

6.1 Inversão Sísmica *Model-based*

A inversão sísmica *Model-based inversion*, utiliza o algoritmo de inversão linear generalizada (GLI), determinístico para gerar dados sísmicos sintéticos, a partir da entrada dos dados sísmicos, *logs* de poços (sônico e densidade) e do modelo geológico da área obtido através da interpretação dos horizontes.

A abordagem do método de inversão aplicado assume que o traço sísmico e a *wavelet* são conhecidos e os ruídos aleatórios, não são associados. Nesta técnica de inversão são estimados uma série de valores de coeficiente de refletividade, com valores mais próximos comparados ao traço sísmico original, que são convolvidos pela *wavelet* extraída no intervalo de interesse e, com isso, é gerado um modelo inicial de impedância acústica, que é modificado iterativamente, calibrado pelos horizontes interpretados da área, até que se obtenha a maior similaridade entre o dado sísmico sintético e o dado sísmico original (GAVOTTI, 2014). O algoritmo está baseado na geração de dados sintéticos para um modelo e a comparação com os dados observados.

Os dados sísmicos em reflexão são limitados em banda, não possuem os componentes de baixa frequência. Para incrementar o aumento da resolução são adicionados ao modelo de impedância inicial os dados de poços, que contemplam as baixas frequências em torno de 0-15 Hz. A partir da integração dos dados sísmicos e poços é produzido um traço invertido em banda larga, que resulta na geração do modelo de baixa frequência com a resolução sísmica aumentada (RUSSELL; HAMPSON, 1991).

O processo de inversão baseado em Modelos busca um modelo que tenha maior semelhança com as observações e que apresente melhor adequação entre os dados observados e os dados sintéticos.

6.2 Fluxo de Trabalho

Para a realização da inversão para impedância acústica foi utilizado os dados sísmicos *pos-stack* 3D Brejo Grande que foram pré-condicionados conforme descritos no capítulo de interpretação sísmica e os poços, 1ARO-0001, 1ARO-0002 e RPR 0001 presentes na área de estudo. A metodologia aplicada para a inversão sísmica foi orientada pelas seguintes etapas:

- a) Controle de qualidade e pré-condicionamento dos dados de entrada;
- b) Calibração do perfil sônico;
- c) Seleção do traço sísmico;
- d) Amarração sísmica-poço com dados em fase zero para a estimativa da *wavelet*;
- e) Geração do modelo geológico 3D da área a partir da interpretação sísmica dos horizontes;
- f) Construção do modelo de baixa frequência;
- g) Geração do volume de impedância acústica relativa obtido do dado sísmico invertido;
- h) Caracterização e previsão das fácies para modelagem do reservatório.

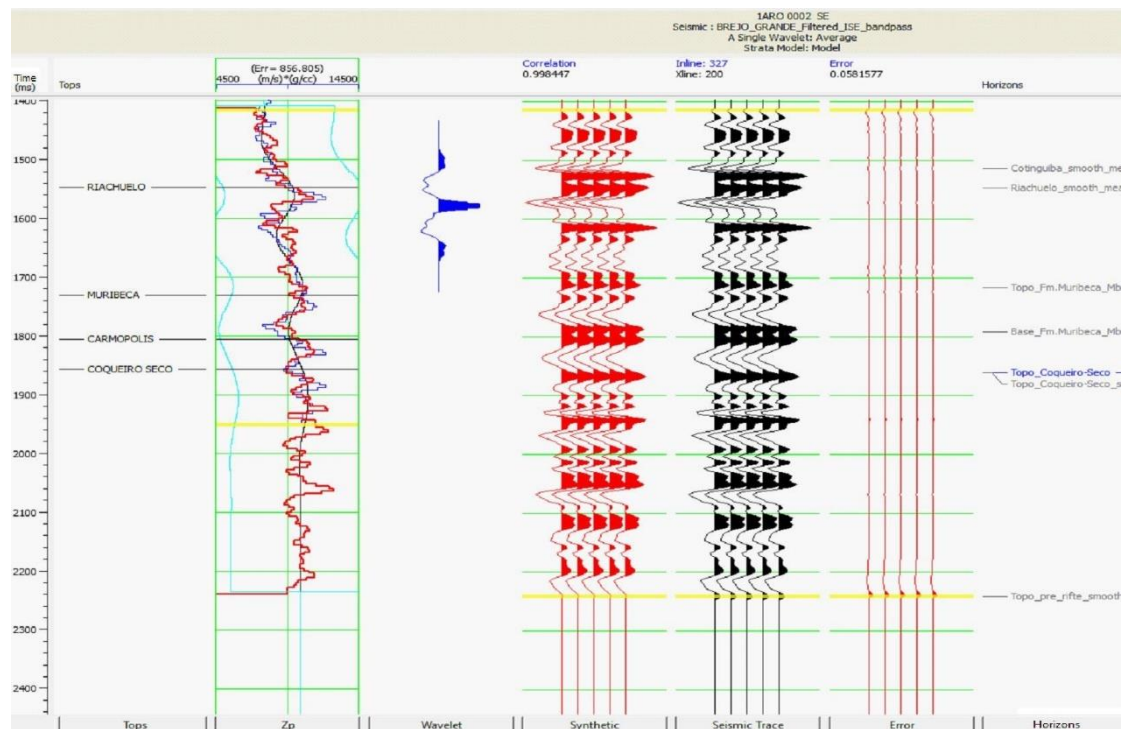
6.2.1 Controle de Qualidade e Correlação Sísmica-Poço

O condicionamento dos dados, a calibração sísmica entre a sísmica e o poço e a extração do traço sísmico constituem pré-requisitos para obter resultados confiáveis da inversão sísmica, da interpretação quantitativa e das análises finais para caracterização do reservatório.

A amarração entre os dados da sísmica e de poço para a extração da *wavelet* foi realizada utilizando os perfis de densidade e sônico. A correlação entre a sísmica sintética e o dado sísmico original permitiu fazer estimativa da *wavelet* ajustada ao intervalo de tempo do horizonte de interesse interpretado.

A Figura 54 apresenta o controle de qualidade aplicado aos dados e a calibração realizada interativamente no poço 1ARO-0002 mostrando a comparação dos traços invertidos sobrepostos aos registros de impedância original. A análise da inversão resultou em excelente correlação dos dados, em torno de 99%, com baixo resíduo entre o traço sintético e o traço sísmico, e a boa correlação entre a amarração do poço e a inversão, em ambas as janelas de controle.

Figura 54 – Janela de controle de qualidade da inversão sísmica.



Nota: A linha vermelha indica o resultado invertido, e a linha azul o dado original.

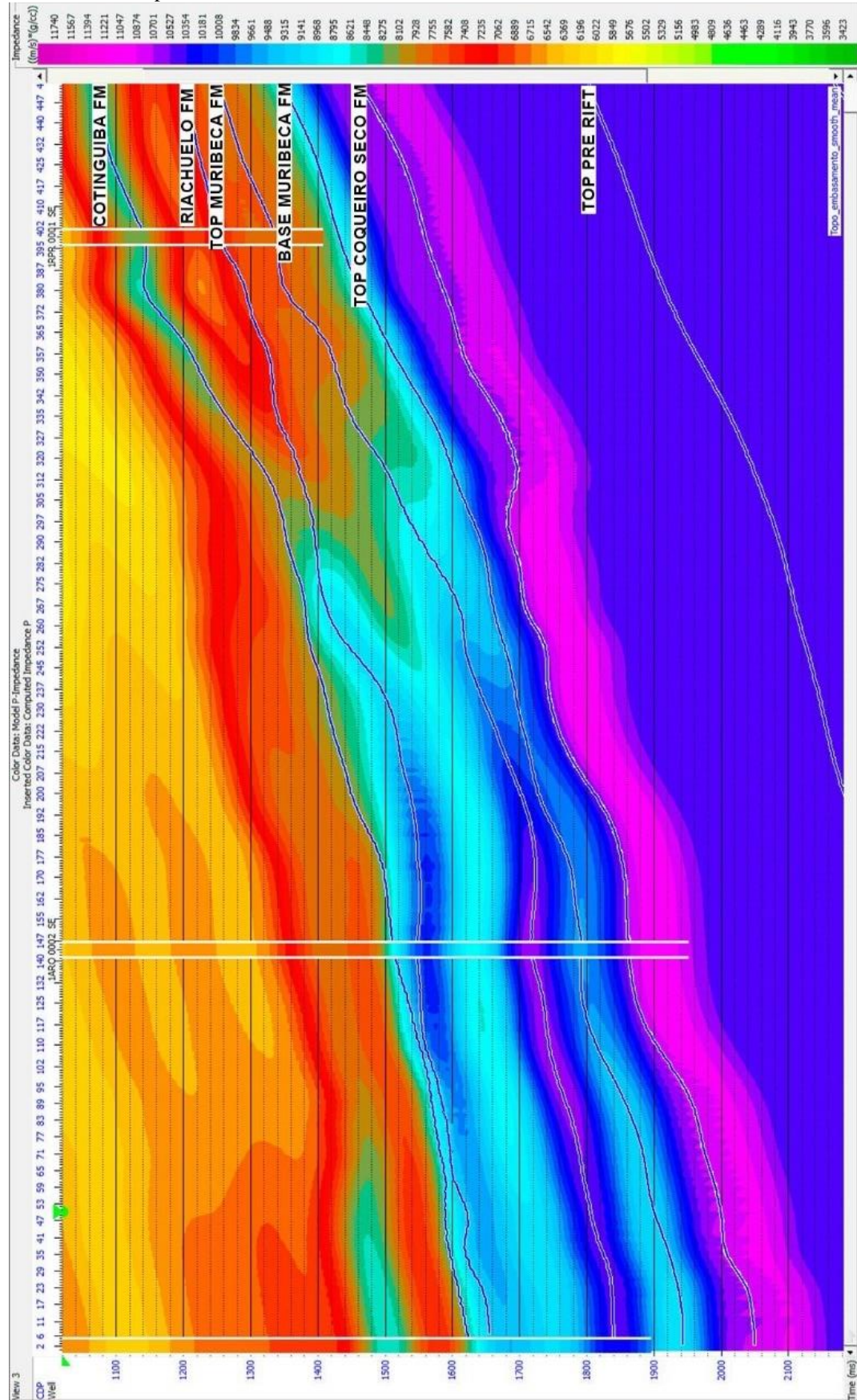
Fonte: COELHO, 2017.

6.2.2 Modelo de Baixa Frequência

O modelo de baixa frequência utilizado na inversão foi gerado através da interpolação dos dados de poços disponíveis integrados ao modelo geológico da área definido através dos horizontes sísmicos interpretados. Os dados de baixa frequência foram extraídos das curvas de impedância dos poços e calibrados aos horizontes, possibilitando a construção do modelo de baixa frequência concordante com a geologia da área.

Na Figura 55 é apresentada uma linha arbitrária disposta através dos poços 1ARO-0001, 1ARO-0002 e RPR-0001, que mostra o modelo de impedância acústica de baixa frequência filtrado em 5Hz -10Hz e os horizontes das formações litológicas mapeadas.

Figura 55 – Modelo de baixa frequência construído a partir das curvas de impedância e horizontes interpretados.



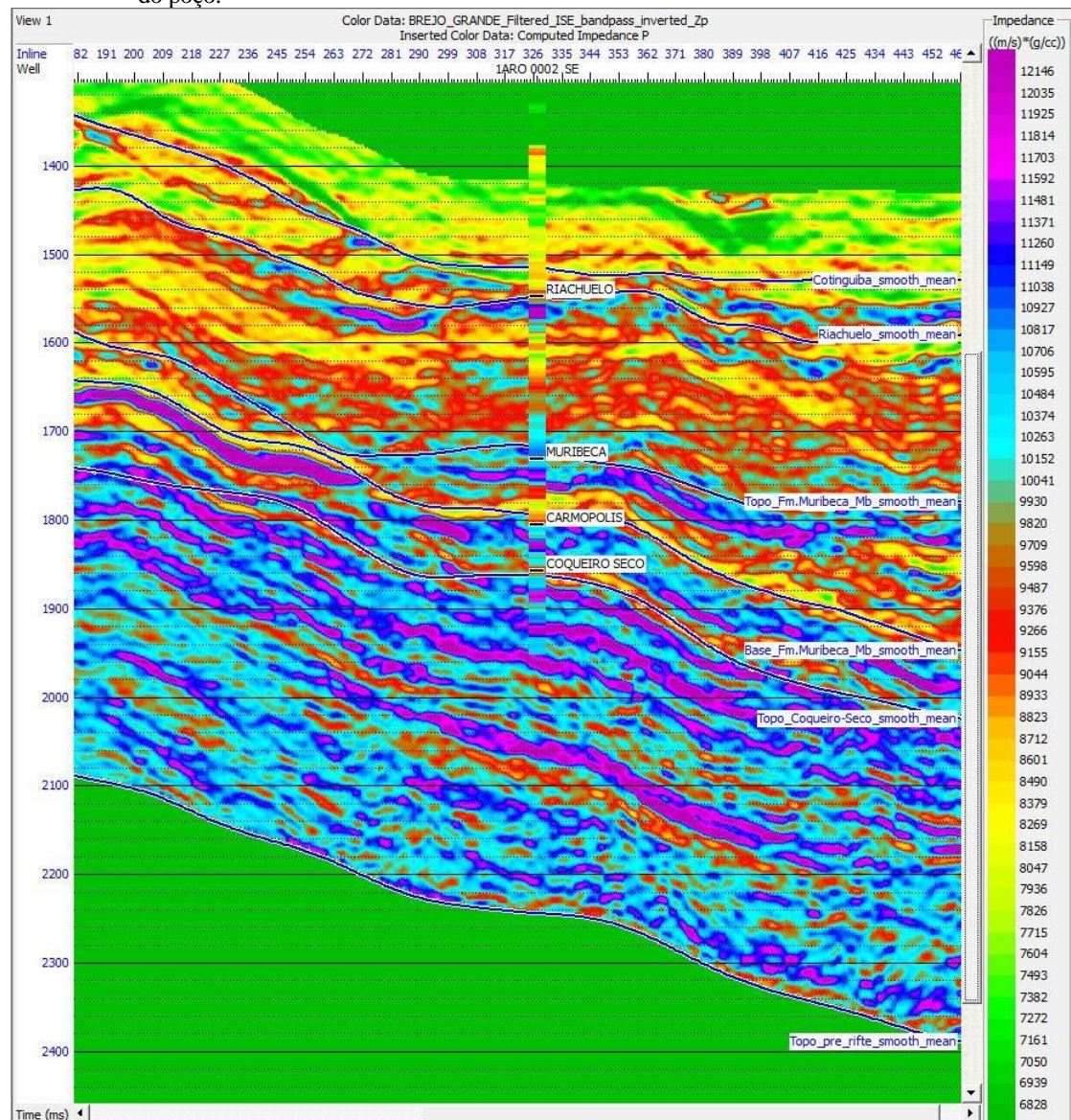
Fonte: COELHO, 2017.

6.3 Inversão para Impedância

A aplicação do método de inversão sísmica resultou na geração do volume 3D de impedância acústica absoluta em alta resolução, entre os horizontes de 1300 ms e 2100 ms, com as baixas frequências de banda incrementadas pelos dados de poços.

A Figura 56 mostra a comparação entre a impedância acústica no poço 1ARO-0002 e a impedância acústica (IA) recuperada ao longo da linha 327.

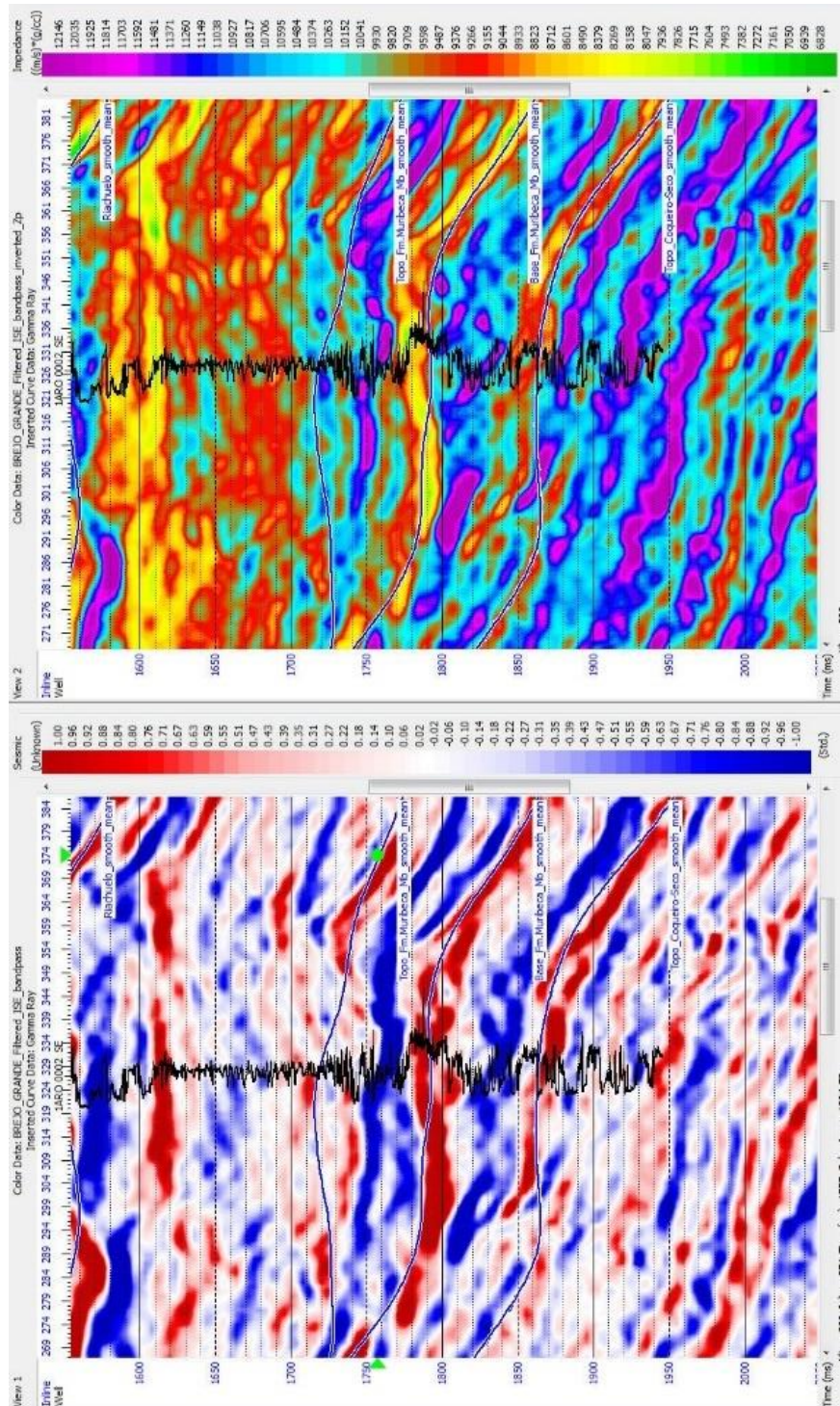
Figura 56 – Volume de impedância acústica absoluta apresentando boa correlação com a impedância acústica do poço.



Fonte: COELHO, 2017.

A integração da sísmica em amplitude, aos dados de poços e horizontes interpretados resultou em melhor entendimento das propriedades físicas das rochas da área. A Figura 57 apresenta a comparação entre a sísmica em amplitude e o volume em impedância absoluta, respectivamente.

Figura 57 – Comparação entre o dado sísmico original em amplitude (esquerda) e o dado sísmico invertido em impedância acústica absoluta, (direita) mostrando os principais horizontes e o perfil de litologia e γ ray do poço 1ARO-0002.



Fonte: COELHO, 2017

6.4 Modelo Litológico

Com os resultados da inversão sísmica foi possível interpretar as fácies na superfície sísmica da Formação Coqueiro Seco, utilizando a relação entre a impedância acústica e as propriedades da rocha a partir dos dados do *gamma ray* dentro da faixa de frequência invertida.

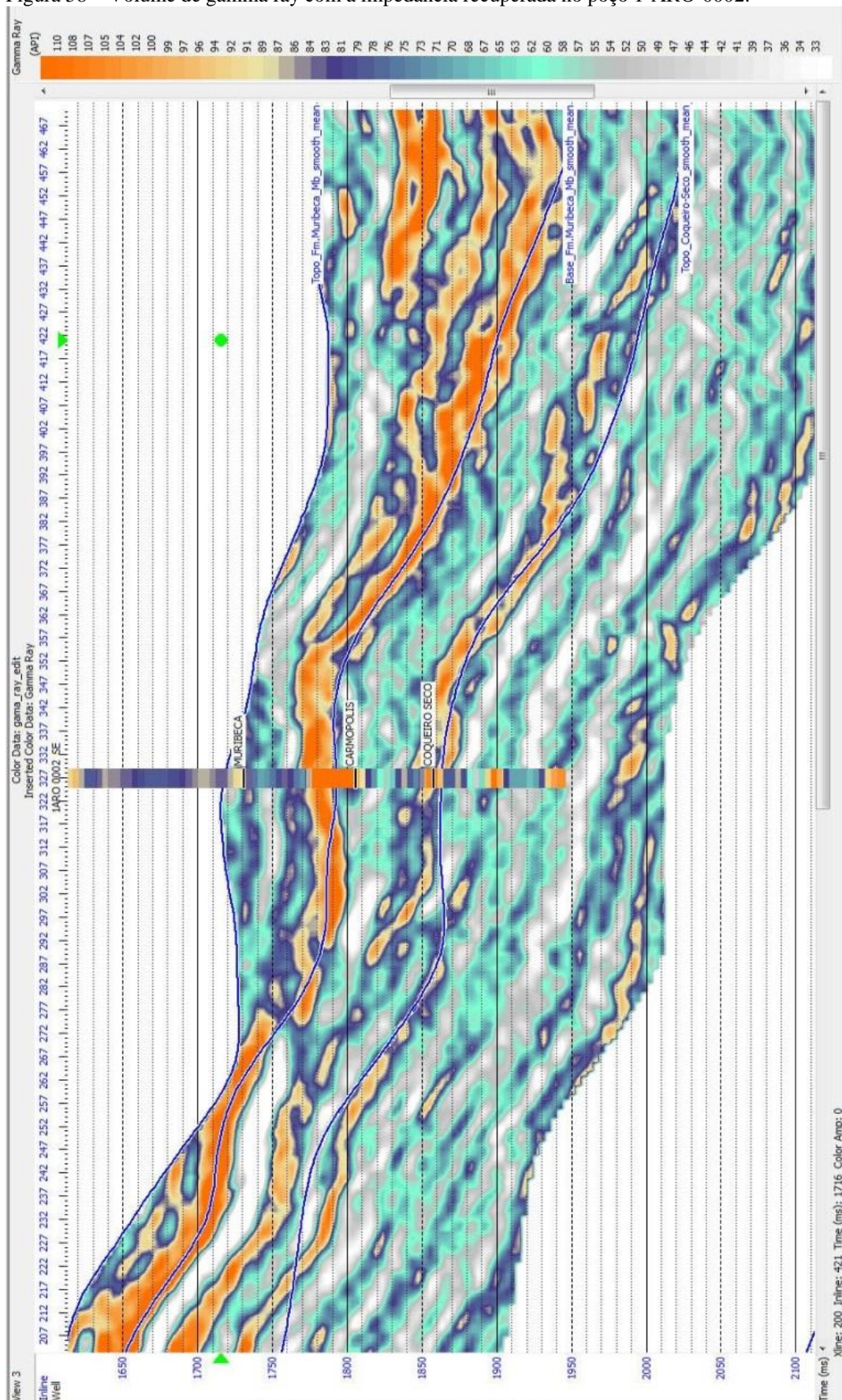
As curvas de *gamma ray* são tipicamente utilizadas para auxiliar na predição de litologias, através da avaliação do conteúdo de argilas, que contém elementos radioativos naturais concentrados na matéria orgânica. Os registros de *gamma ray* e a impedância acústica, quando calibrados com poços, podem ser relacionados para geração de um volume pseudo-litológico que possibilita a distinção entre fácies (NEVES, 2005).

No presente trabalho foi utilizado o volume de impedância e a relação linear entre a impedância e o *gamma ray* do poço para gerar o volume de pseudo-litológico. A relação linear foi aplicada ao cubo de impedância resultando no volume utilizado para a interpretação litológica. Na Figura 58 observa-se a boa correlação entre o volume de *gamma ray* gerado e a impedância acústica recuperada no poço.

A separação das fácies litológicas foi realizada através da análise do *crossplot* de impedância acústica e *gamma ray* do poço (Figura 59), segundo a relação linear $y=272.194 + Z_p \times (-0.196428)$, onde Z_p corresponde a impedância acústica. A relação apresentou correlação de 60%.

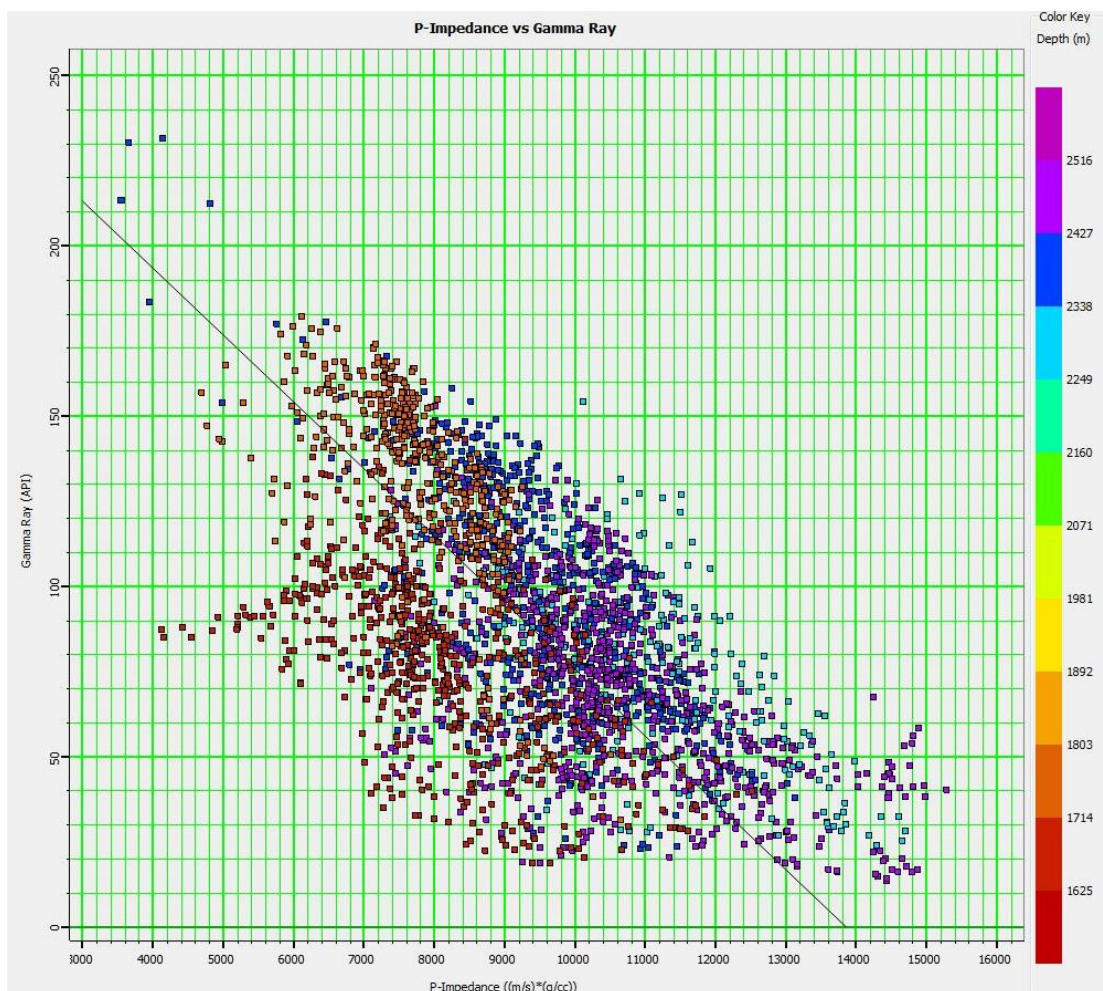
As fácies de areia e folhelho foram discriminadas segundo o critério de valores *gamma ray* acima de 69 API. Os intervalos que apresentam valores de *gamma ray* (conteúdo de argila) altos e impedância baixa são indicativos de fácies de folhelhos e os valores baixos de *gamma ray* e impedância alta são típicos de fácies clásticas como areias, conglomerados.

Figura 58 – Volume de gamma ray com a impedância recuperada no poço 1-ARO-0002.



Fonte: COELHO, 2017.

Figura 59 – *Crossplot* de impedância do poço e o *gamma ray*, mostrando as areias de alta impedância e os folhelhos com baixa impedância. As cores em tons azulados representam as areias e em tons vermelho alaranjado os folhelhos.

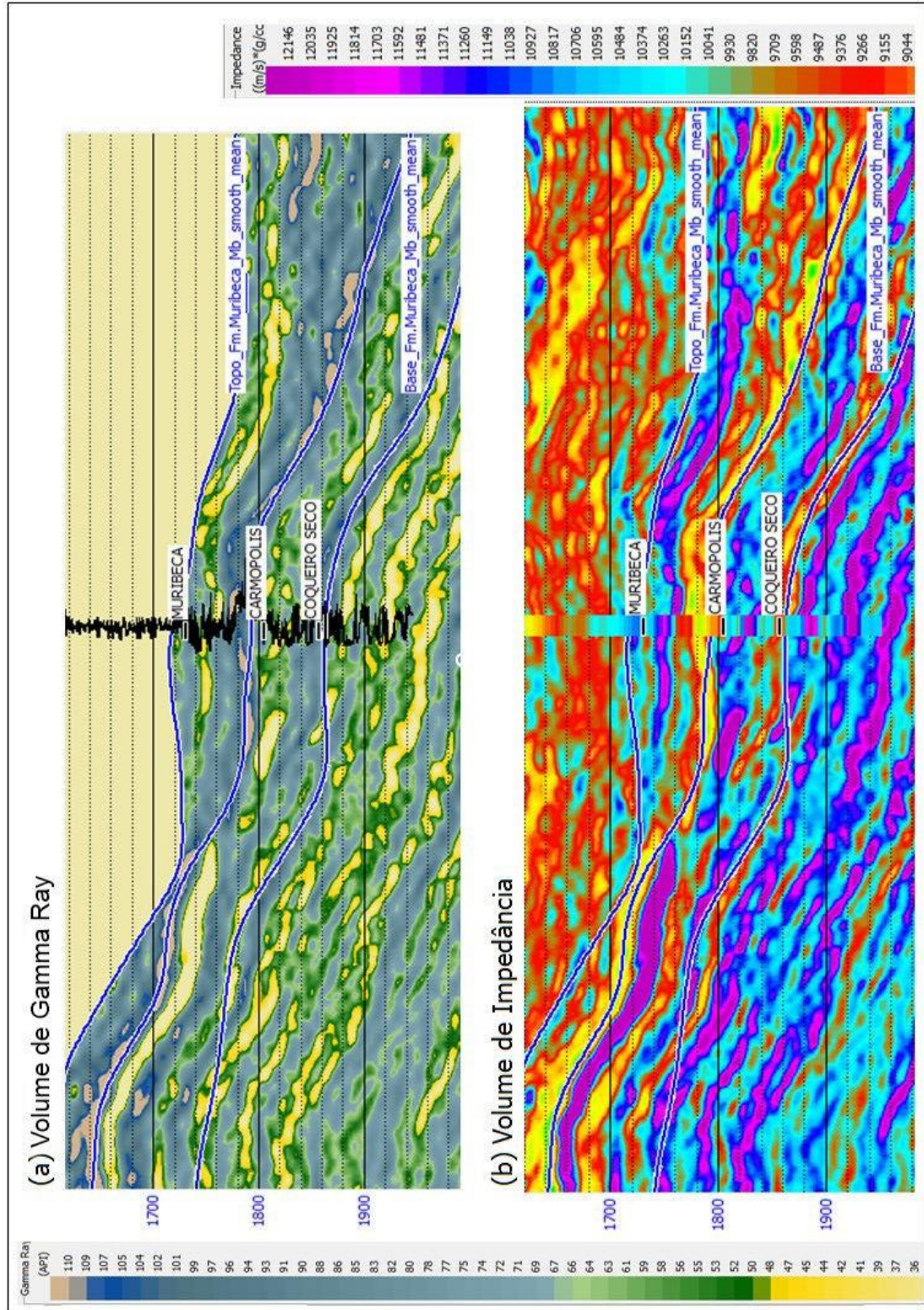


Fonte: COELHO, 2017.

Na Figura 60 é mostrada a comparação entre o volume de impedância e o volume pseudo-litológico gerado. Observa-se que as fácies de folhelho, abaixo do horizonte do topo da Formação Coqueiro Seco encontram-se dentro da faixa de 69-100 API (Figura 60 a), associada aos valores de impedâncias menores entre 10152 a 11371 ((m/s)*(g/cc)) (Figura 60 b), correlaciona-se aos folhelhos, que estão intercalados com duas camadas de impedâncias maiores entre 11371 a 12146 ((m/s)*(g/cc)) interpretadas como as areias pertencentes a esta formação. A Figura 61 mostra a superfície sísmica do horizonte da Formação Coqueiro gerada a partir do volume estimado de *gamma ray* resultante da inversão sísmica. Neste mapa é possível observar a distinção entre as fácies de areia até 69 API e as fácies de folhelhos acima de 69 API. A Figura 62 exibe o mapa de fácies litológicas interpretado na superfície sísmica do horizonte Coqueiro com a separação dos folhelhos e corpos de areia. A partir dos

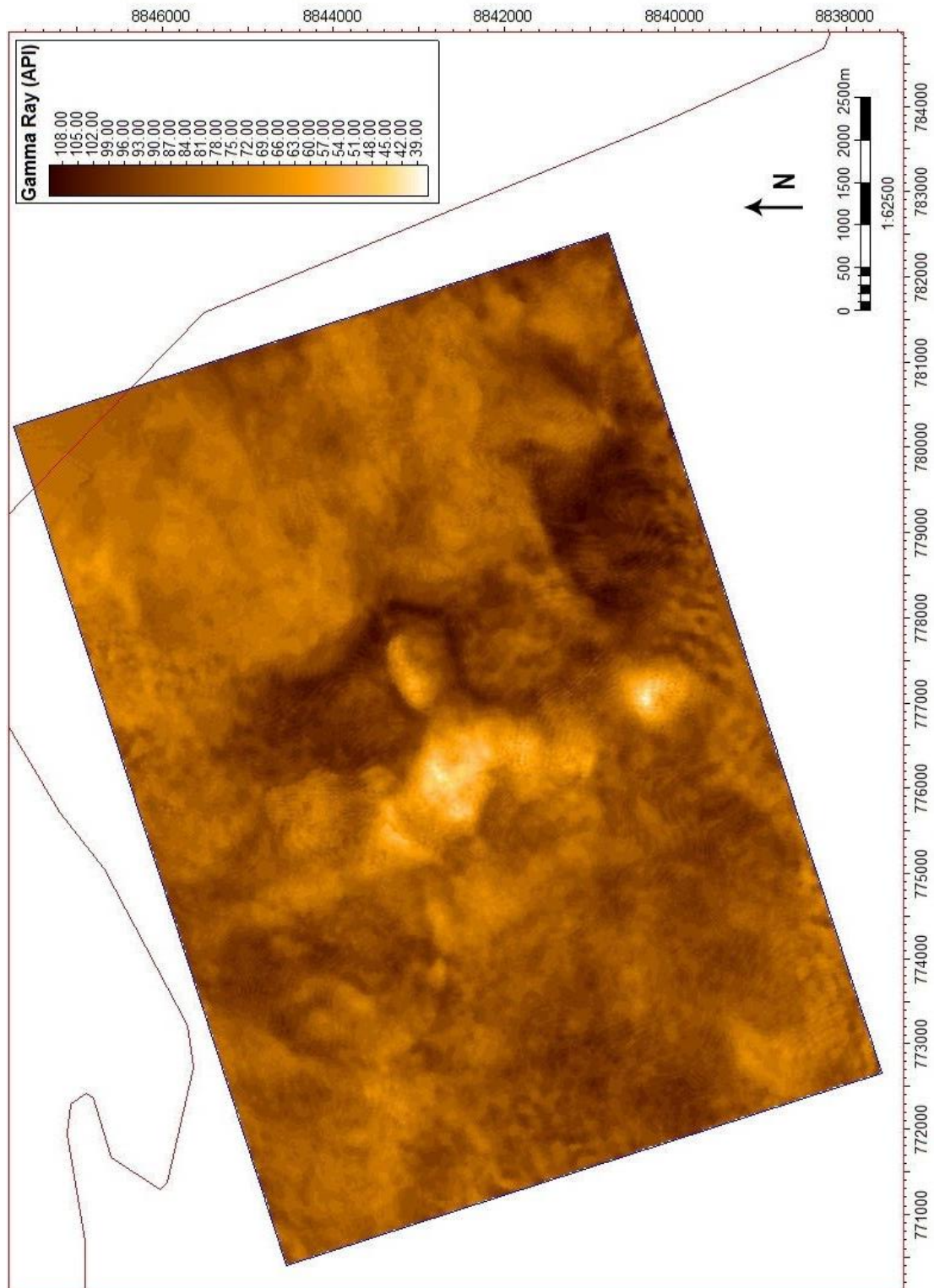
resultados da inversão sísmica e das informações dos poços foi possível definir o modelo litológico do reservatório, com a delimitação das fácies de areia e folhelhos que podem corresponder a possíveis dos alvos exploratórios na Bacia de Sergipe (Figura 63).

Figura 60 – Interpretação das fácies associada aos principais horizontes.



Legenda: A – Volume invertido com a curva de *gamma ray* e B – Volume de impedância.
Fonte: COELHO, 2017.

Figura 61 – Mapa do modelo de litologia na superfície sísmica da Formação Coqueiro Seco.



Nota: Cores na faixa de 69-100 API representam as fácies de folhelhos e na faixa entre 37-69 API as fácies de areia.

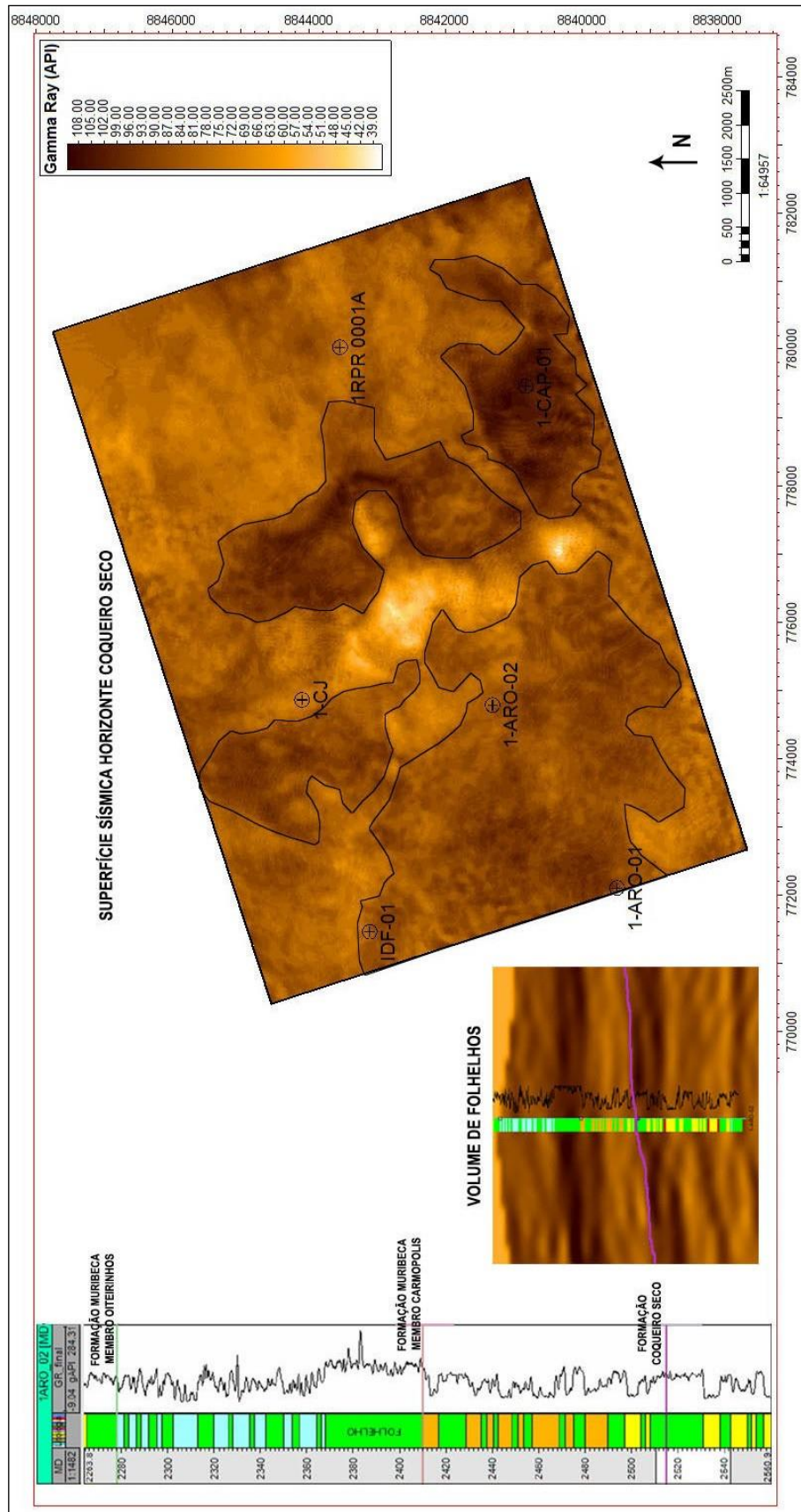
Fonte: COELHO, 2017.

Figura 62 – Mapa de Fácies com a separação de areias e folhelhos e a localização do Poço 1-ARO-02 que atinge a Formação Coqueiro Seco.



Fonte: COELHO, 2017.

Figura 63 – Mapa com a delimitação dos *sweet-spots* exploratórios na Bacia de Sergipe mostrando o poço 1-ARO-02 e o volume sísmico de folhelhos com o horizonte da Formação Coqueiro Seco.



Fonte: COELHO, 2017.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia desenvolvida utilizou as técnicas da geofísica de exploração, desde a escala regional, para a seleção das melhores áreas para exploração dos recursos de petróleo, até a escala de reservatório com a interpretação da distribuição das fácies através da geração do modelo de litologias.

Como ferramenta de interpretação regional foi utilizada a gravimetria, através do método de *worming* para a identificação de falhas geológicas, com o principal objetivo de definir o quadro estrutural da área. Na análise dos resultados, além da interpretação do arcabouço estrutural da bacia, também foi possível identificar feições em detalhe que apresentam complexas estruturas internas nos principais baixos gravimétricos, que exercem um importante papel para estimar as principais zonas com potencial de fraturamento.

Foram interpretados dados sísmicos 3D para melhor compreensão e visualização da geologia da bacia, além de descrever as principais seqüências litoestratigráficas e discordâncias regionais. A interpretação sísmica foi realizada utilizando uma série de atributos sísmicos: amplitude RMS, envelope (amplitude instantânea), tecVA (técnica de volume de amplitudes), variância e *ant-tracking* que permitiram identificar as principais discontinuidades estruturais da bacia como falhas e estruturas do rifte, pré-rifte e embasamento; delimitar as principais seqüências litoestratigráficas; identificar as discordâncias e as seqüências deposicionais correlatas aos estágios tectônicos, correspondentes a fases sinéclise, pré-rifte, rifte, pós-rifte e drifte da bacia. Dentre todos os atributos aplicados, o *ant-tracking* se mostrou o mais eficaz na identificação de feições estruturais. O multi-atributo apresentou a melhor resposta na identificação das falhas e fraturas geológicas em escala de detalhe.

Os atributos sísmicos foram utilizados para identificar as principais falhas naturais e fraturas que podem ter afetado os reservatórios na área de estudo. Os resultados obtidos mostram que os possíveis reservatórios podem ser classificados como reservatórios naturalmente fraturados.

Através da análise estrutural foi possível identificar as discontinuidades estruturais geradas na bacia na fase rifte, evidenciada tanto pela gravimetria que mostrou estruturas internas de falhas a níveis mais elevados, correspondente as fontes gravimétricas mais profundas, bem como na sísmica em escala de detalhe, que apresentou as superfícies sísmicas da fase rifte, pré-rifte e embasamento com alto grau de fraturamento.

No trabalho foi realizada a correlação entre as descontinuidades estruturais, identificadas por falhas obtidas tanto na gravimetria, como na sísmica, através da análise do gride de falhas gravimétricas sobreposto ao mapa de falhas gerado na superfície sísmica do reservatório, que mostrou duas direções principais de falhas correspondentes entre as falhas mapeadas pelos dois métodos. Tal correlação corrobora a metodologia gravimétrica e sísmica como importantes ferramentas de exploração dos recursos de petróleo, uma vez que, na fase de exploração regional pode ser possível, fazer uma seleção das regiões mais favoráveis à existência de falhamentos e na definição das áreas mais favoráveis para exploração na bacia.

Os métodos geofísicos de interpretação sísmica e inversão sísmica associados aos dados de poços (*well logs*), foram aplicados na definição das heterogeneidades estruturais e faciológicas para caracterização qualitativa preliminar do reservatório de hidrocarbonetos, utilizando a interpretação sísmica através dos atributos sísmicos e a inversão sísmica aplicadas na superfície do horizonte sísmico da Formação Coqueiro Seco que apresenta maior probabilidade de conter um reservatório de hidrocarbonetos. A formação geológica Coqueiro Seco foi definida com potencial para conter acumulações petróleo baseada nos estudos realizados pela Petrobras (ANP/UFRN/FUNPEC, 2008), que apresenta conteúdo de carbono orgânico total e maturação térmica suficientes para a geração de hidrocarbonetos na bacia.

A aplicação da técnica de inversão sísmica, e a posterior calibração da relação entre a impedância acústica e as propriedades da rocha utilizando os dados do *gamma ray* dentro da faixa de frequência invertida resultou na caracterização em detalhe da superfície sísmica da Formação Coqueiro Seco, com aumento da resolução e qualidade das imagens, que permitiu identificar as principais feições geológicas e a distribuição das fácies. Foi possível delimitar na superfície sísmica, as principais regiões com fácies de folhelhos e areias e gerar o modelo de litologias. O modelo geológico em subsuperfície para avaliação de reservatórios constitui uma ferramenta fundamental para subsidiar a análise dos riscos e incertezas associados ao processo exploratório.

A metodologia aplicada utilizando os atributos sísmicos e as ferramentas de inversão sísmica para a caracterização de reservatórios de petróleo, permite ao intérprete identificar as principais características estruturais de interesse e, conseqüentemente, definir as áreas mais favoráveis à exploração de petróleo na bacia.

Adicionalmente a metodologia aplicada no trabalho pode ser ampliada em pesquisas utilizando os atributos direcionais para orientação das falhas e fraturas no reservatório, bem como para a análise da conectividade das mesmas, e assim dar suporte as avaliações de risco relacionadas a perfuração.

REFERÊNCIAS

ADRIANO, L. B.; MENEZES, P. T.; CUNHA, A. S. *Tectonic framework of the Barra de São João Graben, Campos Basin, Brazil: Insights from gravity data interpretation*. 2. V. Houston: Interpretation Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, 2014.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. *Indústria do gás natural: Fundamentos técnicos e econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia, FAPERJ IE/UFRJ, UFF, 2013. (SEM EDIÇÃO).

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis-ANP, Seminário Técnico-Ambiental, Bacia de Sergipe-Alagoas. 2013.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis-ANP, Seminário Técnico-Ambiental, Bacia do Reconcâvo. 2013.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis-ANP, XI Seminário Internacional Britcham de Energia Não Convencionais. 2013.

ANP/UFRN/FUNPEC. *Revisão Geológica e Reavaliação dos Sistemas Petrofíferos da Bacia de Sergipe Alagoas. Relatório Interno da PETROBRAS*. [S.l.], 2008.

AQUINO, G. S. d.; LANA, M. d. C. *Exploração na bacia de Sergipe-Alagoas: O “estado da arte”*. 4. V. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 1990.

ASMUS, H.; PORTO, R. *Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações*. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia. [S.l.: s.n.], 1980. v. 31, p. 225–239.

ASMUS, H. E.; BAISCH, P. R. *Geological evolution of the brazilian continental margin*. 4. V. [S.l.]: Journal of International Geoscience, International Union of Geological Sciences, 1983.

BABINSKI, N.; SANTOS, R. Origem e classificação dos hidrocarbonetos da bacia Sergipe-Alagoas-caracterização geoquímica. 1. V. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 1987.

BARBOSA, V. C.; MENEZES, P. T.; SILVA, J. B. *Gravity data as a tool for detecting faults: In-depth enhancement of subtle Almada's basement faults, Brazil.* 72.V.[S.l.]: *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, 2007.

BLAKELY, R. J.; SIMPSON, R. W. *Approximating edges of source bodies from magnetic or gravity anomalies.* 51.V. [S.l.]: *Geophysics*, Society of Exploration Geophysicists, 1986.

BOSCHETTI, F. *Improved edge detection and noise removal in gravity maps via the use of gravity gradients.* 57.V.[S.l.]: Elsevier, *Journal of applied geophysics*, 2005.

BROWN, A. et al. *Tuning effects, lithological effects and depositional effects in the seismic response of gas reservoirs.* 34. V. [S.l.]: *Geophysical prospecting*, Wiley Online Library, 1986.

BULHÕES, É. M. Técnica “volume de amplitude” para mapeamento de feições estruturais. In: 6th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. [S.l.: s.n.], 1999.

9TH INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF, 2005, Salvador (Bahia). BULHÕES, É. M.; AMORIM, W. N. de. *Princípio da sismocamada elementar e sua aplicação à técnica volume de amplitudes (tecv).*

CANNY, J. *A computational approach to edge detection.* 6. N. [S.l.]: *IEEE Transactions on pattern analysis and machine intelligence*, 1986.

CHANG, H. K. et al. *Tectonics and stratigraphy of the east brazil rift system: an overview.* 213.V.[S.l.]: *Tectonophysics*, Elsevier, 1992.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. *Curvature attribute applications to 3d surface seismic data.* 26. V. [S.l.]: *The Leading Edge*, Society of Exploration Geophysicists, 2007.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. *Seismic attributes: a historical perspective*. 70. V. [S.l.]: Geophysics, Society of Exploration Geophysicists, 2005.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. *Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization*. Tulsa, USA: Society of Exploration Geophysicists, 2007.

CORDANI, U. G. *Estudio preliminar de integraçao do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares Brasileiras*. 15. V. [S.l.]: Petrobrás - Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, Setor de Informação Técnica e Propriedade Industrial, 1984.

CURTIS, J. B. *Fractured shale-gas systems*. 86. V. [S.l.]: AAPG bulletin - American Association of Petroleum Geologists, 2002.

DAL-CERE, J. P. R. *Reservatório de gás não convencional: história de caso da bacia do recôncavo – Brasil*. 2012. 79 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2012.

DESTRO, N. *Release fault: A variety of cross fault in linked extensional fault systems, in the Sergipe-Alagoas Basin, NE Brazil*. [S.l.]: Elsevier - Journal of Structural Geology, 1995.

EIA, U. *Annual energy outlook 2010*. US Energy Information Administration, Washington, DC, p. 60–62, 2013.

EPE, E. D. P. E. *Zoneamento nacional de recursos de óleo e gás*. Brasília: MME/EPE, 2012.

ESPITALIÉ, J. et al. *Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution*. Revue de l'Institut français du Pétrole: EDP Sciences, 1977.

FALKENHEIN, F. et al. *Análise da Bacia Sergipe-Alagoas. Relatório Interno da PETROBRAS*, s/n, Aracaju, 9 vol. com mapas. [S.l.], 1986.

FEIJÓ, F. J. *Bacias de Sergipe e Alagoas*. 8. V. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 1994.

FILHO, M. A. S. et al. O complexo Jaramataia no contexto do sistema sergipano. 16. V. [S.l.]: Revista de Geologia, 2003.

GAVOTTI, P. E. Model-based inversion of broadband seismic data. 2014. 141 f. Tese (Doutorado em Geociências) - University of Calgary, 2014.

HOLDEN, D. J. et al. Inferring geological structures using wavelet-based multiscale edge analysis and forward models. 31. V. Australia: Exploration Geophysics - Australian Society of Exploration Geophysicists, 2000.

HOLDITCH, S.; LEE, W. Technology key to realizing potential of unconventional gas. 50 v. [S.l.]: American Oil and Gas Reporter - National Publishers Group Inc, 2007.

HORNBY, P.; BOSCHETTI, F.; HOROWITZ, F. G. Analysis of potential field data in the wavelet domain. 137. V. [S.l.]: Geophysical Journal International - Oxford University Press, 1999.

JARVIE, D. M. Total organic carbon (toc) analysis. Chapter 11. [S.l.]: Geochemical methods and exploration - AAPG Special Volumes, 1991.

JARVIE, D. M. et al. Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett shale fractured shale gas model. In: Proceedings of European Association of International Organic Geochemists Meeting. [S.l.: s.n.], 2003. p. 60–70.

JIBRIN, B. W. et al. Application of volumetric seismic attributes to delineate fault geometry: Examples from the outer fold and thrust belt, deepwater niger Delta (joint development zone). [S.l.]: The Leading Edge, 2014.

KHAIR, H. A. et al. Factors influencing fractures networks within Permian shale intervals in the cooper basin, south Australia. 52. V. [S.l.]: The APPEA Journal - CSIRO, 2012.

LANA, M. d. C. Bacia de Sergipe-Alagoas: uma hipótese de evolução tectono-sedimentar. Rio de Janeiro: Origem e evolução de bacias sedimentares - Petrobras, 1990.

LANA, M. d. C.; MILANI, E. A microplaca do nordeste brasileiro-um elemento dinâmico no rifteamento cretácico inferior. SBG, XXXIV Congr. Bras. Geol., Goiânia, GO, Anais, v. 3, p. 1131–1144, 1986.

LANCASTER, S.; CONNOLLY, P. Fractal layering as a model for coloured inversion and blueing. In: 69th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2007. [S.l.: s.n.], 2007.

LATIMER, R. B.; DAVIDSON, R.; RIEL, P. V. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. 19. V. [S.l.]: The leading edge - Society of Exploration Geophysicists, 2000.

LAW, B. E.; CURTIS, J. Introduction to unconventional petroleum systems. 86. V. [S.l.]: AAPG bulletin - American Association of Petroleum Geologists (AAPG), 2002.

LOURENÇO, J.; MENEZES, P. T. L.; BARBOSA, V. C. F. Connecting onshore-offshore campos basin structures: Interpretation of high-resolution airborne magnetic data. 2. V. [S.l.]: Interpretation - Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, 2014.

MELO, C.; ROCHA, J. Prospecção geoquímica de subsuperfície na formação muribeca, bacia sergipe alagoas. In: SBG, XXXII Congresso Brasileiro de Geologia, Salvador, BA. [S.l.: s.n.], 1982. p. 1930–1940.

MIZUSAKI, A. et al. Mesozoic and cenozoic igneous activity and its tectonic control in northeastern brazil. 15. V. [S.l.]: Elsevier - Journal of South American Earth Sciences, 2002.

NETO, O. d. P. A. C.; LIMA, W. S.; CRUZ, F. E. G. Bacia de Sergipe-Alagoas. 15. V. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da PETROBRAS, 2007.

NEVES, BENJAMIM BLEY DE BRITO. BIZZI LA, SCHOBENHAUS C., VIDOTTI RM, GONÇALVES JH (editores). 2003. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: texto, mapas e SIG. Serviço Geológico do Brasil-CPRM, 692 p.+ 1 DVD com texto e 4 mapas (ISBN 85-230-0790-3). Revista Brasileira de Geociências, v. 35, n. 3, p. 437, 2005.

NEVES, B. B. D. B. Bizzi la, schobbenhaus c., vidotti rm, gonçalves jh (editores). 2003. geologia, tectônica e recursos minerais do brasil: texto, mapas e sig. serviço geológico do Brasil-cprm, 692 p.+ 1 dvd com texto e 4 mapas (isbn 85-230-0790-3). Revista Brasileira de Geociências, v. 35, n. 3, p. 437, 2005.

OIL, T. R. S. Shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the united states. Washington: Independent Statistics & Analysis and US Department of Energy, 2013.

OJEDA, H. A. O.; FUGITA, A. M. Bacia Sergipe/Alagoas: Geologia regional e perspectivas petrolíferas. In: Congresso Brasileiro de Geologia. [S.l.: s.n.], 1974. v. 28, n. 1974, p. 137–138.

OLIVEIRA, E. et al. Geologic correlation between the neoproterozoic sergipano belt (ne brazil) and the yaoundé belt (cameroon, africa). v. 44. Journal of African Earth Sciences: Elsevier, 2006.

PEDERSEN, S. I. et al. Automatic fault extraction using artificial ants. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2002. [S.l.]: Society of Exploration Geophysicists, 2002. p. 512–515.

PEDERSEN, S. I. et al. Automatic fault extraction using artificial ants. In: Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production. [S.l.]: Springer, 2005. p. 107–116.

PENDREL, J. Seismic inversion: a critical tool in reservoir characterization. v.5. Scandinavian oil-gas magazine: 2006.

PENTEADO, H.; BEHAR, F. Geochemical characterization and compositional evolution of the gomo member source rocks in the Recôncavo Basin, Brazil. [S.l.]: Memoirs American Association of Petroleum Geologists, 2000.

PONTE, F.; ASMUS, H. Geological framework of the Brazilian continental margin. 67. v. [S.l.]: Geologische Rundschau - Springer, 1978.

PROMINP/CTMA. Aproveitamento de hidrocarbonetos em reservatórios não convencionais no Brasil / programa de mobilização da indústria nacional de petróleo e gás natural. Comitê temático de meio ambiente. Brasília: Projeto MA 09, 2016.

RANCAN FILIPE SILVA LIRA, E. M. N. A. L. N. d. A. C. C. O soerguimento do domínio Macururé e sua influência na sedimentação turbidítica no Cretáceo superior da sub-bacia de Sergipe, bacia de Sergipe-Alagoas. 17. V. Rio de Janeiro: Boletim de Geociências da Petrobras, 2009.

ROCHA, N. M. Otimização da interpretação sísmica via aumento de banda espectral e inversão acústica: Aplicação em caracterização de reservatórios não convencionais de hidrocarbonetos. 2016. 79 p. Dissertação (em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Estadual do Rio de Janeiro, 2016.

RUSSELL, B.; HAMPSON, D. Comparison of poststack seismic inversion methods. In: SEG Society of Exploration Geophysicists, 1991. [S.l.]. Technical Program Expanded Abstracts, 1991. p. 876–878.

SCHOBENHAUS, C. et al. Carta geológica do Brasil ao milionésimo, sistema de informações geográficas-sig e 46 folhas na escala 1: 1.000. 000. Carta Geológica do Brasil ao Milionésimo, Sistema de Informações Geográficas-SIG e 46 folhas na escala 1: 1.000. 000, CPRM Brasília, 2004.

SELLEY, R. C. UK shale gas: the story so far. 31. V. [S.l.]. Marine and petroleum geology - Elsevier, 2012.

SHERIFF, R. E. Encyclopedia dictionary of applied geophysics. Society of Exploration Geophysicists., p. 22, 2002.

SILVA, L. J. H. D.; MCCLAY, K. R. et al. Stratigraphy of the southern part of the Sergipano belt, no Brasil. [S.l.]: Tectonic implications - Sociedade Brasileira de Geologia, 1995.

SONG, B. et al. Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs. In: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. [S.l.], 2011.

SZATMARI, P. et al. How South-Atlantic Rifting Affects Brazilian Oil Reserves Distribution. [S.l.]: PENNWELL PUBL CO ENERGY GROUP 1421 S SHERIDAN RD PO BOX 1260, TULSA, OK 74101, 1985.

TANER, M. T. *Seismic attributes*. 26. V. [S.l.]: CSEG recorder, 2001.

TANER, M. T.; KOEHLER, F.; SHERIFF, R. *Complex seismic trace analysis*. 44 V. [S.l.]: Geophysics - Society of Exploration Geophysicists, 1979.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2001.

TINGDAHL, K. M. *Improving seismic detectability using intrinsic directionality*. [S.l.]: Univ., 1999.

TINGDAHL, K. M.; BRIL, A. H.; GROOT, P. F. de. *Improving seismic chimney detection using directional attributes*. 29 V. [S.l.]. Journal of Petroleum Science and Engineering - Elsevier, 2001.

TISSOT, B.; WELTE, D. *Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012.

VEEKEN, P. et al. Seismic inversion of the fortuna national 3d survey (tabaso, mexico). First break, v. 20, n. 5, p. 287–294, 2002.

VIEIRA, R.; OLIVEIRA, J. Estudo integrado do Baixo de São Francisco. Relatório Interno da PETROBRAS. [S.l.], 1991.

ZENG, H. et al. *Stratal slicing, part i: realistic 3-d seismic model*. 63. V. [S.l.]: Geophysics - Society of Exploration Geophysicists, 1998.