

Referências Bibliográficas

AGTERBERG, F.P. **Automated Stratigraphic Correlation**. Elsevier Science Publishers B.V. Amsterdam, Netherlands, 1990.

AKI, K. I.; RICHARDS, P. G. **Quantitative seismology**. W.H. Freeman and CO. 1980.

ALBUQUERQUE, J. P. A.; FORTES, J. M. P.; FINAMORE, W. A. **Probabilidade, Variáveis Aleatórias e Processos Estocásticos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.

ALONSO, F. I. **Localizaciones Geográficas. Las Coordenadas Geográficas y la Proyección UTM**. Departamento de Ingeniería Agrícola y Forestal, ETSIA, Universidad de Valladolid, febrero 2001. Disponível em: <<http://www.cartesia.org/data/apuntes/cartografia/cartografia-geograficas-utm-datum.pdf>>, Julho 2012.

AMARAL, M. D. S. **Correlação de Poços com Múltiplos Perfis Através da Rede Neural Multicamadas**. Belém, Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências, 2001.

ANMIN, H.; LIN, L.; LIHUA, W.; JIANLIANG, Z.; SHAOGUO, Y.; JITIAN, Z.; MINGGANG, G. **Application of Pseudo-Well Technology for Clastic Rock Reservoir Prediction in Deep-Sea No-Well Area**. Geophysical Prospecting for Petroleum, 50(3):281-287, 2011.

ASHTON, C. P.; BACON, B.; MANN, A.; MOLDOVEANU, N.; DÉPLANTÉ, C.; DICKILRESON; SINCLAIR, T.; REDEKOP, G. **3D Seismic Survey Design**. Oilfield Review, 1994.

AURNHAMMER, M.; TÖNNIES, K.; MAYORAL, R. A. **Genetic Algorithm for Constrained Seismic Horizon Correlation**. Proceedings of the International Conference on Computer Vision Pattern Recognition and Image Processing (CVPRIP), 2002.

BAAN, M. V. D.; JUTTEN, C. **Neural Networks in Geophysical Applications**. Geophysics, Vol. 65, No. 4 P. 1032–1047, july-august 2000.

BACK, T.; FOGEL, DAVID B.; MICHALEWICZ, Z. **Evolutionary Computation 1, Basic Algorithms and Operators**. Institute Of Physics Publishing, Bristol and Philadelphia, United Kingdom, 2000.

BANZHAF, W.; NORDIN, P.; KELLER, R. E.; FRANCONI, F. D. **Genetic Programming, an introduction: On the Automatic Evolution of Computer Programs and Its Applications**. Morgan Kaufmann Publishers, Inc. San Francisco, California, 1998.

BARROS, C.; ANDRADE, A. **Well Correlation by Fuzzy Inference**. 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Sociedade Brasileira de Geofísica, 2009.

BASSIOUNI, Z. **Theory, measurement, and interpretation of well logs**. SPE textbook series vol. 4, SPE Richardson, Texas USA, 1994.

BLICKLE, T. **Theory of Evolutionary Algorithms and Application to System Synthesis**. Zurich: Doctoral dissertation, Swiss Federal Institute of Technology, 1996.

BORTFELD, R. **Approximations to the Reflection and Transmission Coefficients of Plane Longitudinal and Transverse Waves: Geophysical Prospecting**, N^o. 9, 485–502, 1961.

BOSCHETTI, F.; DENITH, M. C.; LIST, R.D. **Inversion of Seismic Refraction Data Using Genetic Algorithms**. *Geophysics* 61:1715– 1727, 1996.

BOURGES, M.; MARI, J. L.; JEANNÉE, N. **A Practical Review of Geostatistical Processing Applied to Geophysical Data: Methods and Applications**. *Geophysical Prospecting*, Volume 60, Issue 3, p 400-412, may 2012.

BULAND, A.; I, H. **Joint AVO Inversion, Wavelet Estimation and Noise-Level Estimation. Using a Spatially Coupled Hierarchical Bayesian Model**. European Association of Geoscientists & Engineers, *Geophysical, Prospecting*, 51, 531–550, 2003.

CALLEGARI-JACQUES, S. M. **Bioestatística: Princípios e Aplicações**. 255p, Artemed, Porto Alegre, 2003.

CHAPMAN, C. H. **Fundamentals of Seismic Wave Propagation**. Schlumberger Cambridge Research. Cambridge University, UK, 2004.

CHEN, Z.; YANG, Y. **Assessing Forecast Accuracy Measures**. Iowa, USA: Iowa State University, March 2004.

CHOPRA, S.; MARFURT, K. J. **Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization**. *Geophysical Developments No 11*, Society of Exploration Geophysicists. Tulsa OK, USA, 2007.

COOPER, N. **A World of Reality—Designing Land 3D Programs for Signal, Noise, and Pre-stack Migration**, Part 1 Of A 2-Part Tutorial. Calgary, Alberta, Canada: Mustagh Resources, October 2004.

CORDESEN, A.; GALBRAITH, M.; PEIRCE, J. **Planning Land 3-D Seismic Surveys**. Editor, Bob A. Hardage. Geophysical Developments Series No. 9, 2000, Society of Exploration Geophysicists, USA, 2011.

CRANGANU, C.; BAUTU, E. **Using Gene Expression Programming to Estimate Sonic Log Distributions Based on the Natural Gamma Ray and Deep Resistivity Logs: A Case Study from the Anadarko Basin, Oklahoma**. Journal of Petroleum Science and Engineering 70 (2010) 243–255, 2009.

DA CRUZ, M. M. **Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado**. Instituto de Geociências, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2003.

DARLING, T. **Well Logging and Formation Evaluation**. Gulf Drilling Guides. Elsevier Inc. Burlington, MA, USA, 2005.

DAVIES, R. J.; CARTWRIGHT, J. A.; STEWART, S. A.; LAPPIN, M. & UNDERHILL, J. R. **3D Seismic Technology: Application to the Exploration of Sedimentary Basins**. Geological Society, London, Memoirs, 29, (eds) 2004.

DE LIMA, F. M. **Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado**. Universidade Estadual Paulista. Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Campus de Rio Claro, 2004.

DESBARATS, J. A. **Modeling Spatial Variability Using Geostatistical Simulation**. Geostatistics for Environmental and Geotechnical Applications, American Society for Testing and Materials, 1996.

DIAS, M. E. F. **Utilização de um Sistema de Informação Geográfica na Caracterização de Áreas de Dragagem**. Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Estatística e Gestão de Informação, Universidade Nova de Lisboa, 2005.

DINIZ, P.S.R, DA SILVA, E.A.B., NETTO, S.L. **Digital Signal Processing: System Analysis and Design**. Cambridge University Press, 2010. Disponível em: < <http://books.google.com.br/books?id=-CIPeHVI9ZEC>>, maio 2012.

DMA. **The Universal Grids: Universal Transverse Mercator (UTM) and Universal Polar Stereographic (UPS)**. Technical Manual, Defense Mapping Agency DMA, DMATM 8358.2, Edition1, september 1989.

DOS SANTOS, R. O. V.; VELLASCO, M. M. B. R; DA FONTOURA, S. A. B.; ARTOLA, F. A.V. **Lithology Recognition by Neural Network Ensembles**. GTEP / PUC-Rio, DEE / PUC-Rio – ICA. T. Windeatt and F. Roli (Eds.): MCS 2003, LNCS 2709, pp. 246–255, 2003. © Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2003.

DORRINGTON, K. P.; LINK, C. A. **Genetic-algorithm/neural-network approach to seismic attribute selection for well-log prediction**. *Geophysics*, Vol. 69, No. 1 p. 212–221, January-February 2004.

DOVETON, John H. **Geologic Log Analysis Using Computer Methods**. Tulsa, Okla.: American Association of Petroleum Geologists, 1994. 169 p.

DUTRA, P.; MARQUES, R.; VIEIRA, V. **Anchor Handling Tug Supply Vessel: 1º Relatório de Projeto do Navio III**. Departamento de Engenharia Naval e Oceânica- UFRJ. Disponível em: <http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/atuais/Roberta+Vivian/relat1/5Mercado.htm>, junho 2012.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. Springer, Netherland, 699 p. 2008.

FATTI, J.L., SMITH, G.C., VAIL, P.J., STRAUSS, P.J., LEVITT, P.R. **Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the Geostack technique**. *Geophysics*, 59, 1362-1376, 1994.

GARDNER, G .H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. **Formation Velocity and Density – The diagnostic basis for stratigraphic traps**: *Geophysics*, 39, 770-780, 1974.

GOLDBERG, D. E. **Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning**. Addison-Wesley Publishing Company, Inc., Reading, MA, 1989.

GREWAL, M.S.; ANDREWS, A.P. **Kalman Filtering: Theory and Practice Using MATLAB**. 3rd Ed New Jersey: John Wiley&Sons, Inc.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. **Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin**. In: Edwards, J.D and Santogrissi, P.A., *divergent/Passive Margin Basins*. Tulsa, AAPG Memoir 48, pp. 3-79, 1990.

GUIMARÃES, P. R. **Métodos Quantitativos Estatísticos**. Bittencourt. Curitiba: IESDE Brasil S.A., Brasil, 2008.

HADDAD, R.A. **Class of Orthogonal Nonrecursive Binomial Filters**. *IEEE Transactions on Audio and Electroacoustics*, 19 (4), 296–304, 1971.

HANSEN, T.; KINGSTON, I.; KJELLESVIK, S.; et al. **3-D Seismic Surveys**. *Oilfield Review*, 1 (3): 54-61, 1989.

HEARST, J. R.; NELSON, P. H.; PAILLET, F. L. **Well logging for Physical Properties: a Handbook for Geophysicists, Geologists, and Engineers**. 2nd ed. Chichester: Wiley, 2000.

HSIEH, B. Z.; LEWIS, C.; LIN, Z. S. **Lithology Identification of Aquifers from Geophysical Well Logs and Fuzzy Logic Analysis: Shui-Lin Area, Taiwan.** Computers & Geosciences 31 (2005) 263–275.

IODP. **Integrated Ocean Drilling Program, United States Implementing Organization, Data File Summary: ODP Leg 174AX Hole OV.** Disponível em: <<http://brg.ldeo.columbia.edu/data/odp/leg174AX/OV/>>, março 2012.

KADKHODAIE-ILKHCHI, A.; AMINI, A. **A Fuzzy Logic Approach to Estimating Hydraulic Flow Units from Well Log Data: A Case Study from the Ahwaz Oilfield, South Iran.** Journal of Petroleum Geology, Vol. 32(1), January 2009, p. 67-78.

KALMAN, R. E. **A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems.** Transactions of the ASME—Journal of Basic Engineering, 82 (Series D): 35-45, 1960.

KAY, S.M. **Fundamentals of Statistical Signal Processing: Estimation Theory.** Prentice Hall Signal Processing Series, PTR Prentice-Hall, 1993.

KENNY, D. A. **Correlation and Causality.** Revised Edition. Storrs, Connecticut, March 2004. Disponível em: <davidakenny.net/doc/cc_v1.pdf>, janeiro, 2013.

KOZA, J. R. **Genetic Programming: On the Programming of Computers by Means of Natural Selection.** The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, London, England, 1992. Sixth printing, USA, 1998.

LEITE, M.; CARRASQUILLA, A.; DA SILVA J. **Simulação do Perfil Sônico a Partir dos Perfis de Raios Gama e de Resistividade em Poços da Bacia de Campos.** Revista brasileira de geofísica, 26(2): 141-151, 2008.

LI, Y.; YAN, P.; PAN, Y; YAN, R. **Near-Surface Model Reconstruction Using Pseudo Well-Surface Simultaneous Travel Time Tomographic Inversion.** Mining Science and Technology 20 (2010) 0747–0751, Science Direct, Elsevier, 2010.

LIM, JONG-SE. **Reservoir Properties Determination Using Fuzzy Logic and Neural Networks from Well Data in Offshore Korea.** Journal of Petroleum Science and Engineering 49 (2005) 182– 192.

LIRA, S. A. **Análise de Correlação: Abordagem Teórica e de Construção dos Coeficientes com Aplicações.** Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Do Paraná, Curitiba, 2004.

LUTHI, S. M.; BRYANT I. D. **Well-Log Correlation Using a Back-Propagation Neural Network.** Mathematical Geology, Vol. 29, No. 3, 1997.

MALLICK, S.; FU, D. **Seismic. Inversion with Accuracy and Efficiency.** Chevron Energy Technology Company, SEG/San Antonio Annual Meeting, 2007.

MARGRAVE, G. F. **Numerical Methods of Exploration Seismology with algorithms in MATLAB**. Department of Geology and Geophysics, The University of Calgary, July 2003.

MATHWORKS, INC. **Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2**. User's Guide, copyright 2004-2007. Disponível em: <www.mathworks.com>. Acesso em 7 jun. 2008.

MATOS, M. C. **Reconhecimento de Padrões Sísmicos Utilizando Análises Tempo-Frequência**. 2004. 118p. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado-Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.

MENEZES, S. X.; ADAMS, T. **Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos**. Boletim de Geociências da Petrobrás, v4, 183-188, 1990.

MICHALEVICZ, Z. **Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs**. Springer-Verlag, 1996.

MISITI M.; MISITI Y.; OPPENHEIM G.; POGGI, J. M. **Wavelet Toolbox™ 4 User's Guide**. MATHWORKS, INC. copyright 2004-2007.

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

NORTON, M. P.; KARZUB, D. G. **Fundamentals of Noise and Vibration Analysis for Engineers**. Cambridge University Press, 2003. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=jDeRCSqtev4C>>, junho 2012.

ONIP; ON. **Situação da Sísmica Terrestre no Brasil: Projeto ONIPGEO**. CTPetro, FINEP. 2003.

PACHECO, M. A. **Notas de Aula em Computação Evolucionária**, Disponível em: < <http://www.ica.ele.puc-rio.br/strictosensu/index.rails?name=Stricto+Sensu> > , maio 2012.

PAN, S. Y.; HSIEH, B. Z.; LU, M. T.; LIN, Z. S. **Identification of Stratigraphic Formation Interfaces Using Wavelet and Fourier Transforms**. Computers & Geosciences 34 (2008) 77–92, 2008.

PAULO, J. B.; LOPES, H. C. V. **Método de Interpolação de Shepard Baseado em Núcleos**. 49p. Dissertação de Mestrado, Departamento de Matemática, Pontifícia, Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.

RANGEL, H. D.; MARTINS, C. C. **Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos**. In: (ed.) Searching For Oil and Gas in the Land of Giants 32-40, Schlumberger, Rio de Janeiro, 1998.

REYNOLDS, J. M. **An Introduction to Applied and Environmental Geophysics**. Reynolds Geo-Sciences Ltd, UK. John Wiley & Sons, 1997.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. Second Edition, revised. Rider-French Consulting Ltd., Scotland, 2002.

ROMERO, C.; CARTER, J. N. **Using Genetic Algorithms for Reservoir Characterisation**. Developments in Petroleum Science, 51, Chapter 17. Elsevier Science B.V. 2003.

SACCO, T; SAUL B.; SUSLICK, S. B.; VIDAL, A. C. **Modelagem Geológica 3d do Campo de Namorado Utilizando Dados de Perfilagem de Poços Verticais**. 4º DPETRO, ABPG, Campinas, SP, 21-24 de outubro de 2007.

SANCEVERO, S. S.; REMACRE, A. Z.; PORTUGAL, R. S. **O Papel da Inversão para a Impedância Acústica no Processo de Caracterização Sísmica de Reservatórios**. Revista Brasileira de Geofísica (2006) 24(4): 495-512 Sociedade Brasileira de Geofísica, 2006.

SCAR. **Impacts of Marine Acoustic Technology on the Antarctic Environment**. SCAR Ad Hoc Group on marine acoustic technology and the environment. Version 1.2, July 2002.

SCHLUMBERGER. **Log Interpretation Principles/Applications**. Schlumberger, Texas, USA, 1991. Seventh printing. March 1998.

SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary**. Schlumberger. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=230>>, julho, 2012.

SCHNEIDER, W. A.; BACKUS, M. M. **Dynamic Correlation Analysis**. Geophysics, Vol. 33, No. 1, february, 1968.

SCHÖN, J.H. **Physical Properties of Rocks: a Workbook**. Elsevier, Amsterdam, 481 p. 2011.

SEMINAR in Marine Geophysics. **Well Logging Principles and Applications**. G9947 – Spring, 2008.

SEN, M; STOFFA, P. L. **Global Optimization Methods in Geophysical Inversion, Advances in Exploration Geophysics**. 4th ed. Elsevier, Amsterdam, pp 1–281, 1995.

SERRA, O. **Fundamental of Well-log Interpretation. The acquisition of Logging Data**. Elsevier Science Publishers B.V. 3er Edition, Amsterdam, Netherlands, 1988.

SERRA, O. **Well Logging Handbook**. Editions OPHRYS, 2008. Disponível em: < <http://books.google.com.br>>, dezembro 2012.

SHEPARD, D. **A Two-Dimensional Interpolation Function for Irregularly-Spaced Data**. In: Proceedings of the 1968 23rd ACM National Conference, p. 517-524, New York, NY, USA, 1968.

SHUEY, R. T. **A Simplification of the Zoeppritz Equations**. Geophysics 50 (9): 609–614, april, 1985.

SMITH, G. C.; GIDLOW, P. M. **Weighted Stacking for Rock Property Estimation and Detection of Gas**. Geophysical Prospecting, 35: 993–1014, 1987.

SOARES, A. **Geostatística para as Ciências da Terra e do Ambiente**. IST, Lisboa, Portugal, 2000.

STRANG, G.; NGUYEN, T. **Wavelets and Filter Banks**. Wellesley MA:Wellesley-Cambridge Press, 1996.

STUERMER, K.; KUMMEROW, J.; SHAPIRO, S. A. **Waveform Similarity Analysis at Cotton Valley, Texas**. Annual Meeting SEG 1669, SEG San Antonio, 2011.

TAKEZAWA, K. **Introduction to Nonparametric Regression**. New Jersey: John Wiley&Sons, Inc., 2006.

TARANTOLA, A. **Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation**. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005.

TREES, H. L. V. **Detection, Estimation and Modulation Theory**. New York: John Willey 1968. (repr., 1971).

VEEKEN, P. C. H.; PRIEZZHEV, I. I.; SHMARYAN, L. E.; SHTEYN, Y. I.; BARKOV, A. Y.; AMPILOV, Y. P. **Nonlinear multitrace genetic inversion applied on seismic data across the Shtokman field, offshore northern Russia**. Geophysics, Vol. 74, No. 6 □ emelhan-december 2009, Society of Exploration Geophysicists, 2009.

VERMEER, G. J. O. **Fundamentals of 3D Seismic Survey Design**. G.J.O. Vermeer / 3DSysSam – Geophysical Advice, The Netherlands, 2001.

VETTERLI, M.; MARZILIANO, P.; BLU, T. **Sampling Signals with Finite Rate of Innovation**. IEEE Transactions on Signal Processing, Vol. 50, No. 6, June 2002.

VIVAS, V.M. A. **A Technique for Inter Well Description by Applying Geostatistics and Fractal Geometry Methods to Well Log and Core Data**. ProQuest Dissertations & Theses, Doctoral Dissertation, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma, USA, 1992.

YARLAGADDA, R. K. R. **Analog and Digital Signals and Systems**. Springer, 2009. Disponível em: < http://books.google.com.br/books?id=Kib0z1u_XOAC >, maio 2012.

YEGIREDDI, S.; KUMAR, A. **Geoacoustic Inversion Using Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System**. Computational Geosciences, 12:513–523, Springer Science + Business Media B.V. 2008.

YUN L.; BAMAN F.; HONGRUI X.; LIDENG G. **Forum on Seismic Inversion: Calibration on Well Logging and Seismic Information**. Applied Geophysics Volume 1, Number 1 (2004), 63-64, 2004.

ZABALA, A.; CASTILLO, V. M. G.; CACERES, C. S. **Acoustic impedance and Porosity Cubes from Genetic Algorithms, Well Logs and Seismic Amplitude**. Schlumberger, SIS. Sociedade Brasileira de Geofísica, 2009.

ZHANG, T; PLOTNICK, R. E. **Graphic Biostratigraphic Correlation Using Genetic Algorithms**. Mathematical Geology, Vol. 38, No. 7, November 2006, International Association for Mathematical Geology, 2007.

Apêndice I – Exemplos de Interpolação de Sinais

Neste apêndice são apresentados três exemplos que permitem mostrar as tendências da interpolação de vários sinais tirados dos perfis de poço. Para o primeiro exemplo, supõem-se um conjunto de constantes $\{a_i\}$ e um conjunto de perfis com sinais semelhantes $\{R_i\}$, proporcionais a um sinal padrão R_x , em que $R_i = a_i R_x$. Em seguida, os R_i são interpolados com a eq. (5.10):

$$R_f = \sum_{i=1}^p R_i u_i . \quad (5.10)$$

Assim, têm-se a eq. (1.1) e eq. (1.2):

$$R_f = \sum_{i=1}^p a_i R_x u_i , \quad (1.1)$$

$$R_f = R_x \sum_{i=1}^p a_i u_i . \quad (1.2)$$

Na eq. (1.2) é mostrado que o sinal resultante R_f continua sendo proporcional ao sinal R_x . Caso esta interpolação seja convexa, como a de Shepard (1968), a amplificação ou redução do sinal R_f dependerá unicamente das constantes $\{a_i\}$.

Para o segundo exemplo, supõem-se sinais do tipo $R_i = S_i + W_i$, em que $S_i > 0$ e W_i é ruído. Logo, esse sinal é substituído na eq. (5.10) para obter as eq. (1.3) e eq. (1.4):

$$R_f = \sum_{i=1}^p (S_i + W_i) u_i , \quad (1.3)$$

$$R_f = \sum_{i=1}^p S_i u_i + \sum_{i=1}^p W_i u_i , \quad (1.4)$$

em que o segundo somatório da eq. (1.4) representa um sinal dependente do ruído e com amplitude máxima tendente a zero. Se o sinal $S_i = M_i$, em que M_i é

um sinal formado pelas médias das medições dos estratos do poço ou a média móvel, então o sinal previsto é aproximado com a eq. (I.5):

$$R_f \approx \sum_{i=1}^p M_i u_i . \quad (I.5)$$

A validade do resultado da eq. (I.5) dependerá da relação entre os sinais M_i e os coeficientes u_i . Em outras palavras, se M_i varia com as coordenadas geográficas, então u_i deverá variar proporcionalmente.

Para o terceiro exemplo são utilizados os resultados da eq. (I.2) e (I.4). Se o segundo termo da eq. (I.4) fosse formado por sinais semelhantes como da eq. (I.2), então o resultado da eq. (I.6) será o resultado da interpolação:

$$R_f = \sum_{i=1}^p M_i u_i + R_x \sum_{i=1}^p a_i u_i . \quad (I.6)$$

Na prática existe uma grande possibilidade de encontrar casos como os da eq. (I.4) e da eq. (I.6). As interpolações são mostradas semelhantes nas Figuras I.1 e I.2, respectivamente, com sinais sintéticos e com ruído.

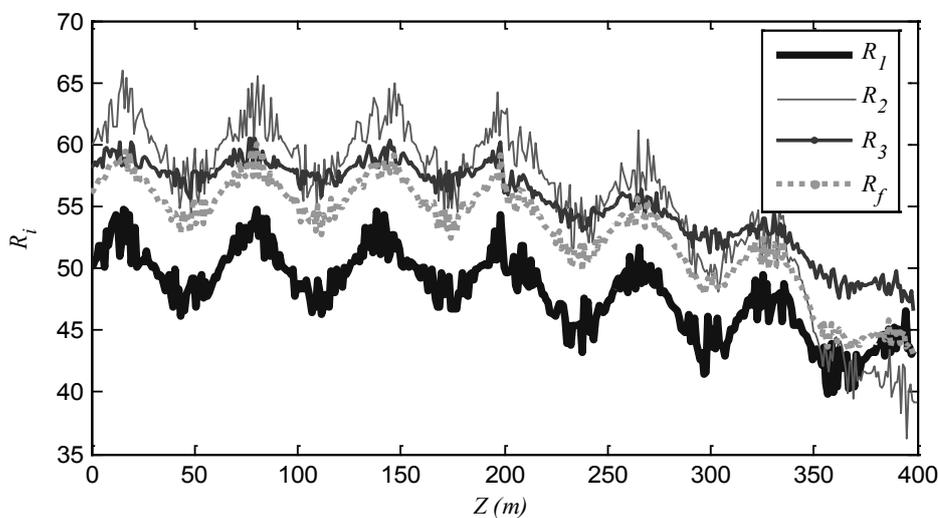


Figura I.1 – Sinal interpolado R_f a partir de três sinais semelhantes, de raio gama, R_1 , R_2 , e R_3 . Para $u_1 = 1/3$, $u_2 = 1/3$, $u_3 = 1/3$.

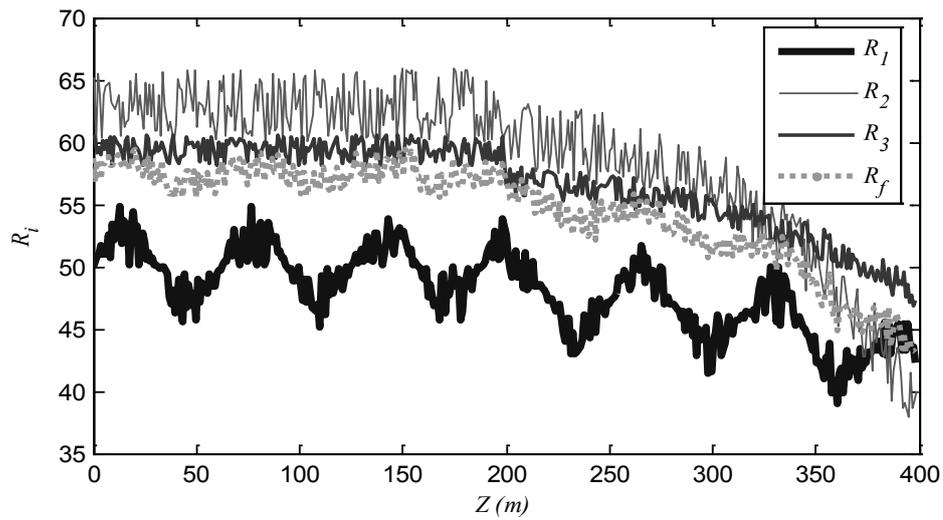


Figura I.2 – Sinal interpolado R_f a partir de três sinais não semelhantes, de raio gama, R_1 , R_2 , e R_3 . Para $u_1 = 1/3$, $u_2 = 1/3$, $u_3 = 1/3$.

Apêndice II – Comparação dos Filtros Binomial, de *Kalman* e com Ondeletas

Para avaliar o desempenho de três filtros, para atenuar o ruído, utilizam-se as medições de raio gama de um perfil de poço. As medições são de uma seção do poço 174AX disponibilizados no site do IODP (2012).

Técnicas de filtragem tão diferentes precisam de um valor de referência produzido por uma métrica, como o coeficiente de correlação (Albuquerque et al., 2008) para comparar seus resultados. O coeficiente de correlação entre o sinal de entrada e da saída, como é mostrado na eq. (4.27):

$$\rho_{r,y} = \frac{k_{r,y}}{\sqrt{k_{r,r} k_{y,y}}} \quad 0 \leq |\rho_{r,y}| \leq 1, \quad (4.27)$$

em que $k_{r,y}$ é a covariância de dois sinais r e y (o sinal previsto); $k_{r,r}$ e $k_{y,y}$ são as variâncias de cada sinal. O coeficiente de correlação do filtro binomial serve de padrão. Em seguida, ajustam-se os parâmetros dos outros dois filtros para ter coeficientes de correlação semelhantes. Dessa forma pode-se fazer uma análise qualitativa das feições do sinal e de seu espectro.

O perfil de raio gama foi amostrado em profundidade com uma taxa de $\Delta z = 0,0305\text{m}$ ($\approx 0,1\text{ft}$) e, no processamento foram utilizadas 10.000 amostras. Originalmente foi utilizado um filtro binomial de expoente $m = 20$ com 21 coeficientes para a eq. (4.7). Isto é equivalente a um comprimento de onda, de uma oscilação do sinal, e pode ser calculado com $\lambda \approx 14$ amostras ($= 6 \times 0,5 \times 20^{0,5}$), também é possível dizer que o filtro pode interpolar sinais para estratos de 0,427m ($14 \times 0,0305\text{m}$). Na Figura II.1 é mostrada a curva das medições originais $\{r_k\}$, o sinal filtrado $\{y_i\}$ e a transformada discreta de *Fourier* (DFT) de ambos os sinais. O valor do seu coeficiente de correlação $\rho_{r,y} = 0,8407$ significa que o sinal filtrado $\{y_i\}$ ainda contém informação importante das medições.

A Figura II.1 mostra o espectro (DFT) das medições $\{r_k\}$, em que os componentes de altas frequências são distribuídos homogeneamente (ruído branco). Depois da filtragem, com frequência de corte relativa $f = 0,0833$ calculada com a eq. (4.9), as componentes de alta frequência são atenuadas.

Isto seria equivalente a dizer que os estratos com mais que 0,3661m serão preservados. Pode-se dizer que este último valor é mais preciso do que o calculado com o λ (0,4227m), mas seu cálculo é trabalhoso.

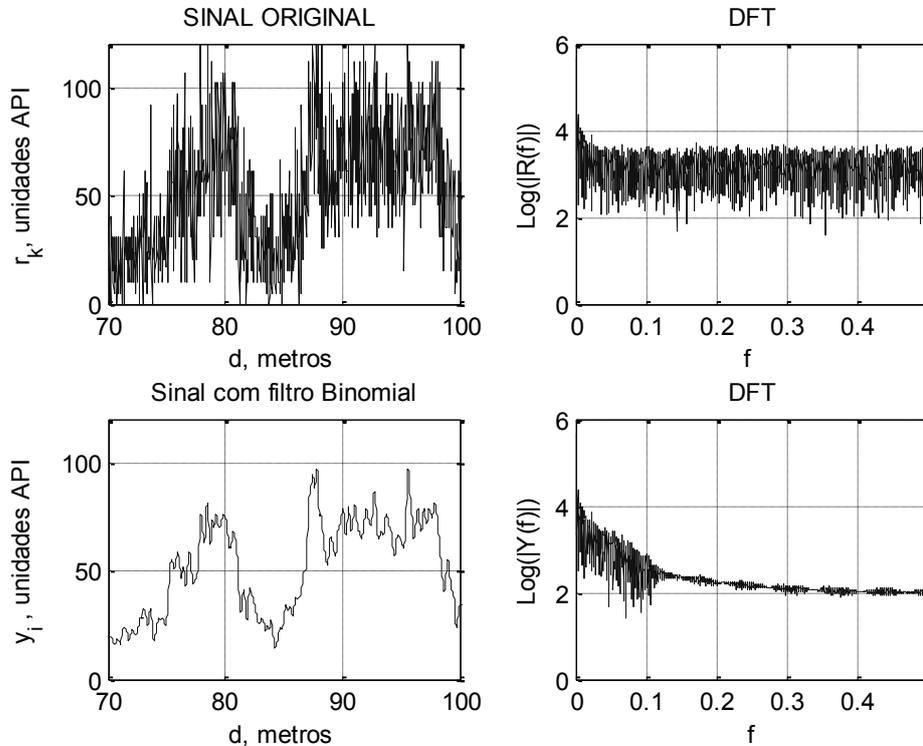


Figura II.1 – Sinal original e filtrado do perfil de raio gama. No lado esquerdo o sinal original $\{r_k\}$, e o sinal filtrado $\{y_i\}$ com o filtro binomial; no lado direito os espectros de frequência relativas f (ou f_r) dos mesmos (sem unidades).

Para utilizar o filtro de *Kalman* realiza-se um procedimento iterativo para ajustar o parâmetro Γ , da eq. (4.10), para atenuar as componentes de alta frequência. Os valores dos outros dois parâmetros, das eq. (4.10) e eq. (4.11), não são conhecidos, mas pode-se fazer $H=1$ e $\Phi=1$, para não alterar a amplitude nem a média, respectivamente, do estado $\{y_k\}$. O parâmetro $\Gamma \leq 1$ e os valores de covariância (K_w e Q) são ajustados em conjunto, com um valor inicial estimado de $K_y = 900$ e assumindo $K_w = Q$, $K_y > Q$ e $\Gamma = 1$. As eq. (4.12) até eq. (4.14) são executadas para todas as medições $\{r_k\}$ com um valor inicial $P \gg 1$ e m_y arbitrário. Com r_k e y_k são recalculadas K_w , K_y e Q .

Estes passos são repetidos cada vez que Γ é reduzido para atenuar os componentes de alta frequência, como é mostrado na Figura II.2.

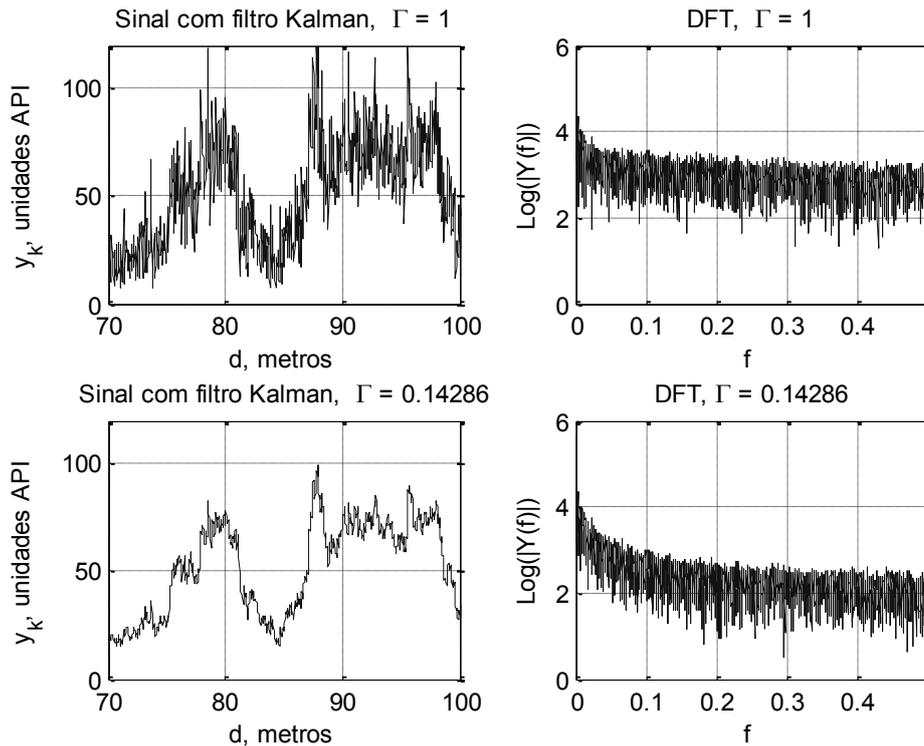


Figura II.2 – Sinais filtrados do perfil de raio gama com filtro de *Kalman*. No lado esquerdo os sinais $\{\hat{y}_k\}$; para $\Gamma = 1$ e $\Gamma = 0,1428$; no lado direito os espectros dos mesmos (frequência relativa ou normalizada f).

Os resultados da estimativa do sinal $\{y_k\}$ mostram uma atenuação gradual dos componentes de alta frequência. Embora mantenham as informações de estratos mais finos, isto não simplifica o trabalho visual de um especialista. Por outro lado, a redução da Γ aumenta o deslocamento do sinal $\{\hat{y}_k\}$ para a direita. Na Figura II.2 para $\Gamma = 1$ e $K_w = 67,8$, e $K_y = Q = 738,5$, a $\rho_{r,y} = 0,9646$ é um valor alto, mas não atenua suficientemente os componentes de alta frequência. Reduzindo $\Gamma = 0,1428$ e recalculando $K_w = 268,85$ e $K_y = Q = 602,62$, então o $\rho_{r,y} = 0,8411$ é um valor aproximado ao filtro binomial. Além disso, os componentes de alta frequência são atenuados gradualmente e nenhum componente é eliminado.

Antes de realizar uma comparação da filtragem com ondeletas e os outros dos filtros (Binomial e *Kalman*) é necessário escolher a mais adequada de entre as ondeletas *db1* até a *db6* para vários níveis J (de 1 até 5) da eq. (4.17). Os resultados deste teste estão na Tabela II.1, onde são mostrados os valores dos coeficientes de correlação.

Tabela II.1 – Coeficientes de correlação $\rho_{r,y}$ entre o sinal original e filtrado para 6 ondeletas (*db*) e cinco níveis.

Nível <i>J</i>	<i>db1</i>	<i>db2</i>	<i>db3</i>	<i>db4</i>	<i>db5</i>	<i>db6</i>
1	0,9087	0,9075	0,9073	0,9079	0,9085	0,9086
2	0,8599	0,8600	0,8595	0,8601	0,8600	0,8591
3	0,8326	0,8343	0,8340	0,8343	0,8342	0,8337
4	0,8156	0,8176	0,8182	0,8185	0,8180	0,8181
5	0,8008	0,8044	0,8056	0,8047	0,8043	0,8048

Quando o nível *J* é incrementado, a faixa de baixa frequência se reduz para todas as ondeletas, de igual forma $\rho_{r,y}$ se reduz. As ondeletas *db3* e *db4* mostram formas mais suaves e com menos ondulações. Então, os valores mais próximos ao filtro binomial estão nos níveis *J* = 2 e *J* = 3.

Para a comparação se escolhe a ondeleta *db4* e *J* = 3 para obter formas mais suavizadas como são mostradas na Figura II.3. Porém, quando existe a “suspeita” de perda de informação pode-se utilizar a ondeleta *db3*, porque sua forma de onda é semelhante ao traço da Figura II.1, nos flancos de subida e descida.

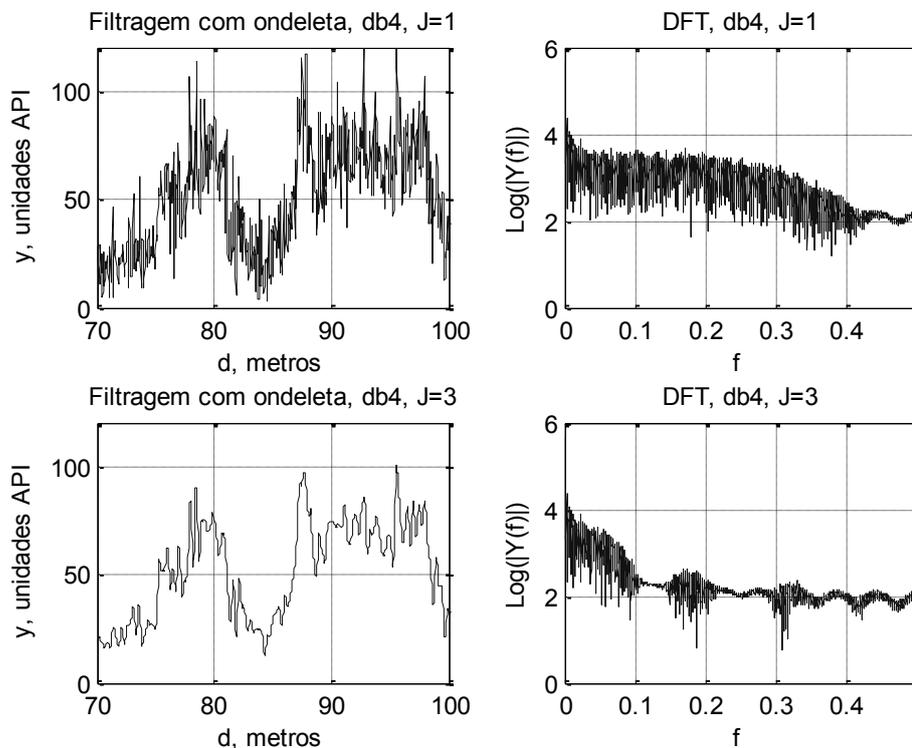


Figura II.3 – Sinais filtrados do perfil de raio gama com ondeleta *db4*. No lado esquerdo os sinais y ; com *J* = 1 e *J* = 3; no lado direito os espectros dos mesmos (frequência relativa ou normalizada *f*).

O espectro da filtragem para $J = 1$ mostra uma atenuação em parte da faixa de alta frequência, e quando se incrementa $J = 3$, aparecem ondulações nas componentes de alta frequência. Dessa forma o filtro com ondeletas introduz o ruído colorido.

Uma amplificação dos resultados da filtragem com os três filtros pode ser visto na Figura II.4, onde se inclui a curva de potencial espontâneo para verificar se as mudanças dos sinais filtrados acompanham as variações nos estratos.

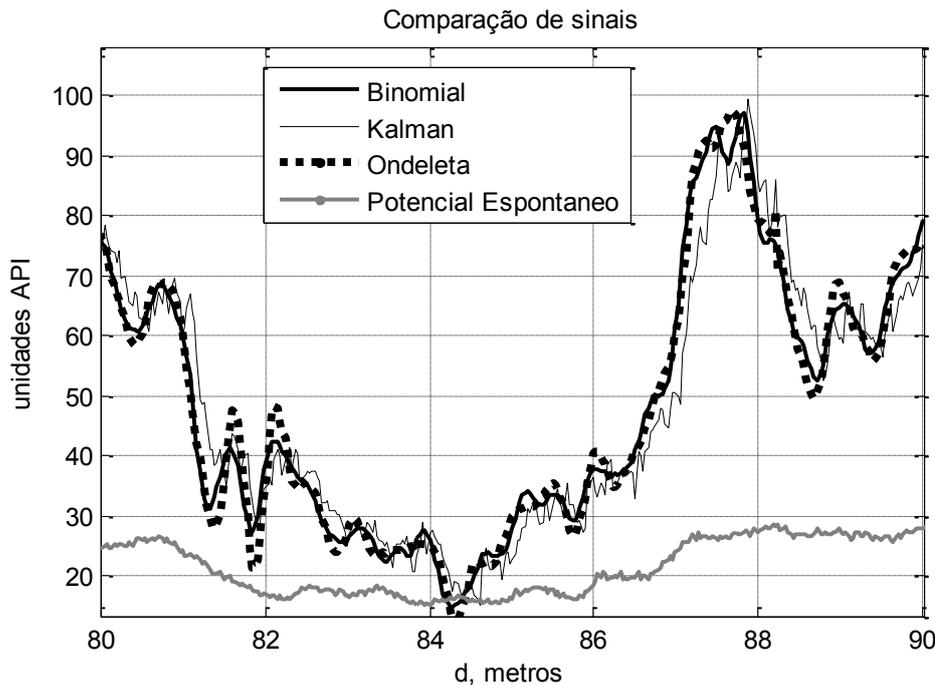


Figura II.4 – Curvas dos três resultados: o filtro binomial ($m = 20$), filtro de *Kalman* ($\Gamma = 0,25$) e do filtro com ondeletas ($db4$, $J = 3$). A curva de potencial espontâneo está correlacionada com os perfis filtrados.

As variações da curva produzida pelo filtro de *Kalman* são compatíveis com as outras curvas, mas está deslocada (para a direita). O filtro com ondeleta produz curvas mais suaves do que o filtro de *Kalman* e com maior amplificação do que o filtro binomial.

Finalmente, podem ser comparados qualitativamente os três filtros, utilizando os valores próximos dos coeficientes de correlação, mostrados na Tabela II.2. O filtro com a ondeleta $db4$ e com o nível $J = 3$ apresenta as duas características desejadas: não desloca o sinal e suaviza as formas dos traços, sem atenuar muito as amplitudes dos picos.

Tabela II.2 – Comparação qualitativa dos resultados dos três filtros.

Filtro	$\rho_{r,y}$	Forma suavizada	Sinal deslocado
Binomial $m = 20$	0,8407	Sim	Não
<i>Kalman</i> $\Gamma = 0,1428$	0,8411	Não	Sim
Ondeleta $db4, J = 3$	0,8343	Sim	Não

Apêndice III – Teste de Correlação Lateral de poço com Algoritmos Genéticos e representação Binária

O teste realizado neste apêndice foi o primeiro para a correlação lateral de poço. Embora a representação binária não tenha sido utilizada para a versão final do método de previsão, esta foi útil para testar a função de avaliação, ajustar os parâmetros do Algoritmo Genético e observar seu desempenho.

A correlação lateral de dois poços precisa de três variáveis, um índice de posição i_{s1} no primeiro poço no intervalo Z_1 , um índice de posição i_{s2} no segundo poço no intervalo Z_2 e um número n de estratos semelhantes escolhidos no primeiro e segundo poços para calcular o coeficiente de correlação. As três variáveis fazem parte do cromossomo do Algoritmo Genético. Assim, sua codificação é realizada com 8 bits, como é mostrada na eq. (III.1):

$$Cr = [b_1 \dots b_8 b_9 \dots b_{16} b_{17} \dots b_{24}] \quad (III.1)$$

$$i_{s1} = b_1 \dots b_8 + 1, \quad i_{s2} = b_9 \dots b_{16} + 1, \quad n = b_{17} \dots b_{24} + 1,$$

em que b representa um valor binário do cromossomo. Note-se que os valores mínimos dos índices e do número de amostras devem ser uns e os valores máximos iguais aos números de estratos disponíveis. Embora a convergência do Algoritmo Genético para encontrar uma boa solução seja rápida, existem várias desvantagens para esta forma de codificação. Por exemplo, o número de estratos em cada intervalo de Z_i não é fixo e pode ser menor ou maior do que 256 (2^8). Então, além de colocar restrições para as variáveis, também se deve alterar o tamanho das variáveis e, conseqüentemente, do cromossomo.

Para os primeiros testes foram utilizados perfis de dois poços (RJS042 e NA02) com mil (1000) amostras sobre o reservatório do Campo de Namorado na Bacia de Campo. Os operadores e parâmetros escolhidos, para os seis testes com representação binária, são mostrados na Tabela III.1. A seguir são descritos os seis testes.

Teste 1: este teste serve para ajustar a função de avaliação elementar $f_{Ti,Tj}$, da eq. (4.27), e encontrar as taxas de mutação e cruzamento, adequadas, para obter a melhor aptidão. Para isto, o perfil de raio gama, do poço RJS042, é correlacionado com ele mesmo, porque os valores ótimos do cromossomo

envolvem todos os estratos do sinal S_i . Com os valores iniciais dessas taxas (0,01 e 0,8), recomendados no toolbox do Matlab (Mathworks, 2008), não é possível obter os valores ótimos. Com os valores, mostrados na Tabela III.1, são obtidos os resultados da Tabela III.2 e os resultados gráficos da Figura III.1. Embora o valor da função de avaliação seja o esperado, os resultados não consideram todos os estratos do sinal S_i .

Teste 2: para confirmar os resultados, do Teste 1, o número de gerações é incrementado. Os resultados da Tabela III.2 mostram existência de múltiplos mínimos na função de avaliação. Com o incremento da população a função de avaliação chega ao valor mínimo no menor número de gerações.

Teste 3: neste teste a função de avaliação elementar é alterada para conseguir um único valor mínimo. Essa alteração é mostrada na Tabela III.2 e consiste em agregar a inversa do número de amostra n . Os resultados da Figura III.3 mostram uma função de avaliação próxima de zero.

Teste 4: a partir deste teste são utilizados dados de dois perfis de poços diferentes (RJS42 e NA02). Este teste é realizado com a função de avaliação elementar alterada. Os resultados da Figura III.4 mostram a convergência, dessa função, ao mínimo em aproximadamente 20 gerações, com uma taxa de mutação de 0,1 e um número de estratos pequeno. Por outro lado, é necessário mencionar que os trechos dos perfis de raio gama representam medições com correlação estratigráfica. Isto pode ser visto na Figura B.1, do Anexo B, retirada do trabalho de Da Cruz (2003).

Teste 5: neste teste a função de avaliação F_A , da eq. (5.24) é utilizada para incrementar o número de estratos correlacionados. As taxas de mutação e cruzamento são fixadas nos valores recomendados, mostrados na Tabela III.1. Os resultados, mostrados na Tabela III.2 e na Figura III.5, mostram um maior número de estratos correlacionados, mas houve um aumento no valor mínimo alcançado pela função de avaliação.

Teste 6: neste teste as taxas de mutação e cruzamento, mostradas na Tabela III.1, são alteradas. Isso para melhorar o desempenho do Algoritmo Genético da função em relação ao Teste 5. Os resultados, mostrados na Tabela III.2 e na Figura III.6, confirmam a melhora, com um menor valor da função de avaliação e um maior número de amostras correlacionadas.

Tabela III.1 – Parâmetros e características dos Algoritmos Genéticos para seis testes da correlação lateral de poços com representação binária.

	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4	Teste 5	Teste 6
População	20	34	34	34	34	34
Gerações	100	100	100	100	100	100
Seleção Estocástica uniforme	Sim	Sim	Sim-	Sim	Sim	Sim-
Cruzamento de dois pontos	0,65	0,65	0,65	0,65	0,85	0,65
Mutação Uniforme	0,05	0,05	0,05	0,1	0,01	0,05
Elitismo – Steady State	1	1	1	1	1	1
Experimentos (sem Steady State)	5	5	5	5	5	5
Recursos Computacionais	Processador de 64 bits, 1,81 GHz e 1 GB de RAM					

Tabela III.2 – Os melhores resultados numéricos, de cinco experimentos, da correlação lateral de poços com Algoritmos Genéticos para seis testes, com os poço 1 (RJS42) e 2 (NA02).

	Função de avaliação		Resultados			Tempo de execução (s)
	Tipo	Menor Valor	i_{s1}	i_{s2}	n	
Teste 1 (Poço 1 - Poço1)	f_{T_i, T_j}	0,00	52	52	41	1,13s
Teste 2 (Poço 1 - Poço1)	f_{T_i, T_j}	0,00	29	29	55	0,83
Teste 3 (Poço 1 - Poço1)	$f_{T_i, T_j} + 1/n$	0,0099	7	7	101	4,90
Teste 4 (Poço 1 - Poço 2)	$f_{T_i, T_j} + 1/n$	0,1428	20	16	19	5,75
Teste 5 (Poço 1 - Poço 2)	F_A eq. (5.24)	0,5409	17	12	73	7.21
Teste 6 (Poço 1 - Poço 2)	F_A eq. (5.24)	0,4555	6	6	101	5,38

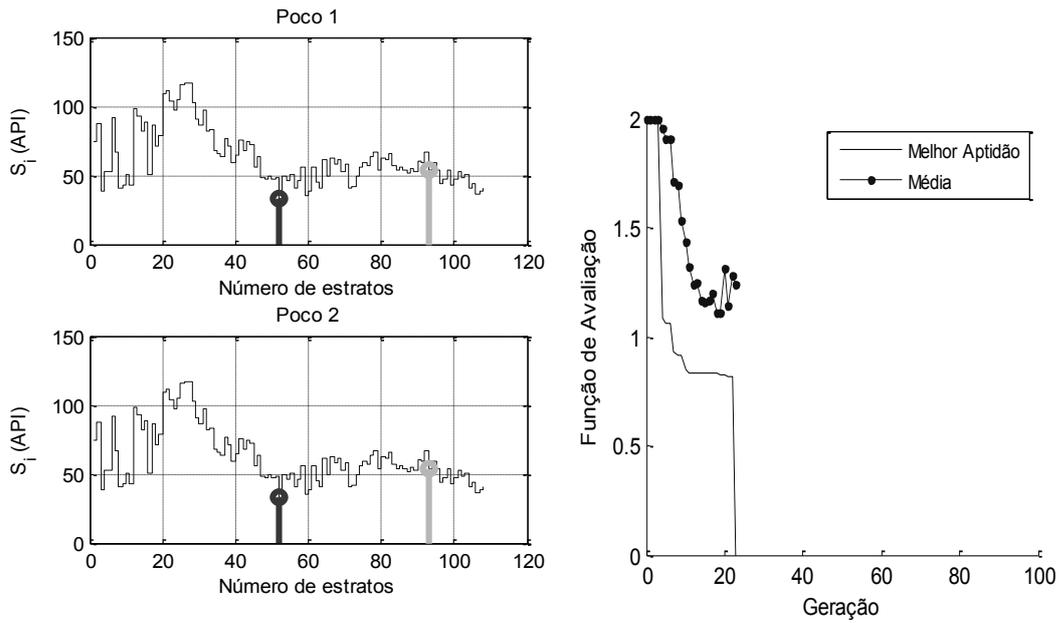


Figura III.1 – Resultados do Teste 1 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama do poço RJS42, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 0821484/CA

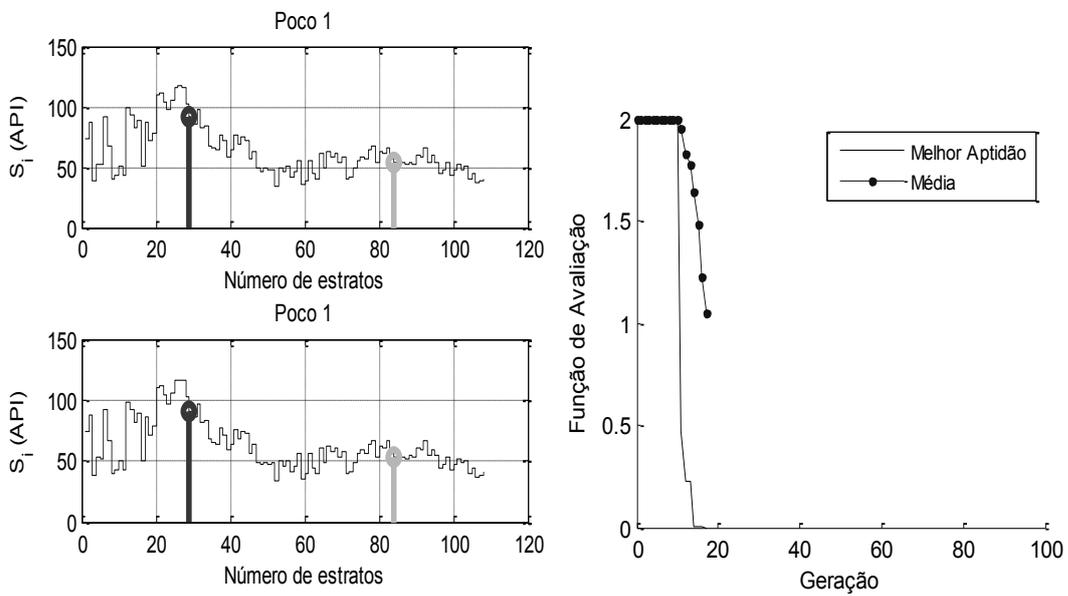


Figura III.2 – Resultados do Teste 2 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama do poço RJS42, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

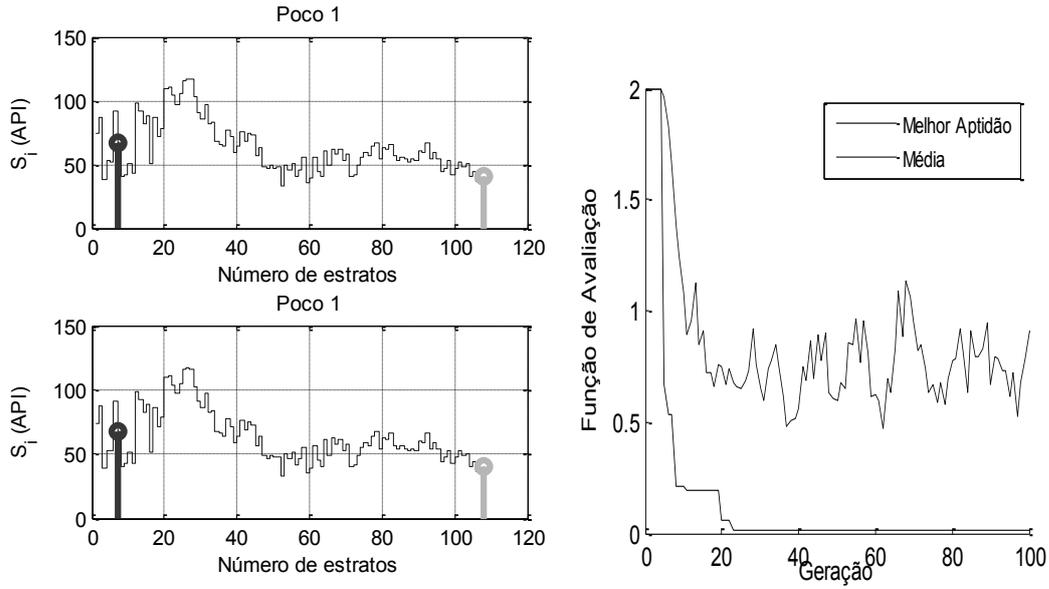


Figura III.3 - Resultados do Teste 3 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama dos poços RJS42 e NA02, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

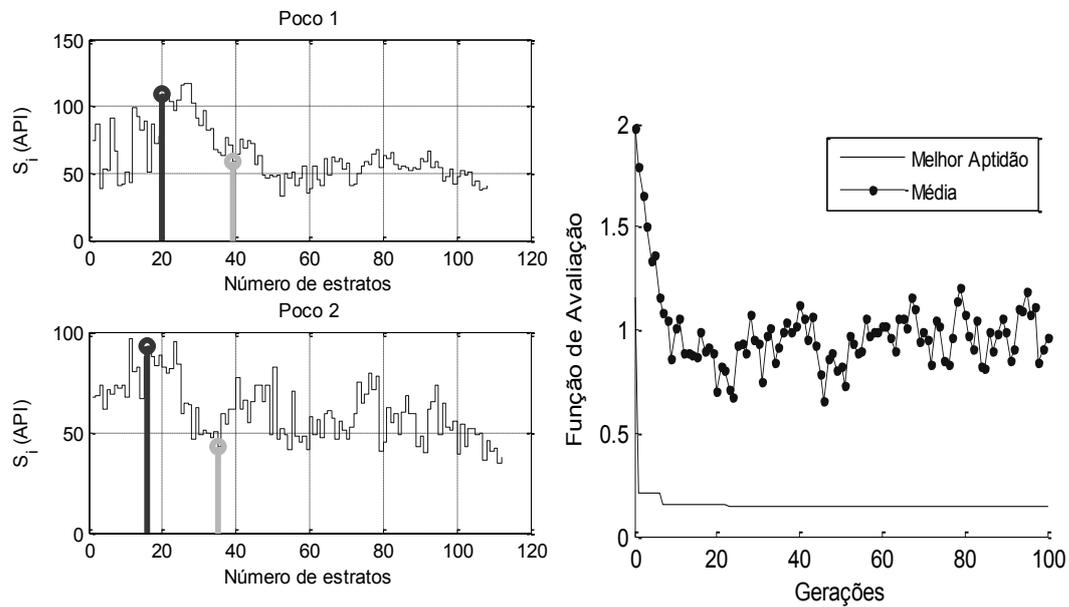


Figura. III.4 - Resultados do Teste 4 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama dos poços RJS42 e NA02, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

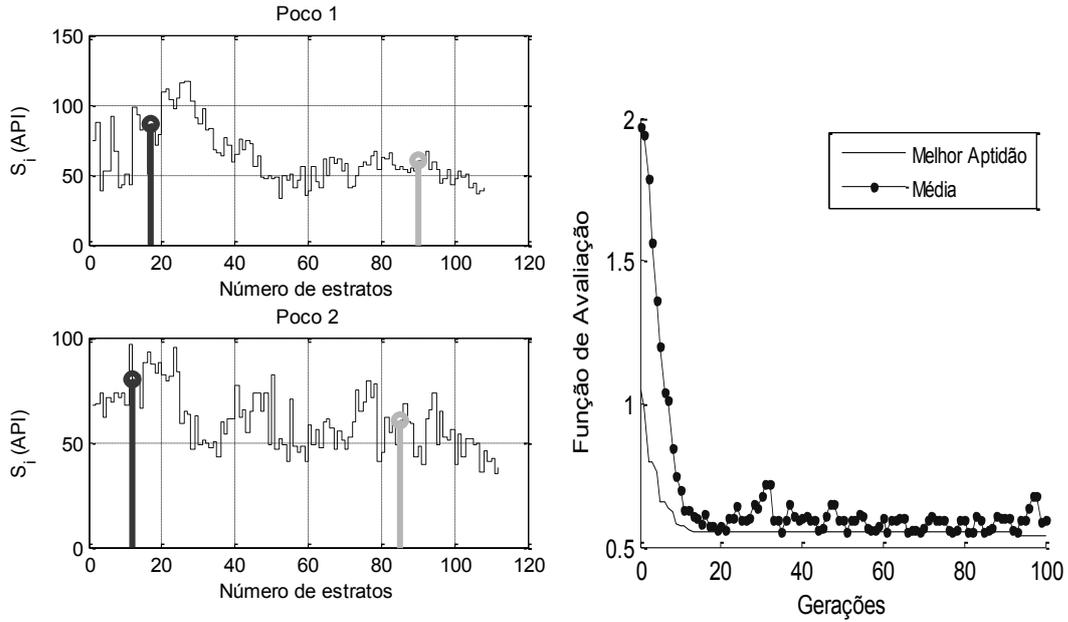


Figura III.5 – Resultados do Teste 5 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama dos poços RJS42 e NA02, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

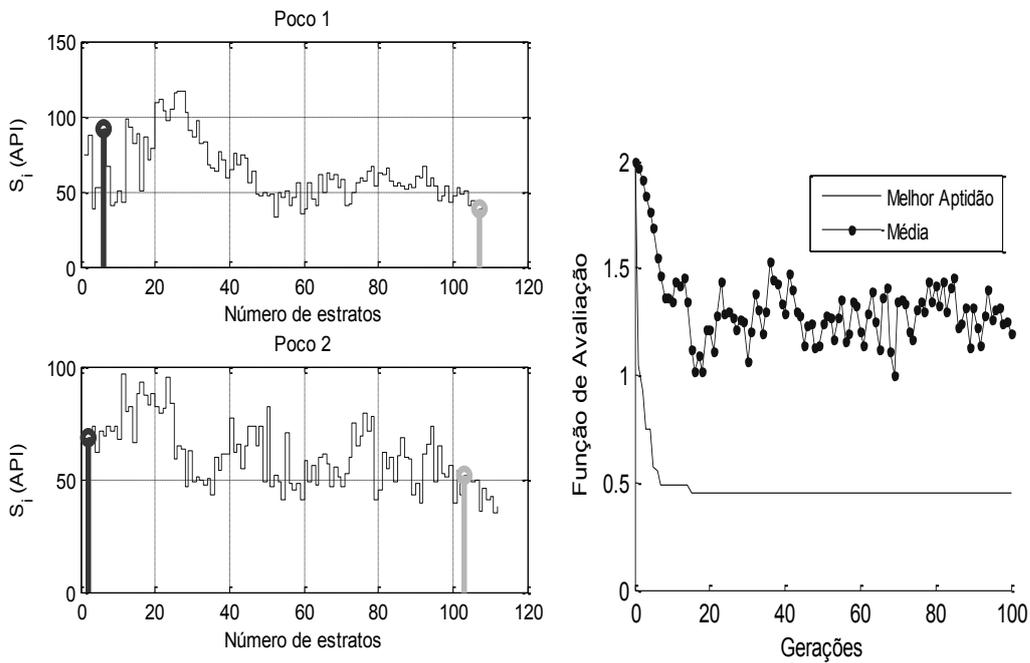


Figura III.6 - Resultados do Teste 6 para a representação binária. À esquerda, a correlação das curvas estratificadas (S_i) de raio gama dos poços RJS42 e NA02, com segmentos de reta que indicam o início e o fim do agrupamento semelhante. À direita a curva de desempenho do Algoritmo Genético.

Apêndice IV – Teste de Frequência dos Traços Sísmicos

O teste apresentado, neste apêndice, tem como objetivo estimar as frequências predominantes nos sinais sísmicos. Com essas frequências são ajustadas as ondeletas geradoras dos traços sísmicos sintéticos de poço.

Os picos de frequência, principais e seus harmônicos, de um traço sísmico podem ser observados no *Spectrum* e no *Cepstrum* de potência. Para isso foram escolhidos dois traços sísmicos de linhas 2725 e 2718 do levantamento 3D do Campo de Namorado na Bacia de Campos. Os resultados são mostrados na Figura IV.1.

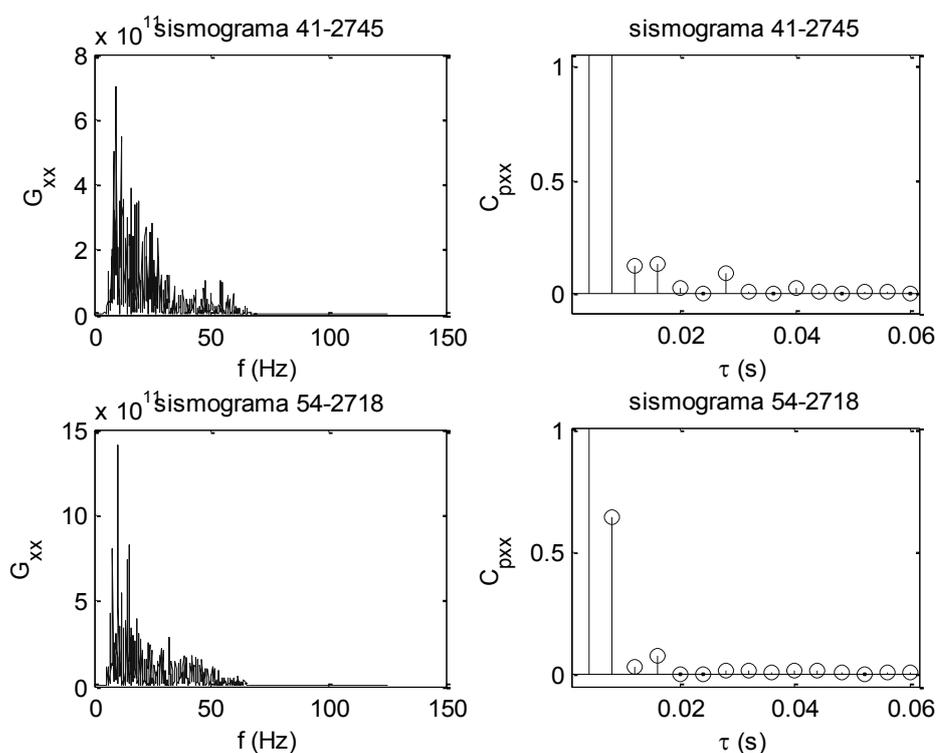


Figura IV.1 – O *Spectrum* G_{xx} e o *Cepstrum* $C_{p_{xx}}$ de potência dos traços sísmicos 41 e 54, das linhas 2745 e 2718 respectivamente, do Campo de Namorado Bacia de Campos.

O *Spectrum* de potência dos traços sísmicos, da Figura IV.1, apresentam largas de banda com início em 5,0 Hz e final em 60,0 Hz, aproximadamente. Os maiores picos de frequência estão abaixo de 20,0 Hz, e contêm informações das reflexões. Por outro lado, no *Cepstrum* de potência os harmônicos são

múltiplos do tempo de amostragem Δt_s , só até 0,016 s (ou 62,5 Hz) e qualquer pico acima de 0,02 s pode indicar a frequência da ondeleta ou seus harmônicos.

Para determinar a ondeletas adequadas, e produzir os traços sísmicos correlacionados com os reais, foram feito testes com várias ondeletas (ver a Tabela A.2 e a Figura A.1, no anexo), mas duas ondeletas, utilizadas com frequência na geração de traços sísmicos, apresentaram os melhores resultados: a ondeleta *Ricker* e a ondeleta de fase mínima (Margrave, 2003).

Para criar uma ondeleta são necessários dois parâmetros: o tempo de amostragem ($\min \Delta t_k$) e a frequência. A frequência e a amplitude são parâmetros da fonte sônica e normalmente não são conhecidos. A frequência da ondeleta pode ser escolhida de um conjunto de frequências estimadas a partir do *Cepstrum* de potência da Figura IV.1. Do conjunto, o pico em 0,028 s produz uma frequência principal de 35,7 Hz, sendo esta a frequência utilizada para criar a ondeleta da fonte. Além desta, existem outros harmônicos com possibilidades de serem as frequências principais como: 25,0 Hz, 31,25 Hz e 41,7 Hz.

Com essa informação é realizada a correlação do traço sísmico 41, da linha 2745 do mesmo Campo, e do traço sísmico sintético, criado com dados do poço NA11. Na Tabela IV.1 é mostrado cada um dos oito resultados dos pontos de máximas correlações, indicados pelo coeficiente de correlação $\rho_{r,y}$ e o índice i_c do início do trecho semelhante sobre o traço sísmico real.

Tabela IV.1 – Resultados das correlações máximas do traço sísmico real e outros traços sintéticos criados com as ondeletas *Ricker* e de Fase Mínima. As frequências das ondeletas são de quatro harmônicos, observados no *Cepstrum* do traço sísmico real.

Ondeleta	$f = 25,00\text{Hz}$		$f = 31,25\text{ Hz}$		$f = 35,70\text{ Hz}$		$f = 41,70\text{ Hz}$	
	$\rho_{r,y}$	i_c	$\rho_{r,y}$	i_c	$\rho_{r,y}$	i_c	$\rho_{r,y}$	i_c
<i>Ricker</i>	0,4555	757	0,4019	757	0,3563	289	0,3350	289
Fase mínima	0,3158	781	0,2974	621	0,2761	622	0,2315	623

Os resultados, dos índices i_c para as duas ondeletas mostrados na Tabela IV.1, não convergem para um valor. Isso mostra que a escolha da ondeleta influencia muito nos resultados. Por outro lado, um coeficiente de correlação maior, em comparação aos outros resultados, não indica necessariamente que exista uma identificação correta entres os trechos sísmicos. Como exemplos, os coeficientes de correlação menores, para a ondeleta *Ricker* com frequências de 35,70 Hz e 41,70 Hz, apresentam índices i_c mais próximos à posição onde se espera esteja o reservatório. Na Figura VI.2 é mostrada uma comparação dos

traços sísmicos reais e sintéticos para as duas ondeletas e para a frequência de 35,70 Hz. O traço sísmico sintético conta com 288 amostras, com a mesma taxa de amostragem do que o traço sísmico real.

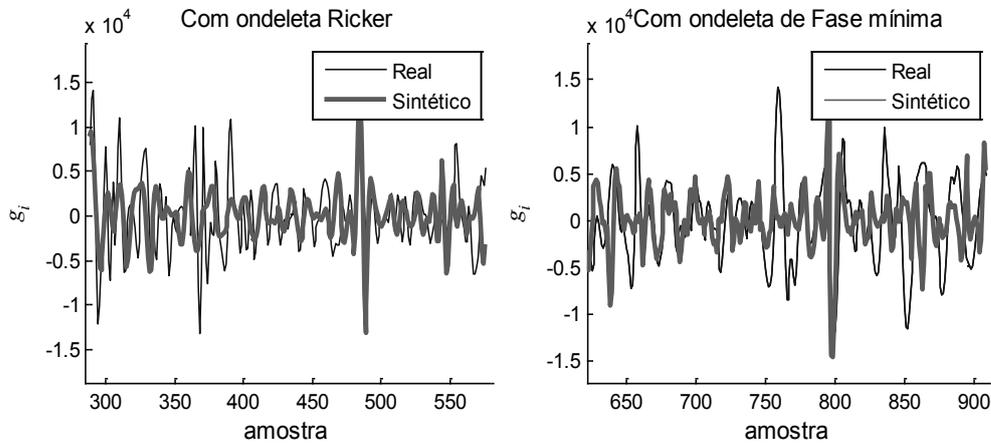


Figura. IV.2 – Comparação de dois resultados da correlação de um traço sísmico próximo ao poço e outro traço sintético do poço. À esquerda com o traço sísmico sintético gerado com a ondeleta *Ricker*. À direita com o traço sísmico sintético gerado com a ondeleta de Fase Mínima, ambas com a frequência de 35,70 Hz.

Na Figura IV.2, observa-se pouca diferença entre os traços sísmicos sintéticos, mas isso basta para produzir correlações máximas em pontos diferentes do traço sísmico real. Isto acontece porque não há unicidade na calibração dos dados de poço e os traços sísmicos, como exprimem Yun et al., (2004), e Darling, (2005).

Anexo A – Expressões Matemáticas e Informações das Ondeletas

A.1. Propriedades da Convolução

A convolução apresenta um número grande de propriedades no tempo e na frequência. Na tabela A.1 são mostradas apenas algumas das propriedades utilizadas neste trabalho ou em alguns das referências.

Tabela A.1 – Propriedades da convolução para as funções contínuas: $x_1(t)$, $x_2(t)$ e $h(t)$.

1. Comutação	$y = x_1 * x_2 = x_2 * x_1$
2. Associação	$x_1 * (x_2 * h) = (x_1 * x_2) * h$
3. Distribuição	$(x_1 + x_2) * h = x_1 * h + x_2 * h$
4. Derivação	$\frac{d^m x_1}{dt^m} * \frac{d^n x_2}{dt^n} = \frac{d^{(m+n)} y}{dt^{(m+n)}}$
5. Integração	$\left(\int_{-\infty}^t x_1(\lambda) d\lambda \right) * x_2 = x_1 * \left(\int_{-\infty}^t x_2(\beta) d\beta \right)$
6. Retraso	$y(t - (t_1 + t_2)) = x_1(t - t_1) * x_2(t - t_2)$
7. Escala no tempo	$x_1(ct) * x_2(ct) = \frac{1}{ c } y(ct)$
8. Na frequência ω (Transformada de Fourier)	$x_1(t) * x_2(t) \leftrightarrow X_2(\omega)X_1(\omega)$

A.2. Tipos de Ondeletas

As ondeletas utilizadas nos testes, para os filtros com ondeletas e na geração de traços sísmicos sintéticos, são mostradas na Tabela A.2 e na Figura A.1. As ondeletas da Tabela A.2 estão no Toolbox do Matlab (Mathworks, 2008; Misiti et al., 2007).

Tabela A.2 - Nomes e abreviações das ondeletas utilizadas nos testes. (Misiti et al., 2007)

Nomes curtos das ondeletas	Nomes de ondeletas
'haar'	<i>Haar wavelet</i>
'db'	<i>Daubechies wavelets</i>
'sym'	<i>Symlets</i>
'coif'	<i>Coiflets</i>
'bior'	<i>Biorthogonal wavelets</i>
'rbio'	<i>Reverse biorthogonal wavelets</i>

As ondeletas *Ricker* e de Fase Mínima da Figura A.1 são funções dentro do pacote CREWES (*Consortium for Research in Elastic Wave Exploration Seismology*), para Matlab (Margrave, 2003).

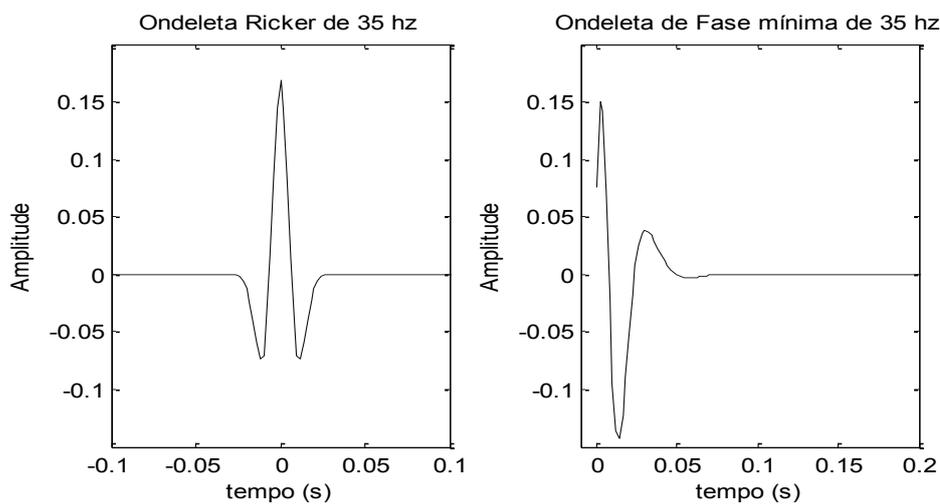


Figura A.1 - Formas de onda das ondeletas *Ricker* e de Fase Mínima utilizadas na criação dos traços sísmicos sintéticos (Margrave, 2003).

A.3. Funções de Avaliação

Nesta seção se apresentam em sequência algumas expressões utilizadas dentro ou como funções de avaliação. Como exemplo, a correlação cruzada é a operação, mostrada na eq. (A.1), utilizada para determinar a semelhança entre dois sinais como segue:

$$y(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x_1(\tau)x_2(t + \tau)d\tau, \quad (\text{A.1})$$

em que $x_1(t)$, $x_2(t)$ e $y(t)$ são sinais ou funções com variável independente t . O valor de $y(t)$ pode apresentar um pico máximo, no ponto em que $x_1(t)$ e $x_2(t)$ apresentam maior semelhança. No processamento, de sinais sísmicos, é utilizada a correlação cruzada normalizada (Chopra & Marfurt, 2007; Stuermer et al., 2011), mostrada na eq. (A.2):

$$c_{ij}(t) = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} x_i(\tau)x_j(t + \tau)d\tau}{\left(\int_{-\infty}^{\infty} x_i^2(\tau) d\tau \int_{-\infty}^{\infty} x_j^2(\tau)d\tau \right)^{1/2}}, \quad (\text{A.2})$$

em que $c_{ij}(t)$ é o coeficiente de correlação normalizada de dos sinais $x_i(t)$ e $x_j(t)$. Na prática, uma versão discreta, da eq. (A.2), é empregada para calcular os coeficientes de correlação cruzada.

Se $x_i(t)$ e $x_j(t)$ representam trechos com eventos sísmicos, como exemplo, o valor máximo de $c_{ij}(t)$ seria C_{ij} . Esse valor pode fazer parte de uma função de avaliação, proposta por Aurnhammer et al. (2002). A função de avaliação é mostrada na eq. (A.3):

$$F_A = \sum_{e \in E} C_{ij}^2(e), \quad (\text{A.3})$$

em que F_A é a função de avaliação calculada com o somatório dos coeficientes C_{ij} do par de eventos e , dos sinais i e j , pertencente ao conjunto E de eventos correlacionados.

Outra função de avaliação pode ser definida como o produto dos coeficientes C_{ij} , semelhante à função proposta por Stuermer et al. (2011) e mostrada na eq. (A.4):

$$F_A = \prod_{e \in E} C_{ij}^2(e). \quad (\text{A.4})$$

Nas eq. (A.3) e eq. (A.4), os coeficientes C_{ij} são elevados ao quadrado para evitar as oscilações da F_A produzidas pelos valores negativos. Caso esses valores apareçam deveriam ser penalizados. Essas duas funções de avaliação crescem com a semelhança dos trechos.

Anexo B – Informações dos Poços e dos Traços Sísmicos

B.1. Perfis Elétricos

Os perfis elétricos de poço são agrupados segundo dois métodos: medição do potencial e medição da resistividade elétrica. No primeiro método o potencial varia segundo as camadas transversais. A partir da curva do potencial é possível inferir os limites de muitas formações ou estruturas e obter informação da natureza dessas formações. Potencial e resistividade são simultaneamente armazenados.

Pode-se observar uma diferença de potencial quando um eletrodo é colocado no poço e outro na superfície. Esta medição é passiva sem gerar corrente nenhuma, por isto o potencial é conhecido como espontâneo (SP) ou também potencial secundário (Hearst et al., 2000).

O potencial espontâneo pode ser utilizado para diferenciar entre folhelho e outros tipos de formações que são porosas e permeáveis, desde que as concentrações de sais do fluido da formação sejam diferentes aos da lama. O perfil de potencial espontâneo também é utilizado para correlacionar camadas entre poços de um campo de exploração. Além disso, o perfil do potencial espontâneo pode ser usado para determinar os valores da resistividade da água (R_w) se é conhecido o valor da resistividade da lama (R_{mf}), (Hearst et al., 2000). Assim, na eq. (B.1) é mostrada a relação entre as resistividades e o valor medido:

$$SSP = -k \log \frac{R_{mfe}}{R_w}, \quad K = 65 + 0,24 T, \quad (B.1)$$

em que SSP , é o potencial espontâneo estático; R_{mfe} , é a resistividade equivalente da lama filtrada; R_w , é a resistividade equivalente de água da formação, T é a temperatura real da formação em grau Celsius ($^{\circ}C$). A unidade do potencial espontâneo é o milivolt (mV).

No segundo método é medida a resistividade, relacionada inversamente com a condutividade dependente da natureza, quantidade e distribuição da água

na camada. Como esses fatores variam consideravelmente de uma camada para outra, então a medição da condutividade feita no poço pode ser usada para identificar mudanças nas formações e obter informações da natureza das formações transversais.

O conjunto de perfis elétricos é a mistura da curva de potencial e de uma ou varias curvas de resistividade colocadas lado a lado. Tais perfis são valiosos para estudos geológicos (correlação entre poços, mapeamento de superfície ou pesquisa sobre a sedimentação), para levantamentos sísmicos de poço (determinação do melhor ponto de disparo no poço), para localização de água fresca nas camadas profundas e para determinar a espessura exata e a posição das camadas de arenito, argila ou folhelho.

Não é possível obter bons perfis elétricos com equipamento de perfil convencional na seção do poço que não tenha lama da formação a base de água ou simplesmente com água. Se isto não é possível, o uso de outro tipo de sonda será necessário. Assim, uma sonda de raio gama pode substituir a sonda de potencial espontâneo e uma sonda de indução à sonda de resistividade.

B.2. Dados dos Poços e dos Traços Sísmicos

Nos primeiros testes, dos filtros de sinal, foi utilizado o perfil de raio gama sem processamento (adquiridos pela ferramenta de medição), disponibilizado no site da IODP, 2012. Os dados do poço, em que foram realizadas as medições, são mostrados na Tabela B.1.

Tabela B.1 - Características do poço Oceanview-174AX (IODP, 2012).

Empreiteira ODP	Delaware Geological Survey
Nome do poço	Oceanview
Parte	174AX
Localização	Sea Isle City, Dennis Township (New Jersey)
Elevação	2,87 m
Latitude	39° 10' 43,826" N
Longitude	74° 43' 31,643" W
Data de registro	Outubro, 1999
Penetração Total	480,18 m
Núcleo total recuperado	387,53 m (80,7 %)

Na Tabela B.2 são mostradas as informações dos poços, do Campo do Namorado, utilizados no Estudo de Casos. Alguns tipos de medições não estão disponíveis para todos os poços. Na Tabela B.3 são mostrados os dados dos

traços sísmicos correlacionados, próximos aos poços utilizados no Estudo de Casos. O número de amostras dos traços é de 2001, com uma taxa de amostragem de 4ms.

Tabela B.2 – Coordenadas no sistema UTM (X , Y), boca do poço (Z) e tipos de perfis disponíveis para os poços do Campo do Namorado. No Fuso 24 e zona K (hemisfério sul). Com *Datum* SAD 69 e elipsoide UGGI (1967) ou *International* (1924).

Nome do Poço	X (m) (Easting)	Y (m) (Northing)	Z (m)	GR	ILD	DT	RHOB
NA01A	354751	7517241	-164	Sim	Sim	Sim	Sim
NA02	352964	7517317	-154	Sim	Sim	Sim	Sim
NA03	355860	7518305	-164	Sim	Sim	Sim	Sim
NA03D	355860	7518305	-164	Sim	Sim	Sim	Sim
NA04	355421	7515514	-211	Sim	Sim	Sim	Sim
NA05A	355092	7513665	-238	Sim	Sim	Sim	Sim
NA06D	357639	7517167	-207	Não	Sim	Não	Sim
NA11A	356720	7515780	-220	Sim	Sim	Não	Sim
NA13A	355881	7514617	-232	Sim	Sim	Sim	Sim
NA17A	357766	7516280	-229	Sim	Sim	Sim	Sim
NA21A	356777	7515104	-236	Sim	Sim	Sim	Sim
NA22	357198	7516504	-229	Sim	Sim	Não	Não
RJS19	354777	7516612	-166	Sim	Sim	Sim	Sim
RJS42	352040	7518179	-136	Sim	Sim	Sim	Sim
RJS234	357463	7517301	-205	Sim	Sim	Sim	Sim

Tabela B.3 - Dados dos traços sísmicos próximos aos poços do Campo do Namorado: Nomes, dados de localização do traço sísmico, o poço próximo e as coordenadas UTM no Fuso 24 e zona K (hemisfério sul). Com *Datum* SAD 69 e elipsoide UGGI (1967) ou *International* (1924).

Nome do Traço Sísmico	Número do Traço e Linha	Poço Próximo	X (m) (Easting)	Y (m) (Northing)
S41-NA11A	41-2745	NA11A	356721	7515776
S54-NA13A	54-2718	NA13A	355876	7514603
S79-NA17A	79-2763	NA17A	357759	7516279
S70-NA21A	70-2735	NA21A	356772	7515127
S57-NA22	57-2761	NA22	357177	7516498

B.3. Correlações Laterais de Perfis de Poços Utilizadas como Referências

Nesta seção são mostrados os resultados de duas correlações laterais de perfis de poço, realizadas por autores diferentes. Na Figura B.1 é mostrada a correlação lateral realizada por Da Cruz (2003) sobre perfis de raio gama (GR) e densidade (RHOB) do Campo do Namorado. Na Figura B.2 é mostrada a correlação lateral de perfis de poço realizada por De Lima (2004). Essa figura pode ser encontrada na página 40 da sua dissertação de mestrado. Esse resultado foi sugerido pelo autor para compará-lo com o resultado do método de correlação lateral com Algoritmos Genéticos deste trabalho.

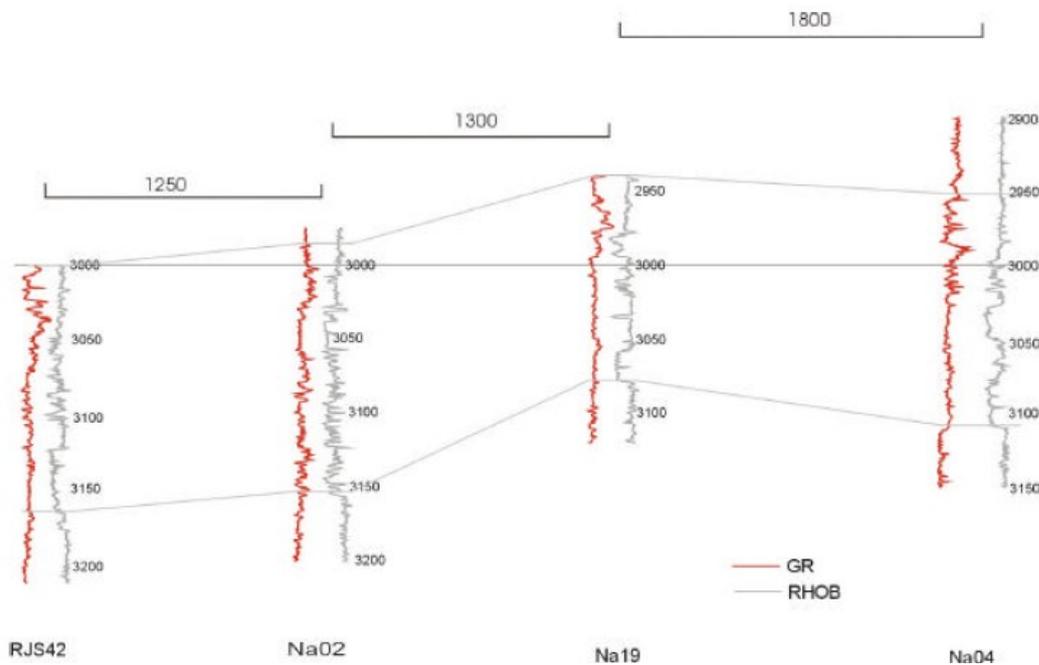


Figura B.1 - Correlação lateral de poços com perfis de raio gama (GR) e densidade (RHOB). Exemplo de correlação entre os poços: RJS42, Na02, Na19, Na04 (Da Cruz, 2003).

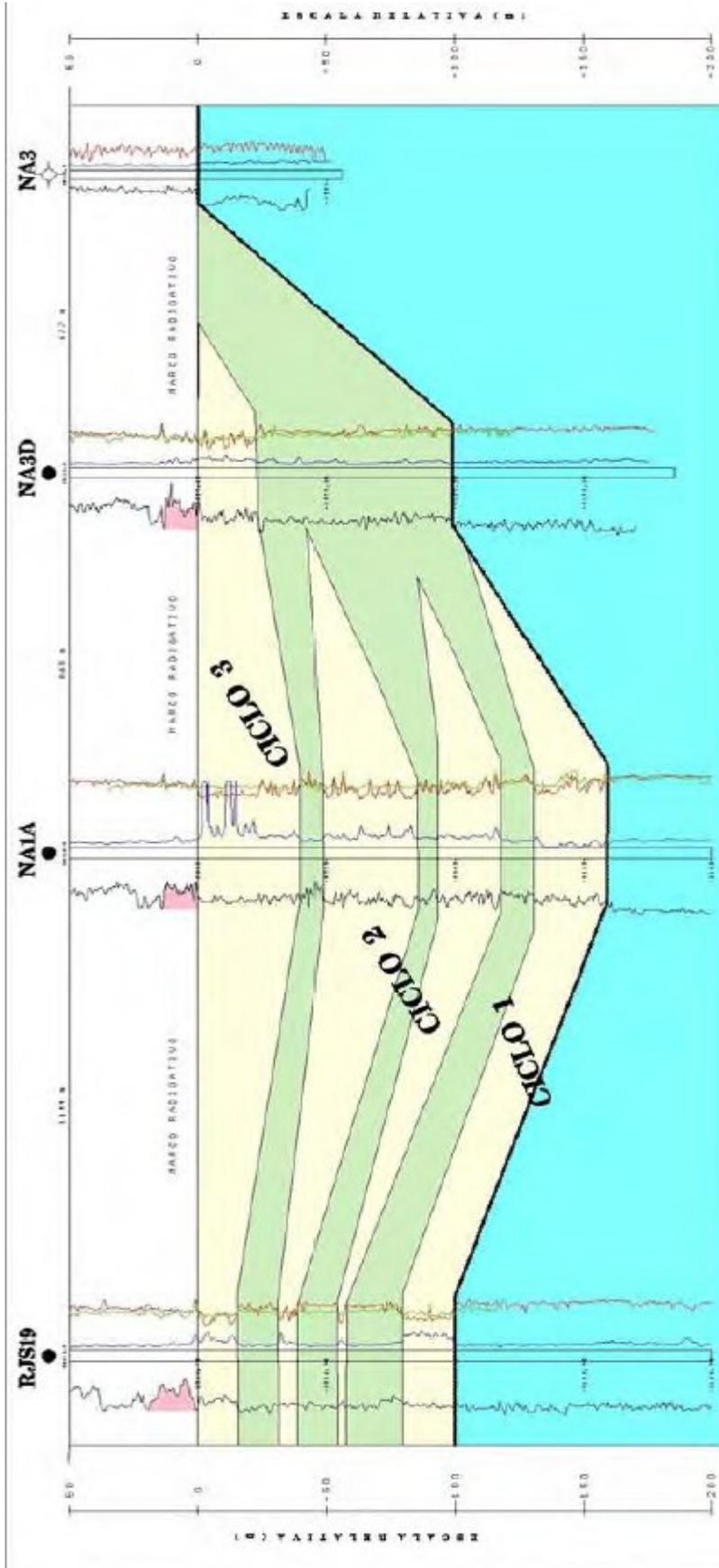


Figura B.2. Seção estratigráfica B-B' do Campo de Namorado realizado por De Lima (2004).