo.

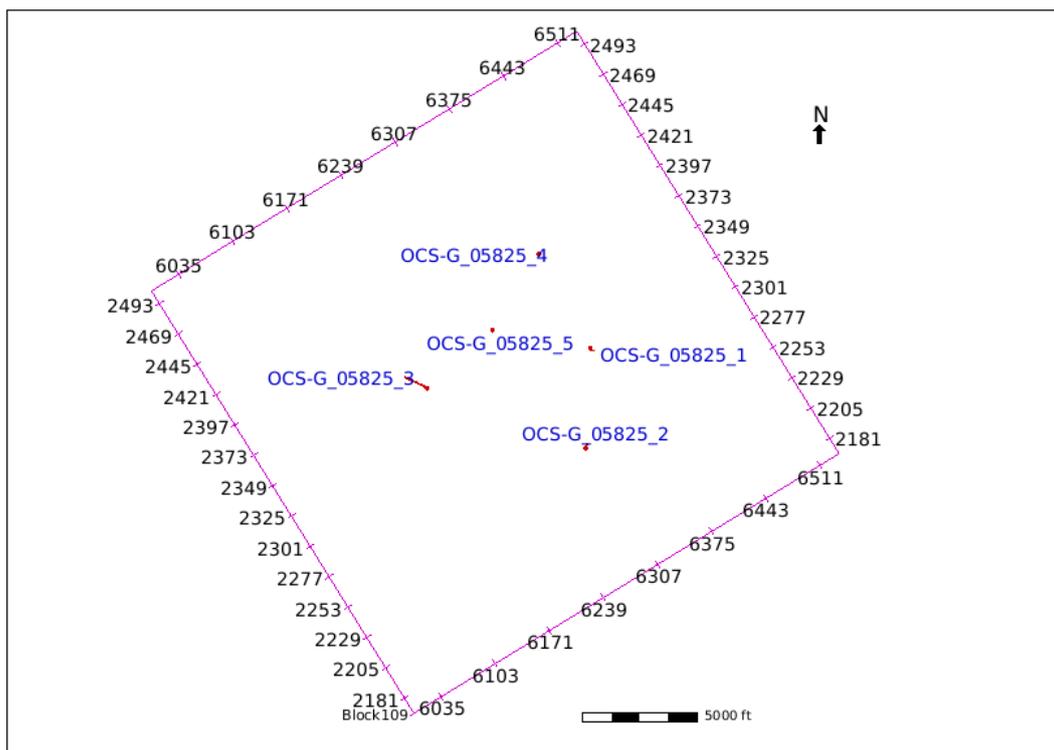


Figura 8: Representação do posicionamento dos poços utilizados neste estudo.

2) Viabilidade do projeto:

Nesta etapa os dados são avaliados para determinar se os objetivos propostos podem ser alcançados com os dados disponíveis. No estudo de viabilidade, os dados de poços são analisados para determinar se a faixa de frequência é a necessária e se a inversão da impedância acústica é o melhor método.

É avaliado primeiramente, se com um parâmetro de inversão (impedância acústica ou impedância elástica) o reservatório pode ser resolvido ou se há necessidade de um parâmetro duplo para esta caracterização, ou seja, se há necessidade de realizar a inversão simultânea. Através de cross-plot dos parâmetros elásticos do poço com propriedades petrofísicas ilustrado na figura 9, é possível analisar se a impedância acústica pode ser empregada visando discriminar as zonas de interesse do reservatório.

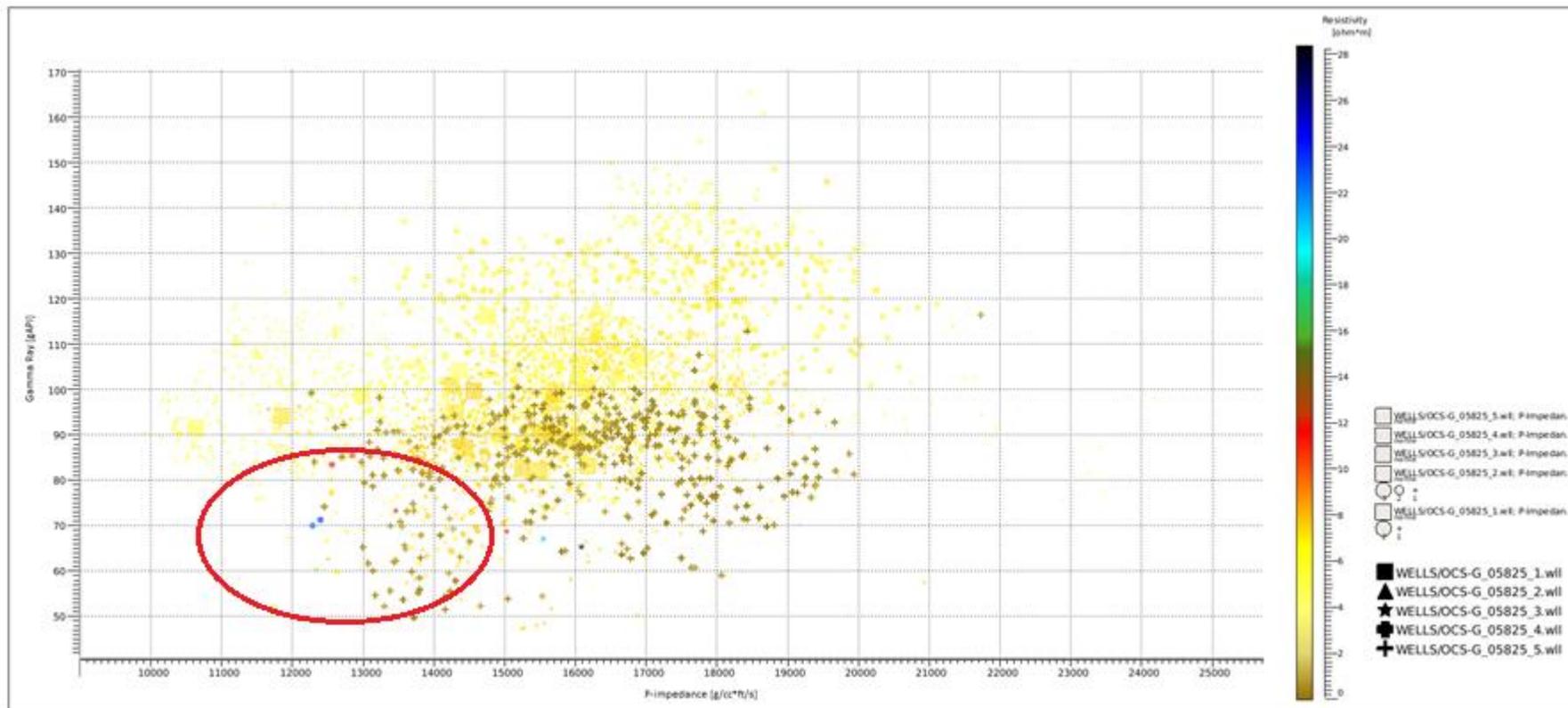


Figura 9: Cross-plot entre impedância acústica (eixo X) e raio gama (eixo Y), e colorido pela resistividade de todos os poços.

No crossplot da figura 7 é possível observar que os pontos de dados com valores de raios gama baixa e alta resistividade estão agrupados e representam os menores valores de impedância dos dados de registro de poços.

Posteriormente, é feita uma avaliação nos dados de sísmicos, visando analisar se os dados e o conteúdo de frequência são adequados. Parte da análise de viabilidade é verificar a qualidade dos dados: sísmica, a qualidade de interpretação horizonte, localização de poços. A partir de uma resposta positiva, considerou a inversão com InverTrace-Plus.

3) *Amarração sísmica-poço e estimativa da wavelet*

Conforme explicado nos capítulos anteriores, uma etapa considerada chave para o processo de inversão é a estimativa da *wavelet*. Segundo SANCEVERO et al. (2006), esta etapa a ser utilizada no processo de inversão é realizada através do procedimento de amarração entre o dado sísmico e o dado de poço. A estimativa da *wavelet* consiste em, a partir do dado sísmico, gerar 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.

Inicialmente, para gerar um sismograma sintético e conseqüentemente amarrar os dados e estimar a *wavelet*, é necessário ter a curva de tempo no registro de poço. Para estabilizar tal curva é necessário criar uma relação tempo-profundidade (TDR *time-depth relationship*). O JASON oferece algumas opções para criar a TDR, para este estudo foi utilizado o checkshot e Sonico.

O Checkshot corresponde a uma tabela de pontos de tempo e profundidade. Há uma interpolação entre esses pontos o que gera uma relação tempo-profundidade. Foi aplicado Checkshot nos poços 4 e 5. Os perfis sônicos por sua vez, foram aplicados nos poços 1, 2 e 3, e integrados ao datum geram uma TDR. Para fazer o controle de qualidade desta relação, é necessário analisar algumas curvas que são geradas no painel do Software, entre elas destaca-se a *Slowness Drift relative* (Deriva de vagarosidade relativa). Ela corresponde a razão entre a curva de TD (preto) e a curva do sônico (rosa) e idealmente deve estar centrada em torno de 1 como pode ser observado na figura 10.

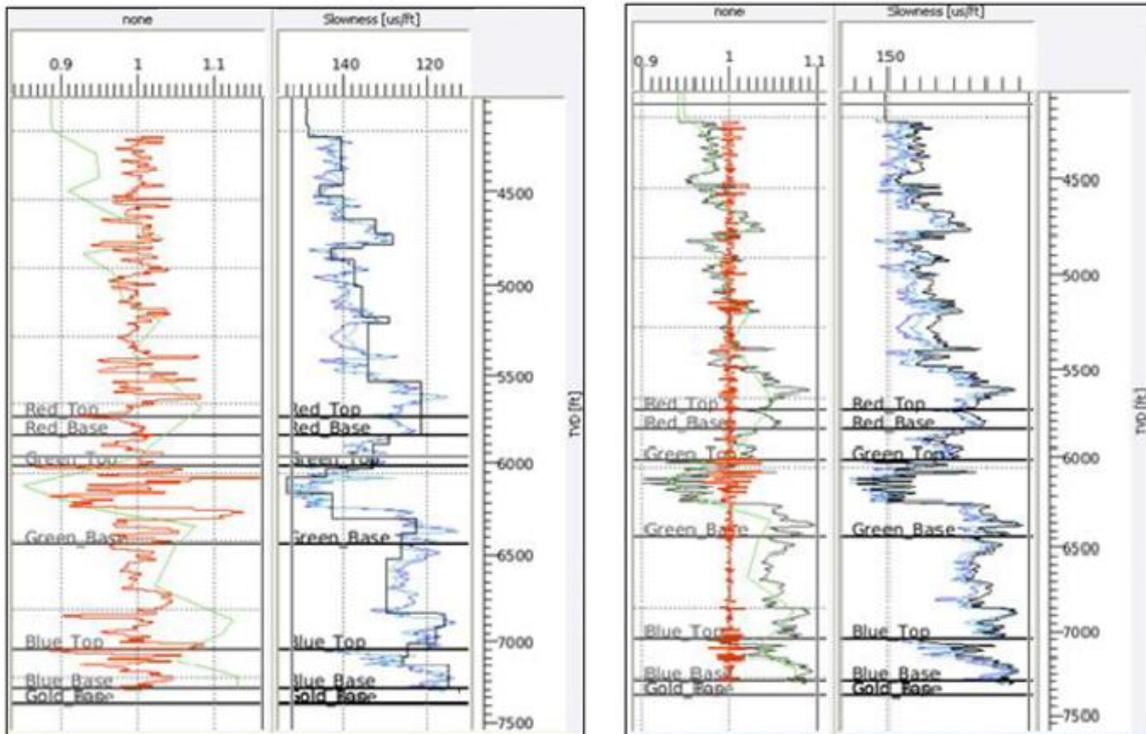


Figura 10: Perfis de poços com aplicação do *checkshot* à direita, e do sônico à esquerda (MANUAL DO JASON, 2012).

É sugerido pelo Software JASON que o fluxo de trabalho para a amarração dos dados sísmicos aos de poço, inicie pela criação do pulso sísmico sintético (Ricker) para uma amarração inicial, estimar a amplitude e a fase da *wavelet* gerada, posteriormente refinar a amarração do poço com uma *wavelet* mais recente extrair o pulso sísmico final quando a amarração também for satisfatória.

I) Criação da wavelet sintética para amarração inicial

Para a estimativa da wavelet, é gerada inicialmente uma wavelet sintética. Desta forma, foi utilizada a wavelet tipo Ricker (figura 11), caracterizada por ser uma wavelet de fase zero, com um pico central e dois lóbulos laterais menores. Sua fórmula matemática é representada na equação 6.

$$Ricker(t) = (1 - 2\pi^2 - f^2t^2)\exp(-\pi^2f^2t^2) \quad (6)$$

Onde:

t = tempo (segundos);

f = frequência central (Hz);

Neste estudo, foi escolhida a frequência central de 28 Hz, o comprimento da wavelet de 128 ms e intervalo de amostragem de 4 ms.

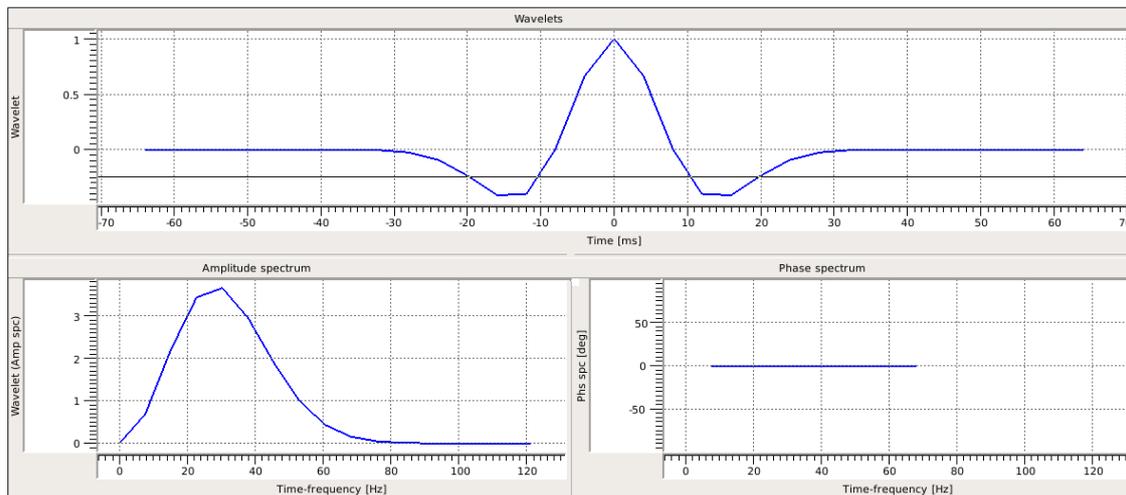


Figura 11: *Wavelet* tipo Ricker e os espectros de amplitude e fase.

II) Estimar amplitude e fase da wavelet

A amplitude e fase da *wavelet* podem ser obtidas minimizando a diferença entre o traço sísmico do poço e do sintético. A *wavelet* é estimada encontrando o operador ou modelando um filtro que, convolvido com a refletividade do poço, se aproxima do traço sísmico.

III) Refinar a amarração do poço

Nesta etapa podem-se refinar os parâmetros utilizados ou usar diferentes parâmetros.

IV) Extração da wavelet final

No final deste processo, os resultados são os perfis de poço em tempo e uma *wavelet* para a inversão. É considerada uma boa *wavelet* aquela que a energia envolvida está centrada próxima à zero, sem *notches* no plot de frequência vs. amplitude e com a fase consistente com o espectro de frequência sísmica. Neste projeto, a *wavelet* escolhida é demonstrada na figura 12, assim como os espectros de fase e frequência.

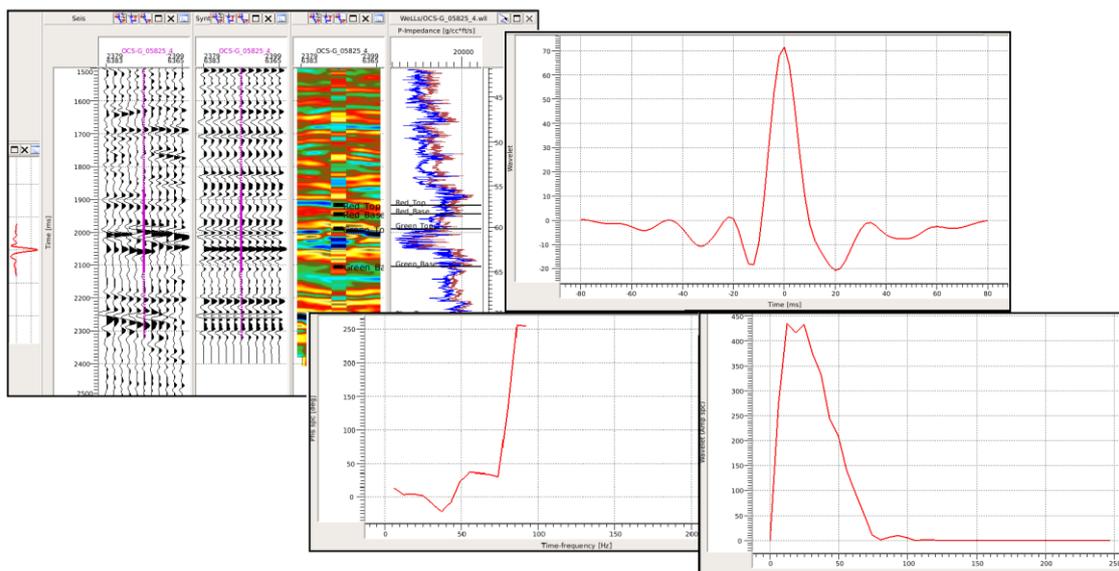


Figura 12: Amarração e *wavelet* satisfatórias.

4) *Interpretação de horizontes e Modelagem estratigráfica – As baixas frequências:*

A tarefa aparentemente simples de encontrar uma série de coeficiente de reflexão que quando convolvida com a *wavelet* coincida com os dados sísmicos de entrada, é dificultada quando se tem que os dados sísmicos de entrada são de banda limitada, o que implica que a solução não é única.

Visando eliminar soluções matemáticas invalidadas devido à falta de compatibilidade geológica ou sem significado geofísico, e resolver o problema de estimar as baixas frequências ausentes no dado sísmico, é criado um modelo geológico (PEDREL & RIEL, 1997).

Segundo LATIMER & RIEL (1996), inicialmente deve ser feita uma interpretação sísmica, visando apenas demarcar as principais zonas de interesse. Posteriormente, defini-se um modelo da estrutura da região baseado nos dados de poços e na interpretação inicial. Os horizontes interpretados fornecem a informação estrutural necessária para a definição do arcabouço do reservatório na escala sísmica.

A partir da estrutura definida, o modelo é então preenchido com as informações geofísicas presentes nos perfis de poços. 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. 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 (SANCEVERO et al, 2006).

De acordo com MANUAL do JASON (2012), ao contrário dos modelos de engenharia, onde cada falha que possa ser uma barreira de fluxo deve ser incluída, para o algoritmo para CSSI do InverTrace-Plus é recomendado manter o modelo o mais simples possível. Isso porque a CSSI não é uma inversão baseada no modelo e as falhas não terão impacto sobre as baixas frequências. O modelo utilizado neste trabalho foi extraído do pacote de dados fornecidos pelo JASON.

5) *Inversão: Parametrização da Inversão Sísmica*

Algoritmo CSSI

O método utilizado para a obtenção da impedância acústica neste trabalho é chamado de *Constrained Sparse Spike Inversion* ou CSSI. Através deste algoritmo é possível calcular a série de coeficientes de refletividade que se aproxima do dado sísmico original usando para isso um número mínimo de pulsos (DEBEYE & RIEL, 1990). Devido a solução do problema inverso não ser única, ou seja, existem muitas séries de coeficientes de reflexão que quando convolvidas com a *wavelet* sísmica reproduzem o dado sísmico de entrada em uma determinada precisão, 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 restrições, conforme já comentado, 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 SANCEVERO et al (2006).

Tanto o cálculo dos coeficientes de reflexão como a aplicação das restrições é realizado num processo iterativo onde se minimiza uma função objetivo (figura 13) 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 DEBEYE & RIEL (1990), como:

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

Onde:

F = função objetivo que se deseja minimizar;

L_1, L_2 e L_3 = operadores de deconvolução;

L_1 = norma do erro da refletividade (expressa como a soma dos valores absolutos dos coeficientes de reflexão);

L_2 = erro associado ao dado sísmico (expresso como a diferença entre o dado sísmico original (s) e o dado sísmico sintético (d));

L_3 = erro na amarração com a tendência observada nos dados de poços;

λ = determinado peso para a relação entre o dado sísmico e o dado sintético.

α = determinado peso atribuído à energia da refletividade invertida;

ΔZ_{Tend} = diferença entre a tendência de baixa frequência do traço de impedância invertido e a baixa frequência do modelo *a priori*.

O termo λ 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.

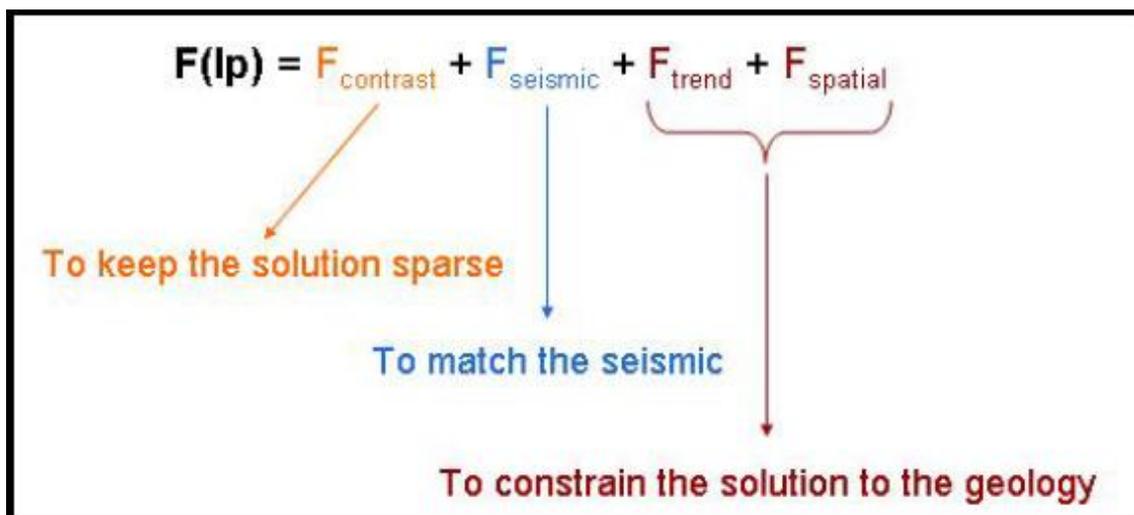


Figura 13: Função objetivo no InverTrace-Plus (MANUAL DO JASON, 2012).

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.

De acordo com SANCEVERO et al (2006), apesar dessas restrições na inversão CSSI garantirem a existência das baixas frequências, na inversão não é esperado 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.

É possível definir uma integração das frequências, abaixo da qual, a informação contida no resultado final da inversão é fornecida pelo modelo de baixa frequência, uma vez que 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.

6) *Controle de qualidade parâmetros da inversão:*

Além das restrições estabelecidas, é necessária a definição do parâmetro λ . Conforme descrito anteriormente, a determinação deste parâmetro influencia fortemente o resultado da inversão. A escolha do parâmetro λ é feita baseada no controle de qualidade que irá calcular as relações de interesse entre o dado sísmico e os dados de

poços, as relações entre as tendências e a razão sinal-ruído (SANCEVERO et al., 2006). Para determinar tal valor, são analisados o conjunto de gráficos da figura 14:

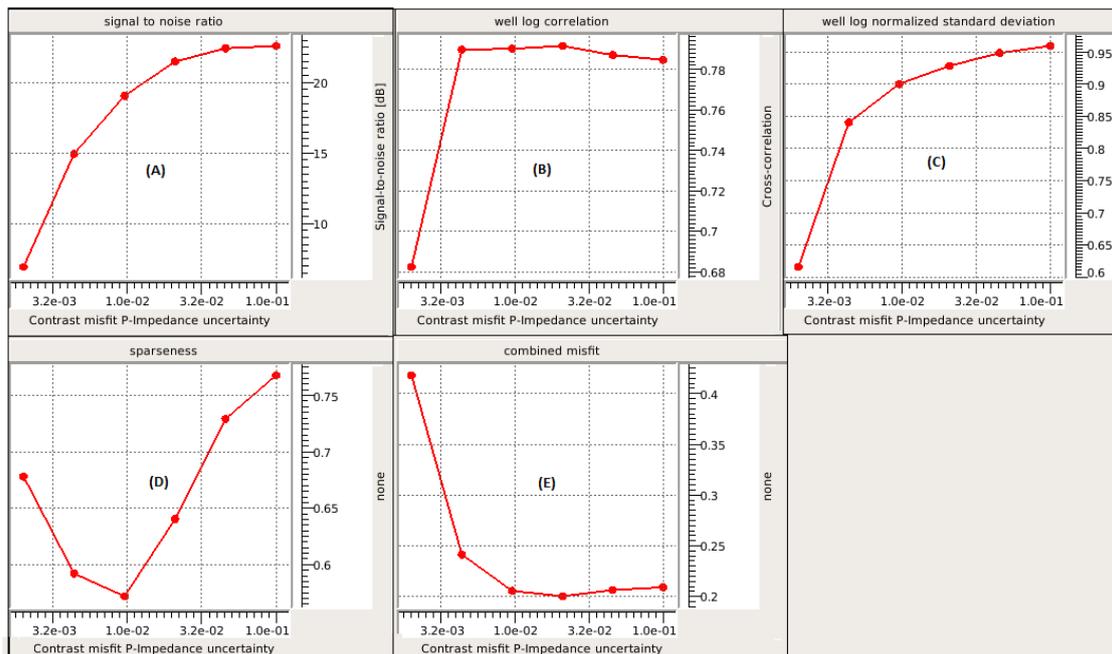


Figura 14: Controle de qualidade para definição dos parâmetros da inversão.

Os parâmetros representam:

- A) Relação sinal ruído: A curva representa a razão sinal-ruído invertida, derivada do dado sintético e do dado residual.
- B) Correlação dos dados de poço: A curva representa a correlação entre os dados de poço, invertidos para impedancia acustica e com impedancia acústica com filtro de corta-alta. Devem estar proximos a um.
- C) Desvio Padrão normalizado do poço: tal curva indica o desvio padrão normalizado da impedancia acustica pelo desvio padrão dos dados de poço originais. Deve estar proximo a um.
- D) “Esparsidade”: Mede a soma dos contrastes de impedância acústica. Quanto menor melhor.
- E) Desajuste combinado: Mede a performace geral, baseia-se nos desajustes combinados e deve tender a zero.

É importante destacar que os três primeiros parâmetros (A, B e C) são os mais importantes, mesmo que a melhora destes indiquem depreciação dos demais gráficos. Dessa forma, o valor deve ser escolhido visando um alto valor da razão sinal ruído, e a correlação dos poços e o desvio padrão normalizado dos poços estejam próximo de 1. Assim, $\lambda=12$. Com a definição de todos esses parâmetros, é possível executar a inversão CSSI.

8 Resultados

Após da definição dos parâmetros de inversão, o InverTrace-Plus através do algoritmo da CSSI gera como resultado : o perfil de impedância acústica, a impedância somada à tendência, a impedância acústica com o filtro passa-banda (6-50 Hz) e o perfil de resíduos entre dado sísmico e do sintético. Os perfis gerados nas figuras 16, 17, 18 e 19 foram plotados de modo a englobar a maioria de poços possíveis. Desta forma, em tais figuras os poços 2, 3, 4 e 5 estão presentes, posicionados de acordo com a figura abaixo:

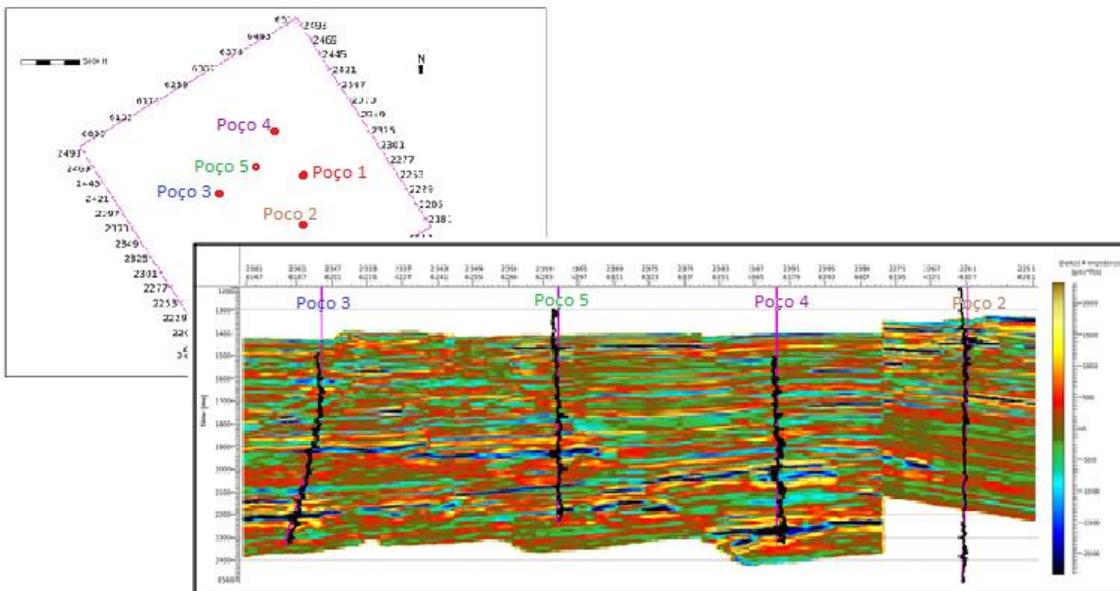


Figura 15: Visualização da locação dos poços nos resultados gerados.

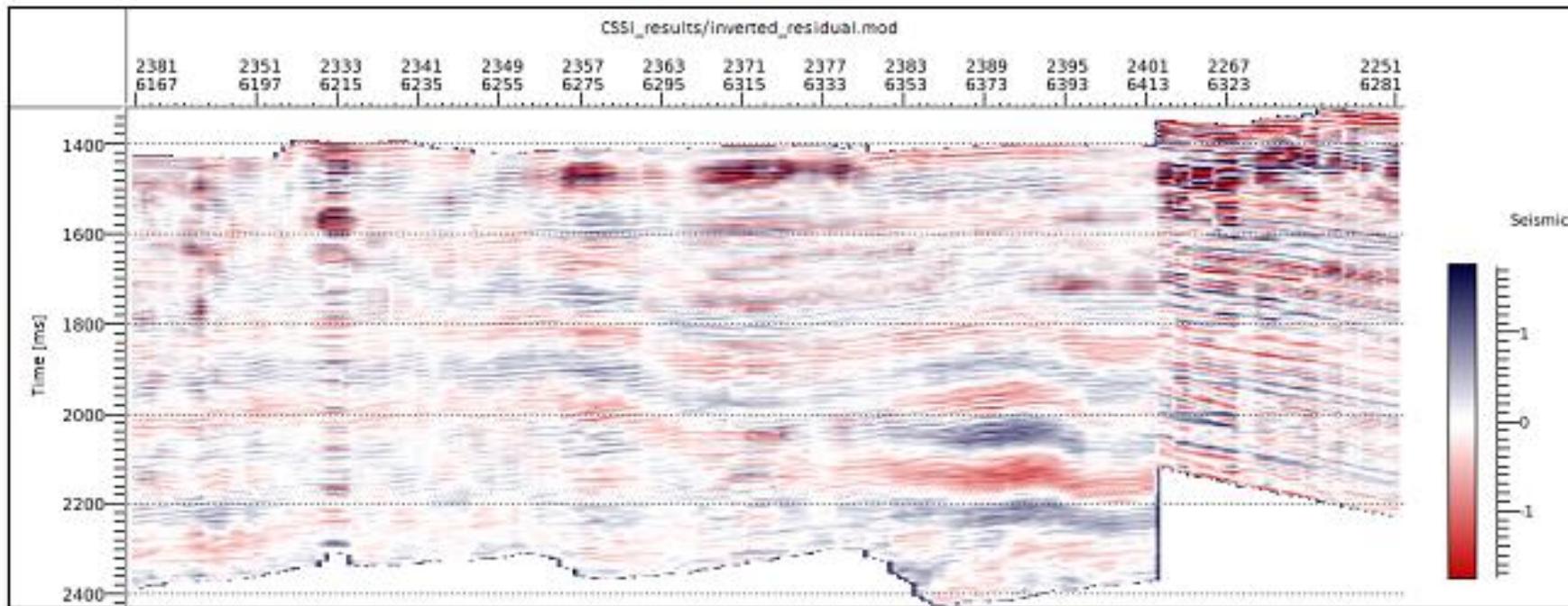


Figura 16: Perfil residual entre o dado sísmico e o sintético.

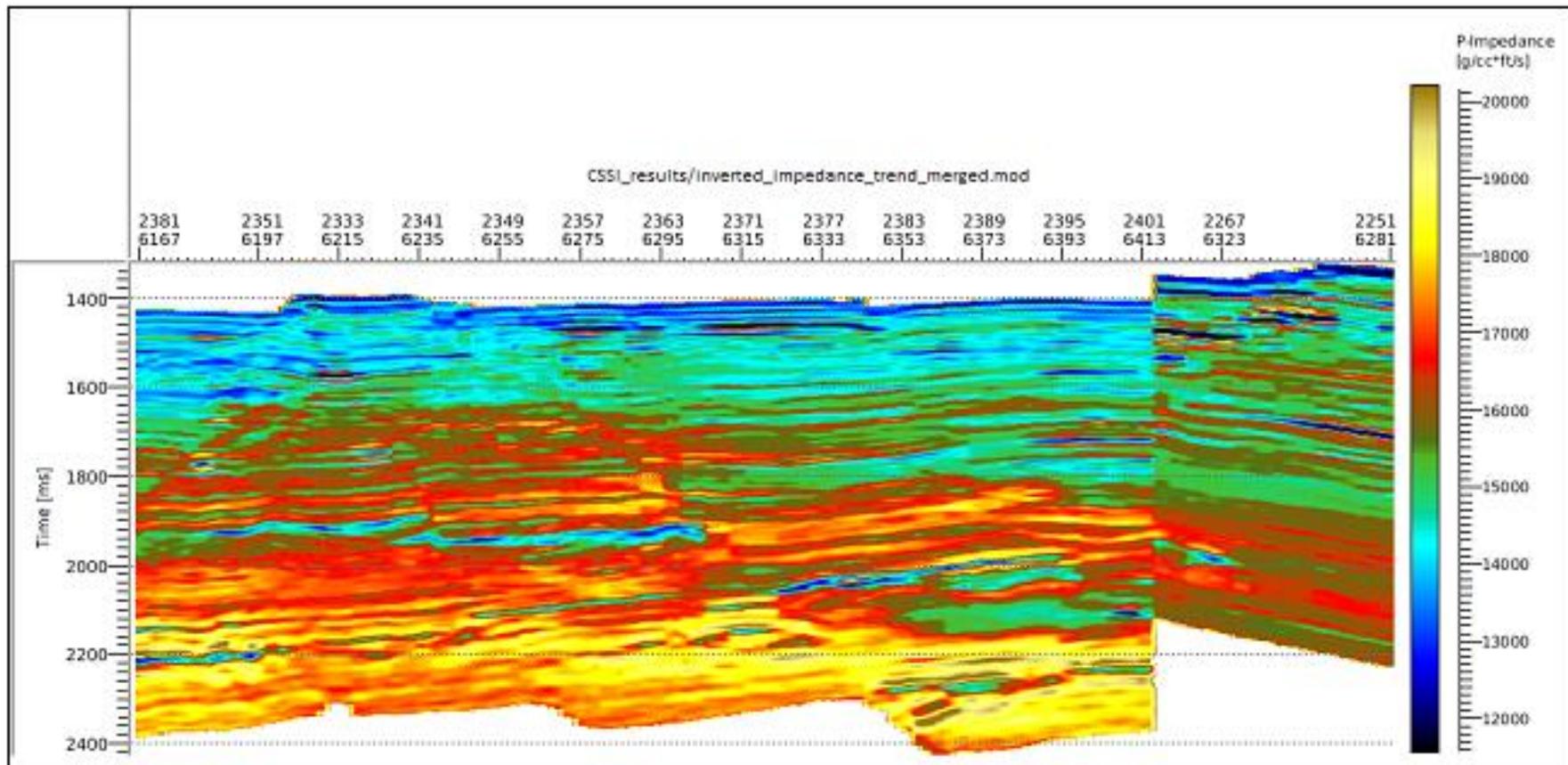


Figura 17: Perfil de impedância somada à tendência.

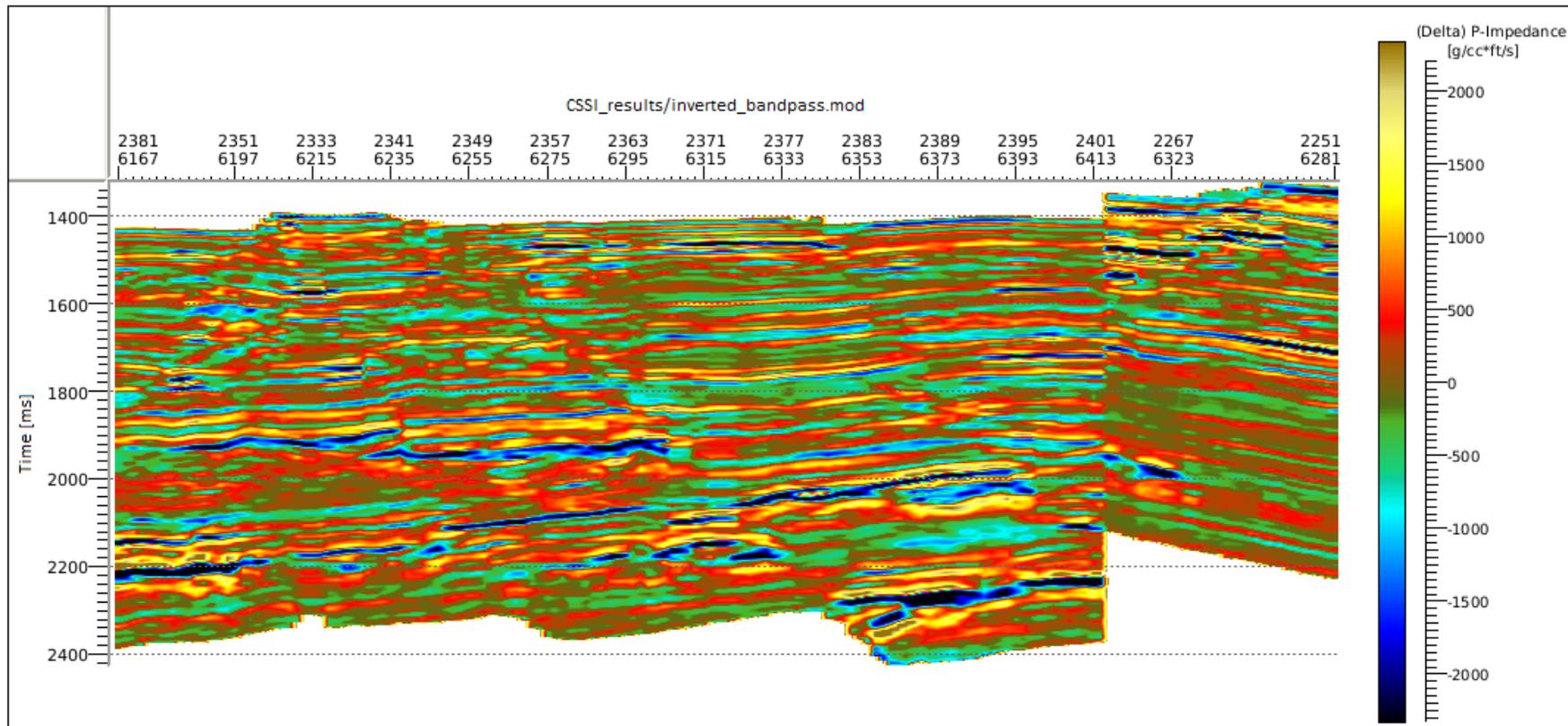


Figura 18: Perfil de impedância com filtro passa-banda.

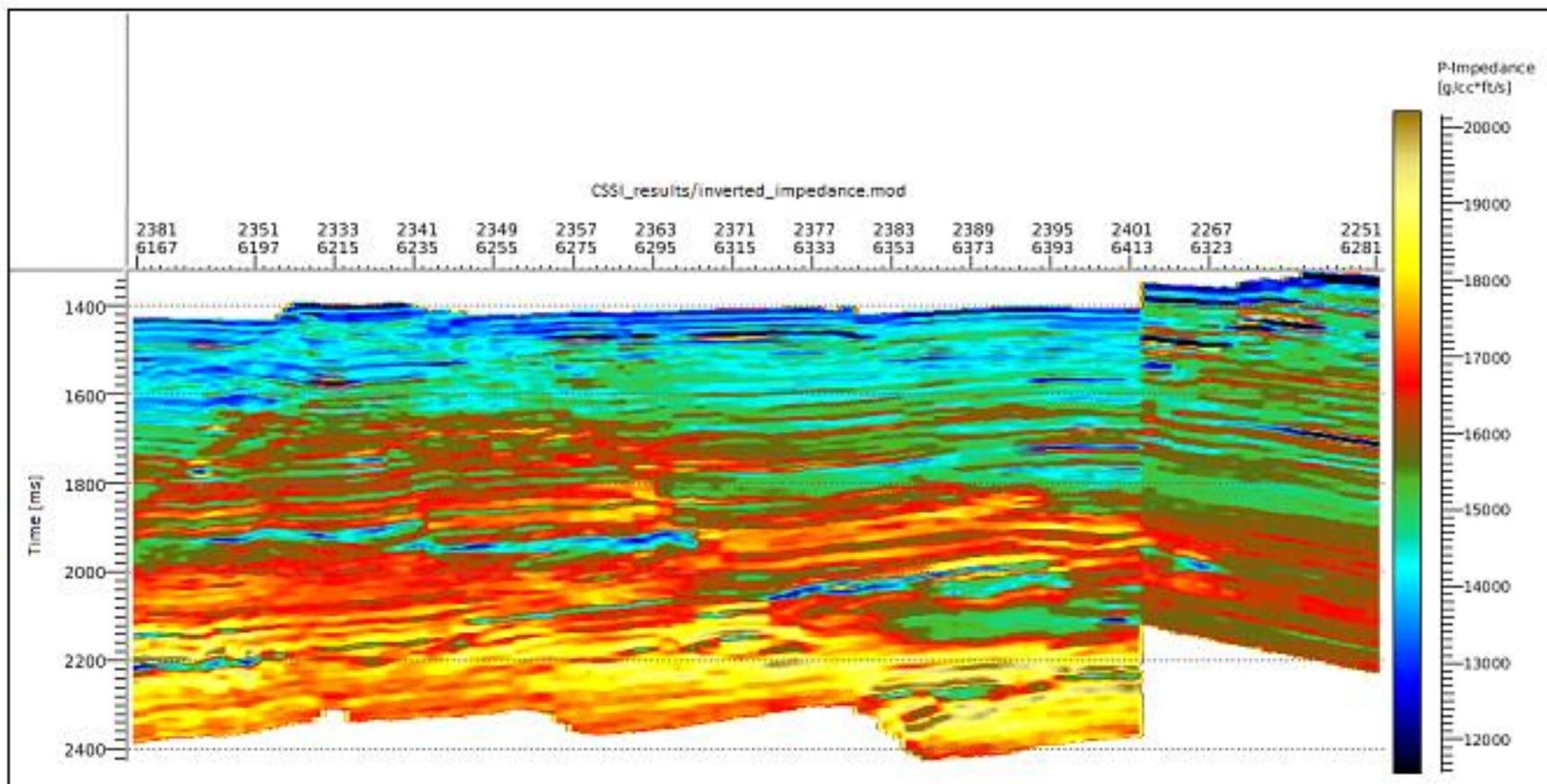


Figura 19: Perfil de impedância final.

8.1 Análise dos resultados

Conforme referenciado anteriormente, a utilização do dado sísmico em amplitude visando interpretar e correlacionar às propriedades da rocha é cada vez menos freqüente. Isso ocorre pela dificuldade de relacionar o dado sísmico às propriedades do reservatório e ao problema da resolução sísmica vertical, insuficientes para modelar detalhadamente o que se deseja.

Desta forma, visando atribuir um caráter geológico e buscando resolver o problema da resolução subsísmica das seções em amplitude, as técnicas de inversão sísmica têm evoluído e a inversão CSSI se mostra bastante eficiente. Tal algoritmo busca, através das informações sísmicas, de poços e do modelo de tendência impor restrições aos parâmetros, o que agrega maior acurácia e confiabilidade aos resultados gerados.

Para verificar tais resultados, pode-se fazer como primeira avaliação da qualidade da inversão, a correlação entre o dado sísmico e o sintético. Para isso observa-se a figura 20, onde o horizonte ilustrado (à esquerda) contém a correlação entre o dado sísmico e o sintético gerado pelo resultado da inversão. Baixa correlação de valores implica em altos resíduos. A relação sinal ruído (à direita) mostra a mesma informação em dB.

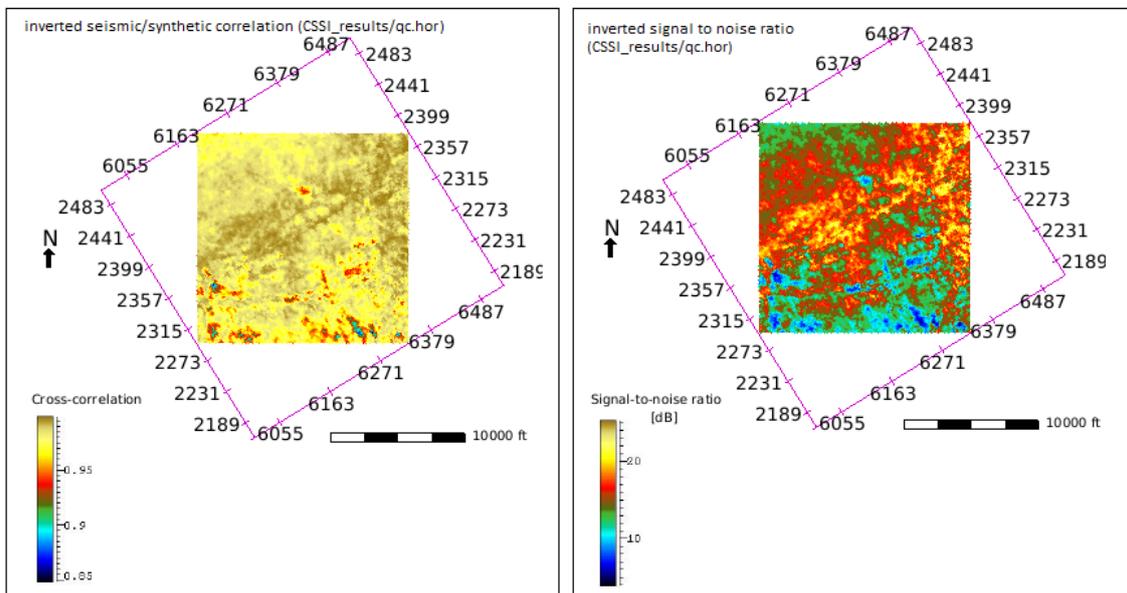


Figura 20: Mapa de correlação sísmica-sintética invertida (esquerda) e razão sinal-ruído invertida (direita).

Em geral, áreas com resíduos de grande amplitude podem indicar regiões onde, localmente a *wavelet* estimada não modela completamente o dado sísmico.

Outra possível avaliação da qualidade dos dados consiste na comparação direta entre os resultados de impedância acústica final (fig. 19) e o somado à tendência (fig. 17). Além das figuras já citadas, visando observar os demais perfis que podem ser gerados, a comparação entre tais resultados se dará pelo perfil NE-SW (figura 21). Tais resultados devem ser muito similares.

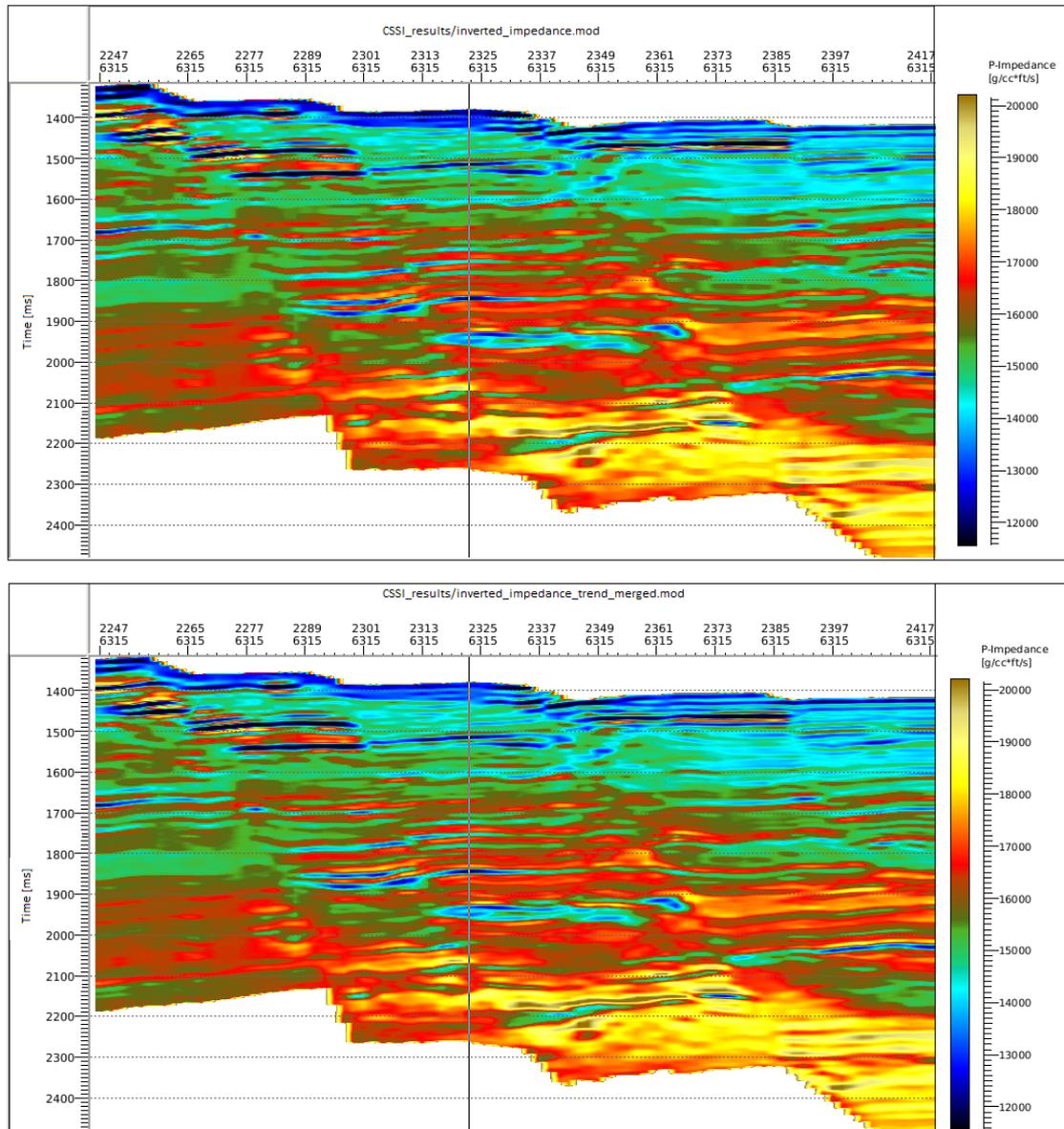


Figura 21: Comparação entre perfis de impedância e de impedância somada à tendência.

Analisando a figura 21, assim como a comparação entre as figuras 17 e 19, é possível perceber que os perfis indicados apresentam grande semelhança. Caso não apresentassem tal similaridade, poderia ser inferido que há problemas na tendência e na parametrização a inversão.

Os resultados da inversão são determinados por dois componentes: a componente da banda limitada – derivados dos dados sísmicos e só existem no espectro de frequências do dado sísmico; e

a componente de baixa frequência – originada do modelo de tendência e é acrescentado para substituir as informações instáveis de baixa frequência que é derivado diretamente dos dados sísmicos.

Desta forma, outro controle de qualidade que deve ser feito, é verificar qual o impacto da componente de baixa frequência na inversão. Para isto, compara-se o resultado da inversão a esta componente. Para obter a componente de baixa frequência, basta filtrar o modelo de tendência da inversão com o mesmo corte de frequência usado na inversão. Nesta comparação (fig. 22) é possível notar que os valores de alta impedância também estão presentes na componente de baixa frequência. Com isso, pode-se concluir que estes valores de impedância são oriundos dos poços.

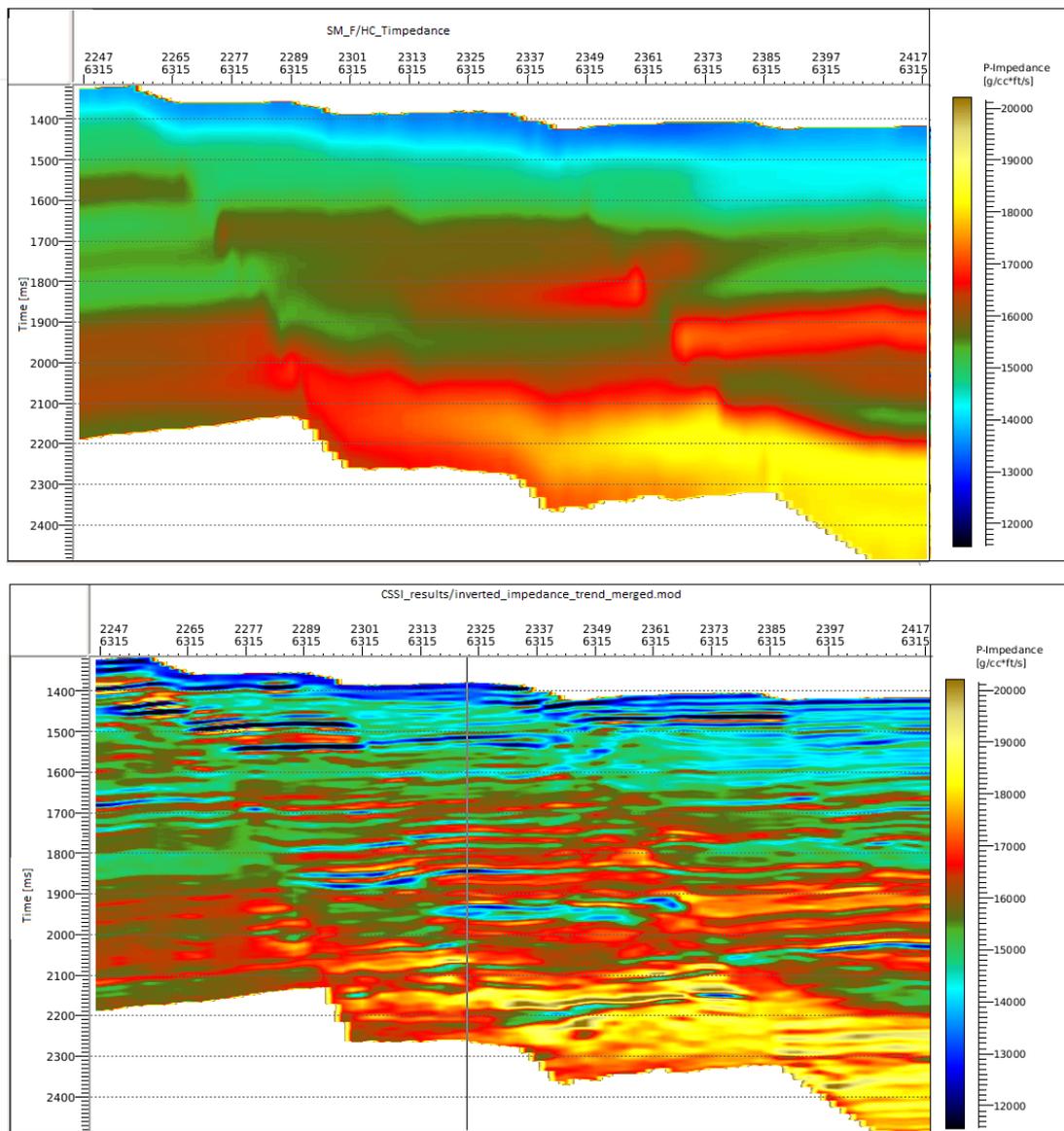


Figura 22: Comparação da componente de baixa frequência com o resultado da impedância com direção NE-SW.

Outra possível análise diz respeito à comparação dos perfis de impedância final (fig. 19) ao de impedância com banda limitada (fig. 18). Segundo LATIMER et al. (2000), por este último ter sido filtrado, ele se apresenta limitado estratigráfica ou estruturalmente, mas pode ser usado para checar anomalias. Um exemplo seria se uma anomalia de baixa IA fosse detectado no perfil de impedância e não fosse aparente no de banda limitada. Tal artefato poderia ter sido gerado por um modelo de baixas frequências inadequado.

8.2 Comparação do método CSSI

Devido a todas as vantagens e facilidades, o método de inversão sísmica, em especial o algoritmo CSSI, é largamente empregado principalmente no que diz respeito a dados reais de áreas de exploração. Diversos autores compararam e confirmaram a eficiência deste algoritmo em relação a outros.

Como exemplo pode-se citar SANCEVERO et al (2006), cujo trabalho ilustrou a importância da impedância acústica para caracterização de reservatórios e ainda comparou os resultados obtidos pelos métodos da inversão recursiva e da inversão *sparse spike*, ambos aplicados a um modelo sintético de referência em forma de cunha. Nas suas conclusões, o autor destacou que a inversão recursiva foi capaz de caracterizar o modelo, mas somente nas regiões de maior espessura, devido ao fato deste método não integrar diretamente informações de poços, não gerando ganho nas altas frequências. Outro problema atrelado a este método é não haver restrições baseado na geologia. Sua vantagem está relacionada somente ao baixo tempo computacional.

Já com relação ao método da CSSI, o autor destacou os resultados superiores na identificação do modelo geométrico e na reprodução das propriedades petrofísicas, no caso impedância acústica, deste algoritmo. Tais resultados positivos compensam inclusive o maior tempo computacional gasto.

Outra utilização do algoritmo CSSI foi feita por WANG & LU (2011), onde os autores comprovaram mais uma vez a eficiência do método, especialmente no que diz respeito a dados reais em áreas de exploração. Problemas relacionados à precisão da litologia e da distribuição dos padrões do reservatório em locais com poucos poços, se mostraram melhor resolvido com a CSSI do que utilizando outras técnicas.

9 CONCLUSÃO

Apesar do método de Inversão *Constrained Sparse Spike* demandar maior tempo computacional do que outras técnicas comparadas por diversos autores, as restrições e a parametrização da inversão fazem com que esta metodologia agregue caráter geológico aos resultados. Além disso, a melhora na resolução sísmica propicia interpretações mais precisas.

Desta maneira, infere-se que o fluxograma proposto para o InverTrace-Plus, ferramenta do JASON utilizada para este trabalho, se mostrou apropriada para os dados do Campo de Amberjack, assim como a escolha dos parâmetros. Os resultados obtidos neste trabalho comprovam a eficiência e a empregabilidade da inversão sísmica para impedância acústica, principalmente no que diz respeito às vantagens e benefícios do algoritmo CSSI para caracterização de reservatórios.

9.1 Trabalhos futuros

Uma sugestão para trabalhos futuros seria analisar o impacto nos resultados provocados por alterações na parametrização da inversão. Em geral, os parâmetros deste trabalho foram escolhidos com base no Manual de Treinamento fornecido pelo JASON e, portanto os resultados gerados estão muito próximos ao que é esperado do Software.

Além disso, dando continuidade à metodologia empregada, poderiam ser feita a estabilização da relação entre os resultados da inversão e as propriedades do reservatório, visando estimar a porosidade e gerar modelos 3D.

10 REFERÊNCIAS

- ACQUAVIVA, L. A. 2011. *Inversão sísmica para impedância acústica na caracterização de reservatórios: impacto da extração da wavelet e do aumento da banda de frequências*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, São Paulo.
- ALVES, F. 2012. *Inversão Estocástica de Sísmica 3D Post-Stack e Dados de Poço para a Caracterização de Reservatórios e Modelação de Propriedades*. Dissertação de Mestrado, UNL, Lisboa.
- AZEVEDO, L., NUNES, R. F., ALMEIDA, J. A., PINHEIRO, L. M., CAEIRO, M. H., CORREIA, P. J. & SOARES, A. 2012. *Seismic Attributes for Constraining Geostatistical Seismic Inversion*. Ninth International Geostatistics Congress. Oslo, Norway.
- BARCLAY, F., BRUNN, A., RASMUSSEN, K., ALFARO, J., COOKE, A., COOKE, D., SALTER, D., GODFREY, R., LOWDEN, D., McHUGO, S., 2008. *Seismic Inversion: Reading Between the Lines*. Oil Review, Spring 2008.
- BIONDI M.G. Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study [Periódico]. - [s.l.] : The Leading Edge, 1998. - 1404-1414 : V. 17.
- CHOPRA, S. 2001. *Integrating coherence cube imaging and seismic inversion*. The Leading Edge, 354-362.
- CHOPRA, S. & MARFURT, K. J. 2006. *Seismic attributes - A historical perspective*. Geophysics. Society of Exploration Geophysicists.
- COLEMAN, J. M., PRIOR, D. B., LINDSAY, J. F., 1982. *Formation of the Mississippi Canyon*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions Vol. 32, Pages 519-519.
- COOKE, D. & CANT, J. 2010. *Model-based Seismic Inversion: Comparing deterministic and probabilistic approaches*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder.
- DEBEYE H & RIEL van P. 1990. Lp-norm deconvolution. Geophysical Prospecting, 38: 381-403.
- EDGAR, J.A. AND VAN DER BAAN, M. 2011, How reliable is statistical wavelet estimation? Geophysics, 76, V59-V68.
- EWING, T. E., 1997. *Synthetic Helps Spot the Target*. Geophysical Corner, AAPG.
- FARIAS, A. L., FREITAS, L. B., TYGEL, M., 2008. *Detecção de camadas delgadas usando sísmica de reflexão*. Revista Brasileira de Geociências. 38(1-Suplemente): 159-171.

- FILIPPOVA, K., KOZHENKOV, A. & ALABUSHIN, A. 2011. *Seismic inversion techniques: choice and benefits*. First Break. EAGE.
- FRANCIS, A. M. & HICKS, G. 2006. *Understanding Stochastic Seismic Inversion*. First Break.
- GIRÃO, G., 2004. *Perfilagem Geofísica de Poço*. Apostilas 7: Sônico e Apostila 8: Densidade. Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda.
- IKELLE, L.T., ROBERTS, G., AND WEGLEIN, A.B., 1997, Source signature estimation based on the removal of first-order multiples. *Geophysics*, 62, 1904–1920.
- LATIMER, R. B., DAVIDSON, R. & VAN RIEL, P. 2000. *An interpreter's guide to understanding and working with seismic - derived acoustic impedance data*. The Leading Edge.
- LATIMER, RB, & VAN RIEL, P., 1996. *Integrando caracterização de reservatórios sísmica e modelagem: Golfo do México histórico do caso 3D*. Documento apresentado para GCSSEPM Research Conference 1996.
- MANUAL DO JASON, 2012. *Introduction to Acoustic Impedance Inversion: Using the Jason Launcher 8.3*, Students Course Book – FUGRO-JASON. [Não publicado].
- MAYALL, M.J., YEILDING, C.A., OLDROYD, J.D., PULHAM, A.J. & SAKURAI, S. 1992. *Facies in a shelf-edge delta - an example from the subsurface of the Gulf of Mexico, Middle Pleistocene, Mississippi Canyon, Block 109*. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76, 435-448.
- MENKE, W., 1989. *Geophysical data Analysis: Discrete Inverse Theory*. Revised Edition ,Vol. 45. International Geophysics Series.
- PENDREL, J. 2001. *Seismic Inversion - The Best Tool for Reservoir Characterization*. CSEG Recorder.
- PENDREL, J. 2006. *Seismic Inversion - Still the best tool for reservoir characterization*. CSEG Recorder, 5-12.
- PEDREL, J., RIEL P. V., 1997. *Methodology for Seismic Inversion and Modeling: A Western Canadian Reef example*. CSEG Recorder.
- RIEL van P. 2000. The past, present and future of quantitative reservoir characterization. *The Leading Edge*, 19: 878–881.
- RIEL, P. & PENDREL, J. 2000. Effect of well control on constrained sparse spike seismic inversion. *Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder*.
- RUSSEL, B. H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Oklahoma, USA, SEG.

- RUSSEL B. H. Introduction to seismic inversion methods [Periódico] // Society of Exploration Geophysics. - 1991. - p. n.2.
- RUSSEL, B. & HAMPSON, D. 2006. *The old and the new in seismic inversion*. Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, 5 - 11.
- SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. & PORTUGAL, R. S. 2006. *O papel da inversão para a impedância acústica no processo de caracterização sísmica de reservatórios*. Revista Brasileira de Geofísica. Sociedade Brasileira de Geofísica.
- SHERIFF, R. E. 2002. *Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists.
- SINGH, V. & SRIVASTAVA, A.K., 2004. *Understanding the seismic resolution and its limit for better reservoir characterization*. Geohorizons, 21(12):1–35.
- SINGLETON, S., 2009. *The effects of seismic data conditioning on prestack simultaneous impedance inversion*. The Leading Edge, 28(7), 772–781.
- TECHNICAL NOTE EARTHWORKS, 2008: *Coloured, Deterministic & Stochastic Inversion*. Earthworks Environment & Resources Ltd.
- WANG Q., LU Z., 2011. *Application of constrained sparse spike inversion in reservoir prediction: a case study of Oriente Basin in South America*. China University of Geosciences.
- WIDESS, M.B., 1973, *How thin is a thin bed?*, Geophysics,38, 1176-1180.
- WILHELM, O. and EWING M., 1972. *Geology and History of the Gulf of Mexico*. The Geological Society of America. V. 83, n°3, p. 575 – 600.
- YI B. Y., LEE G. H., KIM H. J., JOU H. T., YOO D.G., RYU B. J., LEE, 2013. *Comparison of wavelet estimation methods*. Geosciences Journal, v.17, n°1, p 55 – 63.
- YLMAZ, O., 1987. *Seismic data Processing*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.

Websites:

- U.S.G.S. *EEZ Gulf of Mexico Region: Gloria Geology Interpretation*, 1998.
<<http://coastalmap.marine.usgs.gov/gloria/gomex/geology.html>> Acessado em 13 fevereiro de 2013.