

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

INTERPRETAÇÃO E MODELAGEM DE PERFIS
GEOFÍSICOS DE POÇO NOS CAMPOS MARGINAIS
DE QUIAMBINA E FAZENDA MAMOEIRO

Rodrigo Andrade Santos

SALVADOR – BAHIA

Julho – 2010

Interpretação e Modelagem de Perfis Geofísicos de Poço nos Campos Marginais
de Quiambina e Fazenda Mamoeiro

por

RODRIGO ANDRADE SANTOS

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

Comissão Examinadora

_____ Msc. Geraldo Girão Nery - Orientador

_____ Dra. Jacira Cristina de Freitas Lucas

_____ Msc. Zoukaneri Ibrahim Moumouni

Data da aprovação: 19/07/2010

A todos que eu amo.

RESUMO

Visando preparar mão-de-obra especializada para fomentar o crescente mercado petrolífero que se apresenta para reativação e aproveitamento de campos com acumulações marginais de hidrocarbonetos, a ANP estabeleceu convênio com a UFBA (Universidade Federal da Bahia) e UFRN (Universidade Federal do Rio Grande do Norte) através do Projeto Campo Escola (PCE), cedendo a estas universidades dados e apoio financeiro para reavaliação e operação dos campos de baixa produtividade.

Neste trabalho foram selecionados dados de poços disponibilizados pelo PCE oriundos do compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo para reavaliação através de processamento e modelamento de perfis geofísicos, utilizando metodologias padrão para análise de poços, o fazendo de maneira sistemática como descrito a seguir.

Com o propósito de contextualizar o estudo aqui apresentado, no Capítulo 1 é feita uma breve apresentação num primeiro momento sobre o nicho ao qual este trabalho se insere, o Projeto Campo Escola, que constitui uma das inúmeras iniciativas que apóia o novo segmento da indústria petrolífera no país - a exploração de campos marginais por empresas de pequeno e médio porte. Na segunda parte do capítulo, é feita uma breve revisão bibliográfica sobre a Bacia do Recôncavo.

A abordagem acerca da bacia é tratada com enfoque na geologia regional fazendo uso, sempre que possível, de exemplos em perfil das formações perfuradas pelos poços dos Campos de Acumulação Marginal de Quiambina e Fazenda Mamoeiro.

No capítulo 2 é realizada uma breve explanação sobre os princípios das ferramentas utilizadas na perfilagem dos poços dos campos supracitados (Quiambina e Fazenda Mamoeiro) e alguns dos parâmetros petrofísicos possíveis de se extrair destes perfis.

Alvejando contribuir com futuras interpretações geológicas detalhadas realizadas por novas iniciativas, o Capítulo 3 apresenta esforços no sentido de gerar perfis sônicos sintéticos utilizando: (1) Modelos empíricos gerados por Regressão Linear Multivariável; (2) Métodos Analíticos publicados na Literatura e (3) Redes Neurais, apresentando em seguida críticas e discussões aos métodos utilizados.

ABSTRACT

In order to prepare skilled labor to foster the growing oil market which appears to reactivate and exploit marginal fields with accumulations of hydrocarbons, the ANP is partnering with the UFBA (Federal University of Bahia) and UFRN (Federal University of Rio Grande do Norte) through the Field School Project (SFP), yielding to then data and financial support for re-evaluation and operation of the fields with low productivity.

Well logs data provided by PCE were selected from northeast compartment of Basin Recôncavo for reassessment by processing and modeling of geophysical profiles, using standard methodologies to the analysis of wells in a systematic way as described:

With the aim of contextualizing the study presented here, in Chapter 1 is a brief presentation at first about the niche to which this work fits, Project Field School, which is one of many initiatives that support the new segment of the oil industry in the country - the exploitation of marginal fields by small and medium businesses. The second part of these chapter is a brief review on the Reconcavo Basin.

The basin presentation approach is made with a focus on regional geology using, wherever possible, examples of well logs available on wells drilled in the Marginal Field Accumulation of Quiambina and Fazenda Mamoeiro.

In Chapter 2 we provide a brief explanation about basics concepts of the logging tools used in the wells of the fields mentioned above, in order to calculate the petrophysical parameters possible to extract from these well logs.

Targeting contribute to future detailed geological interpretations made by new initiatives, Chapter 3 presents efforts to generate synthetic sonic well logs using: (1) Empirical models generated by Multivariate Linear Regression, (2) Analytical Methods published in Literature and (3) Artificial Neural Networks.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 Contextualização Política e Geológica	3
1.1 O Projeto Campo Escola	3
1.2 A Bacia do Recôncavo	4
1.2.1 Preenchimento Sedimentar da Bacia do Recôncavo	6
1.3 O campo de Quiambina	11
1.4 O campo de Fazenda Mamoeiro	13
CAPÍTULO 2 Perfilagem Geofísica de Poços	15
2.1 Conceitos Gerais	15
2.2 Perfil Cáliper	19
2.2.1 Interpretação do Perfil Cáliper	20
2.3 Perfil de Raios Gama	22
2.3.1 Interpretação de Perfis de GR	23
2.4 Perfil de Densidade	26
2.5 Perfil Neutrônico	28
2.6 Perfis de Resistividade	31
2.7 Perfis de Eletrodos Galvânicos	33
2.7.1 Interpretação de Perfis de Eletrodos Galvânicos	36
2.8 Perfil de Indução - RILD	36
2.8.1 Interpretação dos Perfis de Indução (RILD)	38
2.9 Perfil Sônico - DT	38
2.9.1 Interpretação de Perfis Sônicos	42
2.10 Interpretação Individual de Perfis	43
2.11 Interpretação Conjunta de Perfis	44

CAPÍTULO 3	Modelamento de Dados	48
3.1	Modelamento Baseado em Análise de Regressão	49
3.1.1	Formulação do Problema	49
3.1.2	Seleção das Variáveis Potencialmente Relevantes	50
3.1.3	Coleta de Dados	58
3.1.4	Especificação do Modelo Matemático	58
3.1.5	Escolha do Método de Ajuste de Parâmetros	60
3.1.6	O Modelamento	63
3.1.7	Críticas e Discussões ao Método	75
3.2	Modelamento Utilizando Métodos Analíticos	77
3.2.1	Modelamento Analítico de Perfis Sônicos a partir da Porosidade	77
3.2.2	Modelamento Analítico de Perfis Sônicos a partir de Equações Empíricas	79
3.2.3	Discussão e Crítica aos resultados	82
3.3	Modelamento Utilizando Redes Neurais	84
3.3.1	Neurônio Biológico	85
3.3.2	Neurônio Artificial	86
3.3.3	Perceptron de Múltiplas Camadas	88
3.3.4	Modelamento	91
3.3.5	Representação do conhecimento	91
3.4	Comparação Entre os Modelamentos	96
CAPÍTULO 4	Conclusões	100
	Agradecimentos	102
	Referências Bibliográficas	103

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Mapa estrutural da Bacia do Recôncavo indicando seus limites. Milhomen et al.(2003)	4
1.2	Nova Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo proposta por Silva et al.(2007)	5
1.3	Trecho do perfil composto do poço 1-QB03-BA, evidenciando a descontinuidade litológica dos Arenitos da Formação Sergi com os Folhelhos e Margas da do Membro Capianga (Formação Aliança)	7
1.4	Trecho de Perfil Composto do Poço 1-QB03-Ba em detalhe o comportamento de grande variação dos perfis de resistividade na Formação Sergi	8
1.5	Trecho da Formação Água Grande no poço 1-QB06-BA em detalhe a baixíssima argilosidade (GR) e alta porosidade (RHOB) desta seção	8
1.6	Trecho da Formação Água Grande no poço 1-FMO-BA em detalhe a baixíssima argilosidade (GR), alta porosidade (RHOB) e alta resistividade provocada pelo óleo intersticial desta seção.	9
1.7	Trecho de perfil composto do poço 2-QBST-BA .Em detalhe o pico de resistividade do Marco 60 separando o Mb. Gomo do Mb. Tauá.	9
1.8	Trecho de perfil composto do poço 1-QB04-BA .Em detalhe Reservatório do Membro Gomo	10
1.9	Trecho de perfil composto do poço 1-FMO-BA .Em detalhe os altos valores de resistividade da formação Marfim	11
1.10	Seção geológica da Bacia do Recôncavo, em detalhe, modelos de acumulação dos campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro. Modificado de Milhomen et al.(2003).	13
1.11	Mapa apresentando a distribuição dos poços dos Campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro. Modificado de Milhomen et al(2003) e Google Maps. . .	14
2.1	Equipamento original de perfilagem geofísica de poços utilizado pelos irmãos Schlumberger no final da década de 1920, Schlumberger(2000)	15
2.2	Ilustração apresentando os principais elementos da operação de perfilagem de poço onshore, não foram apresentados aqui: o tanque e a bomba de lama bem como o detalhe dos condutores no interior do cabo.	17

2.3	Seção esquemática, apresentando a compartimentação de um poço não revestido atravessando uma camada de areia entre duas camadas de folhelho, onde R_m = resistividade da lama (mud), R_s = resistividade dos folhelhos adjacentes, R_{mc} = resistividade da zona com reboco (mud cake), R_{xo} = Resistividade da zona lavada (Fluxed Zone), R_{mf} = resistividade do filtrado da lama de perfuração(mud filtred), S_{xo} = saturação da zona lavada, R_t = Resistividade da zona virgem ou não-lavada, R_w = Resistividade da água de formação, S_w = Saturação em água da zona ou não-lavada virgem.	17
2.4	Varição da resolução vertical e profundidade de investigação para os diferentes tipos de ferramentas de perfilagem. Ruéla(2005)	18
2.5	Gráfico indicando o VSH_{GR} calculado para cada I_{GR} utilizando expressões não-lineares de ajuste.	25
2.6	Modelo esquemático do perfil da ferramenta de raios gama (A), modelo esquemático do princípio da ferramenta de densidade com um detector(B). Modificado de Serra,1984	27
2.7	Modelo esquemático de ferramenta de perfilagem neutrônica compensada CNL. Modificada de Ellis & Singer(2007)	30
2.8	Modelo esquemático de ferramenta de resistividade normal, para normal curta $\Delta d = 16$ polegadas e para normal longa $\Delta d = 64$ polegadas.	34
2.9	Modelo esquemático de ferramenta de resistividade lateral, para $\Delta d_1 - \Delta d_2 = 18,8$ polegadas.	34
2.10	Modelo esquemático de funcionamento da ferramenta de indução eletromagnética. Modificado de Ellis & Singer(2007)	37
2.11	Modelo esquemático para o registro da diferença de tempo tempo de transito do perfil sônico, em t_1 o trem de onda é gerada, em t_2 há incidência normal da frente de onda na parede do poço, em t_3 a frente de onda atinge o ângulo crítico, em t_4 ilustração da produção das headwaves, em t_5 headwave (em verde) atinge o receptor superior, em t_6 ocorre a chegada da headwave em amarelo no receptor inferior.	40
2.12	Ilustrações de trem de onda na aquisição de perfis sônicos.	41
2.13	Ilustrações de ferramenta sônica , em detalhe os intervalos rajados que tem por objetivo atenuar o acoplamento direto da fonte com o receptor.	41
2.14	Ilustrações de possíveis problemas envolvendo o perfil sônico (A) ferramenta disposta corretamente, (B) possível causa de problemas devido à inclinação da ferramenta e (C) possível causa de problemas devido às variações na geometria do poço do poço .Wester Atlas(1993)	42

3.1	Gráficos representando o relacionamento entre os perfil sônico e as demais propriedades (Cáliper, SFLU, RILD e GR) do Intervalo (I) de 1457m-2444 do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI	52
3.2	Gráficos representando o relacionamento entre os perfis de predição (Cáliper, SFLU, RILD e GR) utilizados para modelamento do perfil sônico no Intervalo (I) de 1457m-2444 do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.	53
3.3	Gráficos representando o relacionamento entre os perfil sônico e as demais propriedades (Cáliper, RHOB, RILD e GR) do Intervalo (II) de 2458m-3606m do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.	54
3.4	Grafos representando o relacionamento entre os perfis de predição (Cáliper, RHOB, RILD e GR) utilizados para modelamento do perfil sônico no Intervalo (II) de 2458m-3606m do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.	56
3.5	Exemplo de mal ajuste de tendência pelo Método dos Mínimos Quadrados (MMQ)	62
3.6	Gráficos com curvas de modelos univariáveis lineares ($Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_i$) e de potência ($Y_i = \alpha_0 \cdot X_i^{\alpha_1}$) para modelos lineares em distribuição de pontos do Intervalo(I) do poço 1-FMO-BA. A direita coeficientes de determinação R^2 calculados a partir do modelo.	66
3.7	Gráficos com curvas de modelos univariáveis lineares ($Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_i$) e de potência ($Y_i = \alpha_0 \cdot X_i^{\alpha_1}$) para modelos lineares em distribuição de pontos do Intervalo(II) do poço 1-FMO-BA. A direita coeficientes de determinação R^2 calculados a partir do modelo.	69
3.8	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias Arenito/Siltito. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando vaores ideais para correlação perfeita.	70

3.9	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias carbonáticas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.	71
3.10	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.	72
3.11	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.	73
3.12	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.	74
3.13	Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.	75
3.14	Distribuição de pontos relacionando o perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA, Intervalo (II) e o sônico sintético obtido pela porosidade (calculada a partir do RHOB) com a equação de Wyllie et al.(1956) e Raymer et al.(1980). Utilizando a linha de correlação perfeita (vermelha) como base, o bom ajuste dos pontos nas areias limpas é evidente frente ao mal ajuste dos carbonatos e folhelhos.	78
3.15	Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da profundidade e perfil de indução (RILD) pela equação de Faust(1953).	80
3.16	Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfil sônico sintéticos calculados a partir da profundidade e perfil de indução (RILD) pela equação de Faust(1953).	80

3.17	Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da curva perfil de indução (RILD) pela equação de Smith et al.(1968).	81
3.18	Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da curva de densidade (RHOB) pela equação de Gardner et al.(1974).	83
3.19	Ilustração esquemática de um neurônio biológico.	85
3.20	Modelo esquemático de neurônio artificial.Onde: x_i são as entradas, w_i os pesos sinápticos, b o bias que nada mais é do que um peso fixo de entrada, v o potencial de ativação, $f(v)$ a função de transferência e y a resposta do neurônio	87
3.21	Ilustrações apresentando os três tipos mais utilizados de função transferência (A)Função Tanh (B)Função Degrau e (C) Função Logística	88
3.22	Modelo Básico de Rede Neurais de Multiplas camadas com 2 camadas ocultas três nós de entrada e um de saída	89
3.23	Resultados das Redes Neurais Artificiais no Intervalo (I) do Poço 1-FMO-BA. Em verde os folhelho, em amarelo os arenitos e em azul os carbonatos.	95
3.24	Resultados das Redes Neurais Artificiais no Intervalo (II) do Poço 1-FMO-BA.Em vermelho os folhelhos, em azul os arenitos e em verde os carbonatos.	95
3.25	Comparação dos Resultados Finais para os folhelhos no intervalo II do poço 1-FMO-BA	97
3.26	Comparação dos Resultados Finais das modelagens para os carbonatos no intervalo II do poço 1-FMO-BA	98
3.27	Comparação dos Resultados Finais das modelagens para os arenitos no intervalo II do poço 1-FMO-BA	99

INTRODUÇÃO

Diante do crescente número de campos de petróleo atingindo declínio de produção, nasce um novo mercado petrolífero com perspectivas positivas, a Produção de óleo em Campos de Acumulações Marginais. Objetivando fomentar o mercado com mão-de-obra especializada a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis (ANP) estabeleceu convênio com a UFBA (Universidade Federal da Bahia) e UFRN (Universidade Federal do Rio Grande do Norte) através do Projeto Campo Escola (PCE), cedendo a estas instituições dados e apoio financeiro para reavaliação e operação de campos de baixa produtividade.

Dentre as etapas de reavaliação da viabilidade para a exploração e exploração de hidrocarbonetos em campos de petróleo, a perfilagem geofísica de poços se apresenta como uma ferramenta indispensável e decisiva, juntamente a outros métodos de exploração, na determinação do sucesso financeiro das atividades a serem estabelecidas.

Posto que campos de acumulações marginais apresentam alto risco, pela linha tênue que separa *custo x receita produzida*, a precisão quantitativa necessária obtida pelo cálculo de parâmetros petrofísicos como porosidade e saturação demandam de metodologias confiáveis e a maior quantidade de informações conhecidas disponíveis, neste âmbito o modelamento de dados tem grande utilidade visto que, se bem executado, incorre em economia de tempo e dinheiro em aquisições de novos dados.

A necessidade de algoritmos e métodos de análise eficientes para extração de informações de volumes de dados já adquiridos e/ou geração de novos dados sintéticos se apresenta como um desafio seja para empresas de pequeno e médio porte que pretendem explorar campos maduros ou marginais, seja para empresas de grande porte que alvejam *plays* de exploração com geometria complexa e de difícil resolução.

Nesta corrida virtual, os métodos numéricos de modelamento ocupam posição de destaque pela sua capacidade de ajuste de funções complexas e não-lineares que correspondem à maioria dos fenômenos naturais. Dentre as técnicas numéricas de modelamento, na atualidade, as Redes Neurais (discutidas neste trabalho), Algoritmos Genéticos e outros campos da Inteligência Artificial despontam como possíveis novas soluções para antigos questionamentos, como a extração de padrões da mineração de informação ("*Data Mining*") e o da problemática proposta: A parametrização de determinados perfis geofísicos de poços a partir de perfis de outras propriedades já mensuradas.

Paralelamente, os métodos estatísticos de parametrização ainda continuam sendo uma

poderosa ferramenta de análise e modelamento de informação, dos quais se sobressaem as técnicas de análise multivariável de dados, que investigam o relacionamento entre uma variável independente e um conjunto de variáveis dependentes. Dentre as técnicas de análise multivariável, a regressão merece ênfase especial visto que: é a mais amplamente aplicável e é possivelmente a mais simples de implementar, Kleinbaum et al.(2008).

Além dos citados, há também os métodos analíticos que se baseiam no desenvolvimento e manipulação de equações que descrevem satisfatoriamente os fenômenos observados relacionando as variáveis-alvo às variáveis de predição, de maneira direta ou indireta.

CAPÍTULO 1

Contextualização Política e Geológica

1.1 O Projeto Campo Escola

Com o fim do monopólio do petróleo em 1997, alguns campos antieconômicos para a Petrobrás S. A., os chamados campos de acumulações marginais, foram devolvidos à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bicomustíveis (ANP). Estes campos vem sendo leiloados alvejando o desenvolvimento de empresas operadoras de campos de petróleo de pequeno e médio porte, espera-se que com a criação deste novo mercado, a economia local dos municípios próximos a eles sofra revitalização e o fornecimento de petróleo adquira um nicho adicional de produção gerando mais empregos e mais disponibilidade de óleo.

Com o objetivo de capacitar e formar profissionais qualificados na área petrolífera, aptos a atender este novo mercado e revitalizar e aproveitar os campos marginais em sua custódia, a ANP celebrou um convênio (Projeto Campo Escola) com Instituições Federais de Ensino dos Estados do Rio Grande do Norte (Universidade Federal do Rio Grande do Norte) e da Bahia (Universidade Federal da Bahia) fornecendo alguns destes campos. Dentre os campos disponibilizados estão: Bela Vista, Caracatu, Riacho Sesmaria, Fazenda Mamoeiro e Quiambina, dos quais apenas os set's de dados dois últimos serão abordados neste trabalho.

Espera-se que a adesão das universidades a este projeto, fomente a criação de um sistema de incubadoras de empresas nacionais principalmente nas áreas de engenharia de petróleo (relacionadas à infra-estrutura de produção) e consultoria de geólogos/geofísicos para reavaliação de dados (e.g. pastas de poço, perfis geofísicos e dados sísmicos).

Para os leitores que desejam se aprofundar neste importante tema do cenário petrolífero nacional, Ferreira et al.(2009) constitui uma referência abrangente sobre o assunto, apresentando uma obra sintetizada por 32 autores especialistas nas áreas relacionadas à exploração de petróleo e os impactos socio-econômicos que a exploração de campos marginais pode proporcionar à sociedade brasileira.

1.2 A Bacia do Recôncavo

A Bacia do Recôncavo localiza-se no estado da Bahia, Nordeste do Brasil, entre os paralelos $11^{\circ}30' S$ e $13^{\circ}00' S$ ocupando uma área de aproximadamente 11.500 km^2 . Seus limites são representados pelo Alto de Aporá, a norte e noroeste - que a separa da Bacia de Tucano; Falha de Maragogipe, a oeste; sistema de falhas de Salvador a leste e pelo Sistema de falhas da Barra, a sul - que separa esta bacia da Bacia de Camamu (Silva et. al. 2007).(Fig.1.1)



Figura 1.1: Mapa estrutural da Bacia do Recôncavo indicando seus limites. Milhomen et al.(2003)

Pode ser considerado um consenso entre os geocientistas, que a bacia constitui segmento do modelo clássico de braço de rifte abortado (aulacógeno) Recôncavo-Tucano-Jatobá resultante de uma possível junção tríplice, da qual os 2 braços restantes evoluíram para oceano aberto. Segundo Silva et al. (*op. cit.*) a configuração estrutural da bacia relaciona-se aos esforços distensionais que resultaram na fragmentação do paleocontinente Gondwana ocidental durante o Eocretáceo, promovendo a abertura do Oceano Atlântico Sul, corroborando assim com o modelo supracitado. Sua arquitetura básica é a de um meio-gráben, com falha de borda a leste e orientação geral NE-SW.

A divisão do preenchimento sedimentar da bacia já foi proposta por diversos autores, porém, foi a partir de Viana et al.(1971) que uma boa amarração cronoestratigráfica pôde ser apresentada resultando na elaboração da carta estratigráfica da bacia, com base em uma ampla revisão bibliográfica. Desde então, pouco foi alterado na sua descrição cronoestratigráfica até Caixeta et al.(1994) *apud* Silva et al.(*op. cit.*) incorporar à carta estratigráfica importantes eventos de discordância até então não apresentados.

O grande sucesso que Viana et al.(*op. cit.*) obteve, se deve principalmente a paleontologia de microfósseis baseada em ostracodes, fundamental na separação de tectono-sequências de terceira ordem que constituem a série Recôncavo.

Em recente revisão, Silva et al. (*op. cit.*) reproduziram em grande parte a proposta de Caixeta et al. (1994), tendo introduzido modificações referentes à amplitude estratigráfica de algumas unidades e definindo, com mais clareza, os limites de suas seqüências deposicionais.

As correções propostas em Silva et al. (*op. cit.*) foram divulgadas a partir de um boletim promovido pela Petrobrás S/A e possivelmente se valeram de um volumoso conjunto de informações inter-relacionadas, dentre as principais: grafoelétricas; sísmicas; testemunhos de sondagem; amostras de calha e bioestratigrafia de microfósseis, esta ultima constitui conhecimento diferencial na exploração para a principal empresa petrolífera operadora no Recôncavo - Petrobrás S/A - e dessa forma foi omitida da carta estratigráfica na sua mais recente publicação Silva et al. (2007). (Fig.1.2)

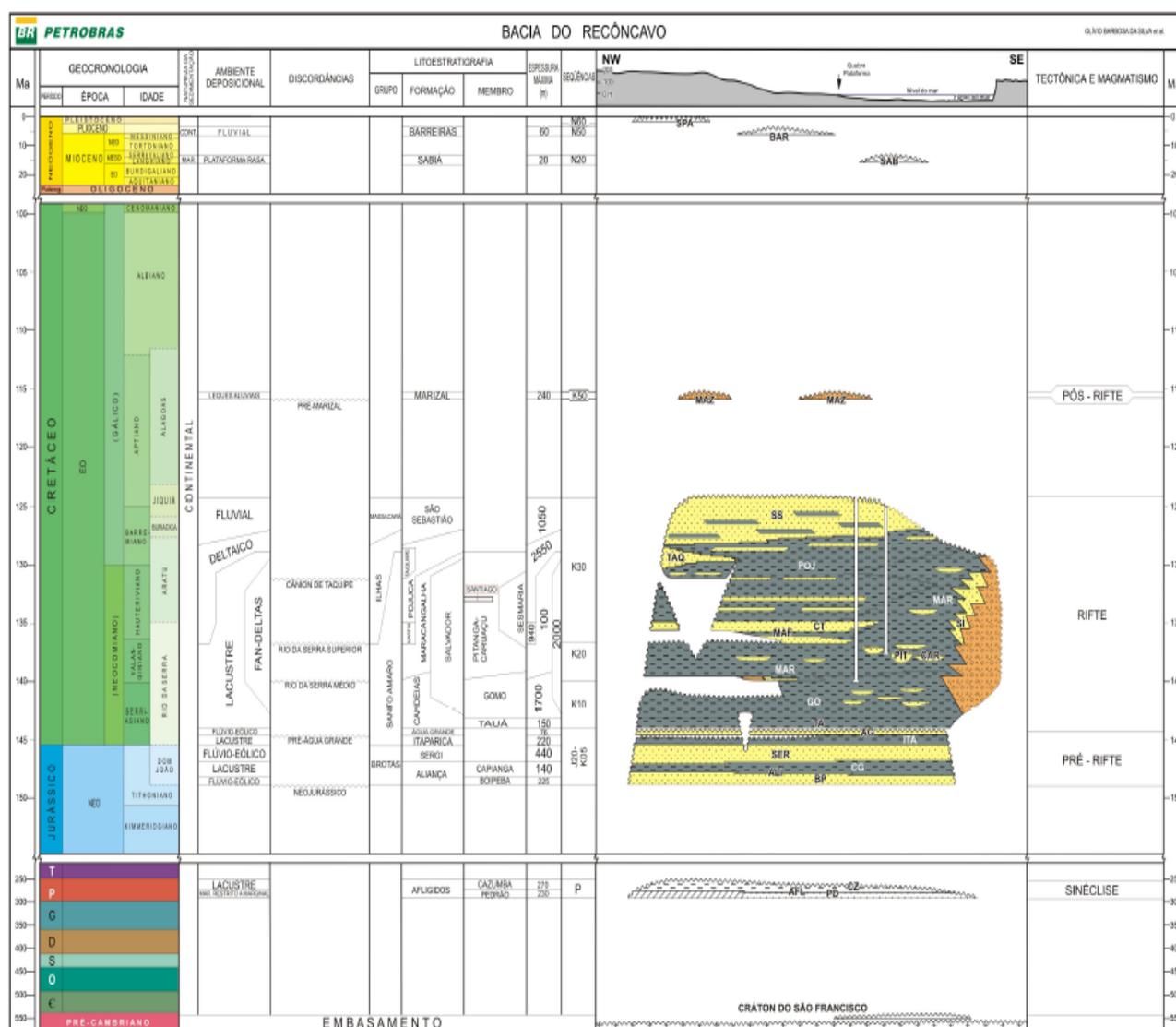


Figura 1.2: Nova Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo proposta por Silva et al. (2007)

1.2.1 Preenchimento Sedimentar da Bacia do Recôncavo

A abundância e diversidade das associações de ostracodes não-marinhos na Bacia do Recôncavo contribuíram sobremaneira para a delimitação de seis unidades cronoestratigráficas (andares locais) reunidas sob a designação de Série Recôncavo. São elas da base para o topo: Dom João, Rio da Serra, Aratu, Buracica, Jiquiá e Alagoas. Silva (2009).

É importante ressaltar aqui que as divisões em unidades litoestratigráficas das seqüências propostas a seguir tiveram grande contribuição da perfilagem geofísica de poços (informações grafoelétricas) no reconhecimento e detalhamento de seqüências. Segundo Nery(2004) praticamente a totalidade dos poços destinados a exploração e produção de petróleo são perfilados dada a importância estratégica das informações adquiridas para o processo exploratório e explotatório de um campo de petróleo.

A seguir é apresentada uma breve descrição do embasamento e das seqüências sedimentares da Bacia do Recôncavo baseada principalmente em Viana et al.(1971), Silva et al.(2007), Caixeta et al.(1994), Mgnavita et al.(2005), Silva(2009) e Scherer et al.(2007). Junto a descrição geológica é feito um breve comentário sobre o comportamento das formações em relação aos registros grafoelétricos. Uma vez que as interpretações dos perfis de poço foram realizadas entre as décadas de 50 e 80 (quando estes foram adquiridos), possíveis mudanças nos limites e hierarquia de seqüências foram reconsideradas para se ajustar às considerações atuais (e.g. limites da Formação Candeias).

Embasamento da Bacia

O embasamento pré-cambriano é composto, predominantemente, por granulitos e migmatitos arqueanos a paleoproterozóicos pertencentes ao Bloco Serrinha a O-N; Cinturão Itabuna-Salvador-Curaçá a W-SW e Salvador-Esplanada a E-NE. Ocorrem ainda, ao norte, rochas metassedimentares brasileiras do Grupo Estância.

Supersequência Paleozóica

Esta seqüência foi depositada sob um clima árido, numa bacia intracratônica tipo sinéclise, as unidades que a caracterizam apresentam uma tendência geral regressiva, com transição de uma sedimentação marinha rasa, marginal a evaporítica isolada e/ou lacustres, é composta pela Fm. Afligidos, que contém os membros Pedrão (inferior) e Cazumba (superior). Não há registro desta seção em nenhum dos perfis dos poços de Quiambina ou Fazenda Mamoeiro.

Supersequência Pré-Rifte

A supersequência Pré-Rifte compreende os depósitos relacionados ao estágio inicial de flexura da crosta continental. Esta supersequência engloba três ciclos flúvio-eólicos representados, da base para o topo, pelo Grupo Brotas (Membro Boipeba - Formação Aliança), Formação Sergi e Formação Água Grande. Os Membros Capianga (Formação Aliança) e a Formação Itaparica representam transgressões lacustres de caráter regional que separam os ciclos flúvio-eólicos anteriormente descritos.

A Formação Aliança abrange os membros Boipeba (inferior) e Capianga (superior) estando sobreposta, em discordância, à Formação Afligidos e sotoposta concordantemente à Formação Sergi Viana et al.(1971). O membro Capianga possui ocorrência apenas no poço 1-QB03-BA (fig.1.3) sendo representado por folhelhos e margas de resistividade ligeiramente mais elevadas do que os encontrados no pacote sobreposto (Fm. Sergi) bem como marcante descontinuidade da permeabilidade das litologias (inferida pelo perfil SP).

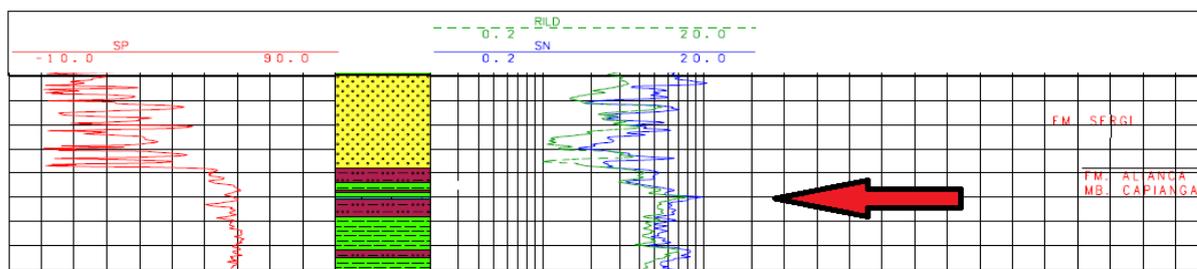


Figura 1.3: Trecho do perfil composto do poço 1-QB03-BA, evidenciando a descontinuidade litológica dos Arenitos da Formação Sergi com os Folhelhos e Margas da do Membro Capianga (Formação Aliança)

A Formação Sergi é constituída por arenitos que variam de finos a conglomeráticos, a idade desta formação é provavelmente Neojurássica e o ambiente deposicional variou de eólico-lacustre-fluvial efêmero à fluvial entrelaçado na base e eólico-fluvial efêmero para o topo. Esta formação é noticiada nos poços 1-FMO-BA (Poço de Fazenda Mamoeiro), 2-QBST-BA, 1-QB02-BA, 1-QB03-BA, 1-QB04-BA e 1-QB06-BA (5 dos 8 poços de Quiambina), nos perfis de poço sua assinatura é caracterizada por grandes variações de resistividade (Fig. 1.4), interpretada como variações nas porosidades dos arenitos que a compõe. Há também eventual ocorrência de lentes de folhelhos e siltitos caracterizados por pequenos picos de resistividade e raios gama naturais.

O Grupo Santo Amaro se estende desde a supersequência Pré-Rifte superior (Formações Itaparica e Água Grande) à porção inferior da supersequência Rifte.

A Formação Itaparica caracteriza-se por folhelhos e siltitos com raras intercalações de arenitos finos, depositados em ambiente lacustre, com pequenas incursões fluviais e depósitos eólicos. A formação encontra-se sobreposta concordantemente à Formação Sergi e sotoposta,

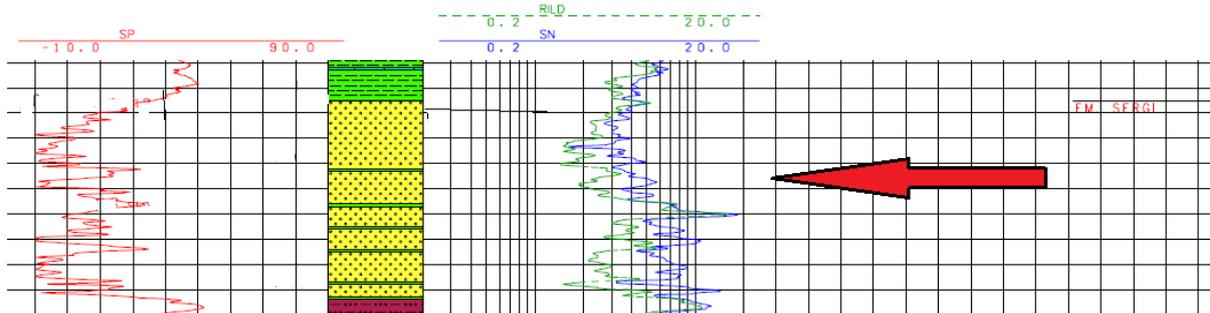


Figura 1.4: Trecho de Perfil Composto do Poço 1-QB03-Ba em detalhe o comportamento de grande variação dos perfis de resistividade na Formação Sergi

em discordância, à Formação Água Grande. Nos perfis de poço a ocorrência dessa unidade é representada por um extenso pacote de folhelhos de alta resistividade seguido de intercalações areno argilosas lenticulares detectáveis nos perfis de raios gama e/ou resistividade. A Formação Itaparica se apresentou nos poços 1-FMO-BA, 2-QBST-BA, 1-QB04-BA, 1-QB06-BA e 1-QB07-BA.

A Formação Água Grande é representada por arenitos finos a grossos, tendo sido depositada em ambiente fluvial entrelaçado a meandrante com retrabalhamento eólico para o topo. Esta unidade constitui um marco litoestratigráfico extremamente característico por um pacote de arenitos com baixíssimas resistividades (quando saturado em água salgada (Fig. 1.5)), e altas porosidades, tendo ocorrência nos poços 1-FMO-BA, 2-QBST-BA, 1-QB04-BA, 1-QB06-BA e 1-QB07-BA. Os arenitos da Fm. Água Grande constituem o principal reservatório de óleo do Campo de Fazenda Mamoeiro (Fig. 1.6) e apresenta-se manchado de óleo no poço 2-QBST-BA indicando a possível função de rocha carreadora para reservatórios do Campo de Quiambina e/ou Campos próximos a este.

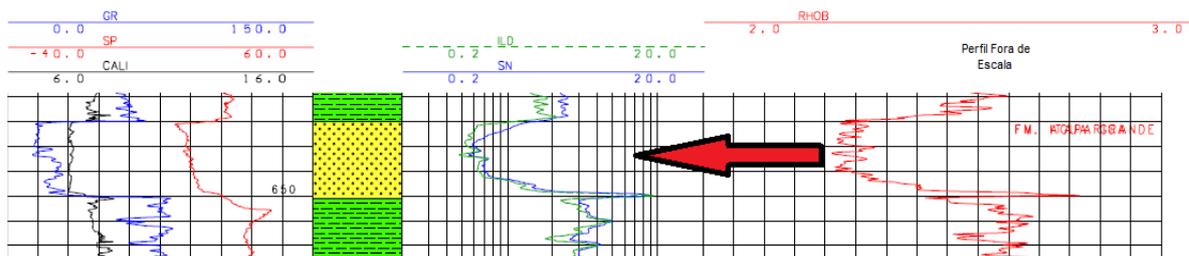


Figura 1.5: Trecho da Formação Água Grande no poço 1-QB06-BA em detalhe a baixíssima argilosidade (GR) e alta porosidade (RHOB) desta seção

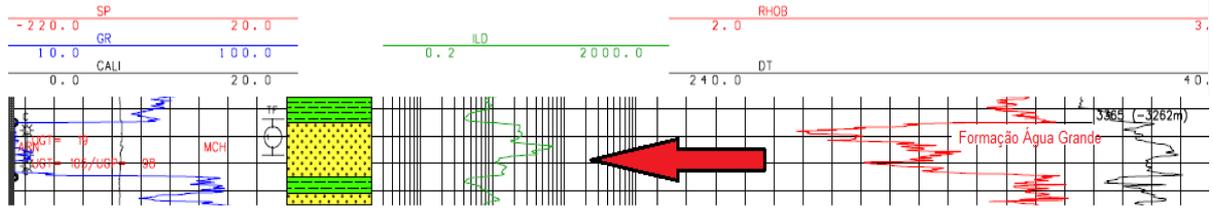


Figura 1.6: Trecho da Formação Água Grande no poço 1-FMO-BA em detalhe a baixíssima argilosidade (GR), alta porosidade (RHOB) e alta resistividade provocada pelo óleo intersticial desta seção.

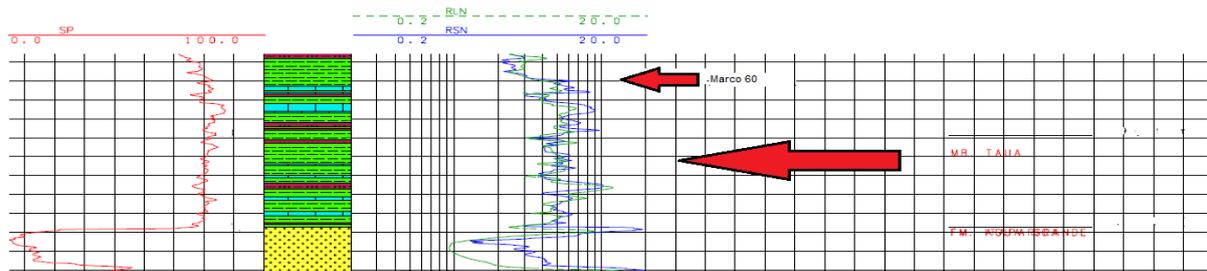


Figura 1.7: Trecho de perfil composto do poço 2-QBST-BA. Em detalhe o pico de resistividade do Marco 60 separando o Mb. Gomo do Mb. Tauá.

Supersequência Rifte

Existem diferentes concepções para o limite entre os estágios pré-rifte e rifte. Adotou-se neste trabalho a interpretação dada por Caixeta et al. (1994) e Magnavita (1996), que relacionam o início do rifteamento à transgressão regional representada pelos pelitos lacustres do Membro Tauá sobre as fácies eólicas presentes no topo da Formação Água Grande.

A Formação Candeias constitui o primeiro registro da fase rifte e foi depositada em ambiente lacustre, ela subdivide-se em dois membros: Tauá (inferior) e Gomo (superior).

O Membro Tauá é caracterizado por folhelhos escuros e com partição acicular depositado em águas profundas a sua ocorrência é visível em registros grafoelétricos pelo pequeno aumento médio de resistividade em relação ao pacote de folhelhos sobrepostos do Mb. Gomo, acima, e a grande descontinuidade litológica com a Formação Água Grande, abaixo. O limite entre o Tauá e Gomo foi referenciado nas pastas de poço como marco 60, interpretado nos poços 1-FMO-BA, 2-QBST-BA, 1-QB04-BA, 1-QB06-BA e 1-QB07-BA como um pico de resistividade (Fig. 1.7).

O Membro Gomo é constituído por folhelho cinza esverdeado, laminado, com camadas de carbonatos e lentes de arenito fino cinza-claro relacionadas a fluxos turbidíticos. Esta unidade representa a fase inicial de aprofundamento, quando a bacia desenvolveu uma fisiografia caracterizada por depocentros com elevadas taxas de subsidência Caixeta et al.(1994) e áreas plataformais mais estáveis ocorrendo a deposição de turbiditos, calcilitos e arenitos

Milhomen et al.(2003).

O Gomo tem ocorrência em todos os perfis estudados, sendo um dos seus fluxos turbidíticos o reservatório do Campo de Quiambina (Fig.1.8), atravessado pelos poços 1-QB04-BA e seu poço gêmeo e produtor 1-QB04A-BA. Em perfil o Membro Gomo apresenta pequeno aumento gradativo de resistividade com o aumento da profundidade conhecido como a "Barriga do Gomo" Scherer et al.(2007).

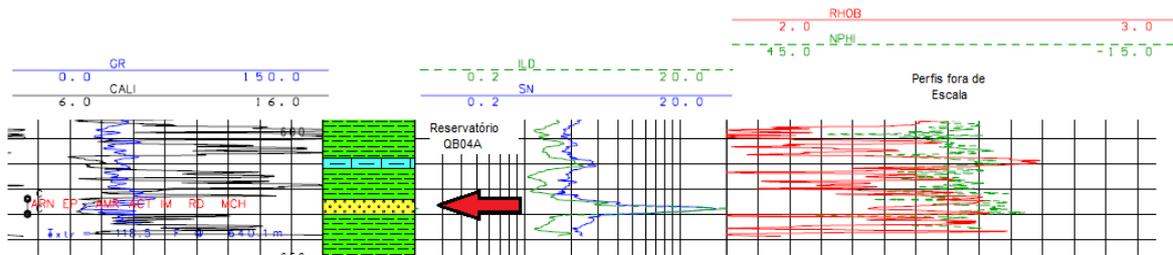


Figura 1.8: Trecho de perfil composto do poço 1-QB04-BA .Em detalhe Reservatório do Membro Gomo

A Formação Maracangalha obteve deposição a batimetria ainda elevada, acomodando um grande volume de depósitos relacionados a fluxos gravitacionais de massa ou de sedimentos Scherer et al.(2007) estando sobreposta aos sedimentos do Grupo Ilhas. A ocorrência da Formação Maracangalha foi indicada nos poços 1-FMO-BA, 1-QB02-BA e 1-QB03-BA como um membro da Formação Candeias, apresentando resistividades um pouco superiores do que as observadas no Membro Gomo bem como grandes oscilações na resistividades associadas à má seleção de sedimentos.

O Grupo Ilhas é composto por depósitos areno-argilosos sobrepostos às fácies lacustres da Formação Maracangalhas e fácies fluviais relacionados ao Grupo Massacará. Subdividido nas formações Marfim (Fig.1.9) e Pojuca, considera-se que o Grupo Ilhas represente depósitos de origem deltaica Viana et al.(1971). Tanto a Formações Pojuca quanto Marfim ocorreram apenas no poço 1-FMO-BA, se apresentando com picos característicos de resistividades elevadas (as maiores em todo o perfil).

A Formação Taquipe composta por folhelho cinza e lentes de arenito muito fino e maciço consiste num cânion fluvial. Esta unidade sobrepõe-se em discordância erosiva as formações Pojuca e Maracangalhas e é recoberta concordantemente pela mesma Formação Pojuca. A Formação Taquipe tem ocorrência restrita a parte ocidental da bacia e dessa forma não apresenta registros nos perfis de poço de Quiambina e Fazenda Mamoeiro.

O Grupo Massacará restringe-se à Formação São Sebastião, que é composta por arenito grosso, amarelo avermelhado, com intercalações de argila siltica. Sua deposição relaciona-se a sistemas fluviais. Esta formação foi identificada apenas no topo do poço 1-FMO-BA na forma de arenitos porosos e folhelhos descompactados com baixos valores de resistividade e altos valores de tempo de trânsito.

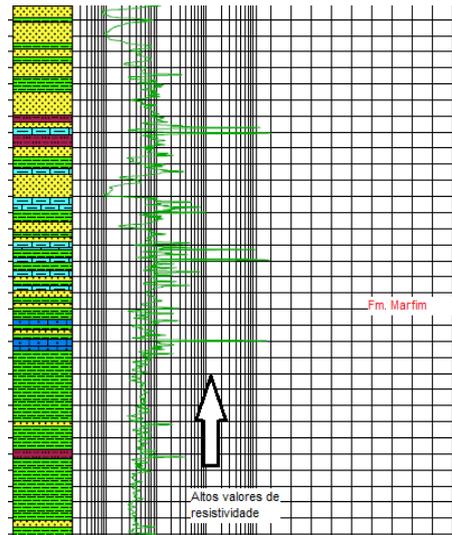


Figura 1.9: Trecho de perfil composto do poço 1-FMO-BA .Em detalhe os altos valores de resistividade da formação Marfim

A Formação Salvador é constituída por conglomerados e arenitos associados à borda leste da Bacia do Recôncavo. O Membro Sesmária designa as fácies arenosas distais da Formação Salvador. Os conglomerados desta formação são o resultado de leques aluviais sintectônicos e resultam da atuação do sistema de falhas de borda que caracteriza a fase rifte da bacia. Não possui registro em nenhum perfil.

Supersequência Pós-Rifte

A supersequência Pós-Rifte é constituída por conglomerados associados a sistemas fluviais em contexto de subsidência termal da Formação Marizal de idade Neo-Alagoas. Folhelhos marinhos e carbonatados, cinza-esverdeados da Formação Sabiá com deposição relacionada a uma transgressão marinha de idade miocênica. Recobertas pela Formação Barreiras que é composta por conglomerados polimíticos com seixos e grânulos de quartzo, e arenitos depositados em discordância sobre as formações Marizal e São Sebastião. A supersequência Pós-Rifte ocorre como pequenas coberturas em todos os poços, não sendo adquiridos registros grafoelétricos neste intervalo nenhuma inferência acerca do seu comportament em perfis pôde ser feita acerca dessas unidades.

1.3 O campo de Quiambina

O campo de Quiambina foi descoberto em 07/04/1983 pelo poço 1-QB04-BA e explotado pelo poço gêmeo 1-QB04A-BA, colocado em produção durante efêmeros intervalos de tempo: (1) 1983 até 1989 sob a administração da Petrobrás S/A; (2) 1995 à 1997, através do Projeto

Campo Escola(USP) e (3) 2008 até o presente momento, Projeto Campo Escola(UFBA). As produções acumuladas são de 7 mil m^3 (44 mil barris) de óleo e 136 mil m^3 de gás. A área de exploração referente ao campo é de 1,2 km^2 , onde foram realizadas 13km de linhas sísmicas 2D e perfurados 8 poços (1-QB02-BA, 1-QB03-BA, 1-QB04-BA, 1-QB04A-BA, 1-QB05-BA, 1-QB06-BA, 1-QB07-BA, 2-QBST-BA).

O campo é constituído por uma acumulação localizada em reservatório turbidítico da Formação Candeias (Fig.1.10), Membro Gomo. De acordo com a interpretação geológica feita em iniciativas anteriores de produção, a geometria externa da acumulação tem uma forma dômica, alongada na direção NE-SW, e com área de 0,52 km^2 . O traçamento do campo tem controle estratigráfico, com o fechamento sendo exercido pela seção argilosa encaixante.

Os resultados exploratórios mais recentes (obtidos dos últimos 3 poços perfurados (1-QB-5/6/7-BA), mostram que os corpos turbidíticos produtores de óleo no 1-QB04A-BA possuem uma pequena distribuição areal, restringindo-se às adjacências do poço produtor.

Segundo o Professor da UFBA e Geólogo da Petrobrás Roberto Rosa (informação verbal) durante os primeiros estágios de exploração na calha nordeste da Bacia do Recôncavo especulava-se que os turbiditos encontrados no membro Gomo poderiam ser oriundos das porções distais dos leques da Formação Salvador (Membro Seismaria) que adentravam as partes profundas do grande lago da Formação Candeias, porém, após reavaliações baseadas em testemunhos, amostras de calha e registros grafoelétricos, percebeu-se a pequena proporção de conteúdo arcoseo (composição esperada para sedimentos de sistemas de leques de primeiro ciclo da Formação Salvador) não subsidiando a hipótese.

Para Roberto Rosa, os turbiditos estão associados ao assoreamento da seção pré-rifte nas ombreiras da bacia que foram posteriormente redepositados em seu interior, durante o Andar Rio da Serra. A partir de :

- Relatórios internos do Projeto Campo Escola;
- Dados de poços (perfis geofísicos e relatórios de amostras de calha);
- Discussão com Professores da Universidade e o Geólogo da Petrobrás (Principal empresa operadora na Bacia do Recôncavo) com grande experiência na área de estudo, Roberto Rosa , contando com a avaliação do Engenheiro-Geólogo Geraldo Girão Nery e o Geólogo Cícero Paixão.

O autor considera a hipótese defendida pelo Professor Rosa extremamente plausível, sendo corroborada pelas informações disponíveis nas pastas dos poços do campo de Quiambina e sustentada pela interpretação dos perfis de raios gama GR na discriminação de folhehos,

areias e teor de argiloidade, uma vez que, conteúdos arcoseanos poderiam ser interpretados como a presença de falsa argiloidade nas areias do reservatório.

1.4 O campo de Fazenda Mamoeiro

O campo Fazenda Mamoeiro, foi descoberto em 26/10/1982 pelo poço 1-FMO-BA, colocado em produção em 01/11/1982 e fechado em 01/1987. As produções acumuladas de óleo e gás são de 15,7 mil m^3 (99 mil barris) e 16,6 milhões de m^3 , respectivamente. A área do campo é de 4,7 m^3 , onde foram realizados 15,7 km de linhas sísmicas 2D e perfurado 1 poço. Os reservatórios portadores de hidrocarbonetos são arenitos da Formação Água Grande. As acumulações ocorrem à profundidade de 3.250 m.

A acumulação está situada no ápice de uma estrutura homoclinal (Fig.1.10), associado a um bloco escalonado, limitado a W e a E por falhas normais, com mergulho para NW. O trapecamento é do tipo estrutural, sendo o fechamento proporcionado por mergulho e o selo pelos folhelhos da Formação Candeias. O reservatório da Formação Água Grande é constituído por arenitos siliciclásticos, depositados em ambiente fluvial, com retrabalhamento eólico no topo (Eocretáceo).

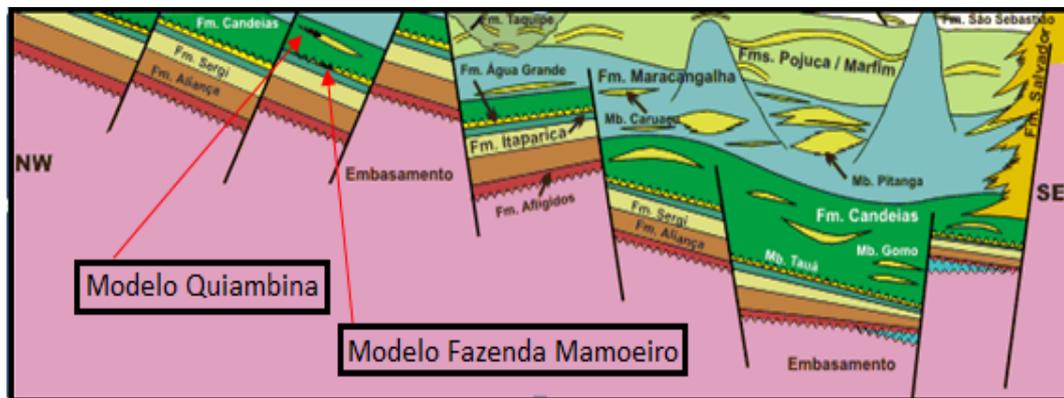


Figura 1.10: Seção geológica da Bacia do Recôncavo, em detalhe, modelos de acumulação dos campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro. Modificado de Milhomen et al.(2003).

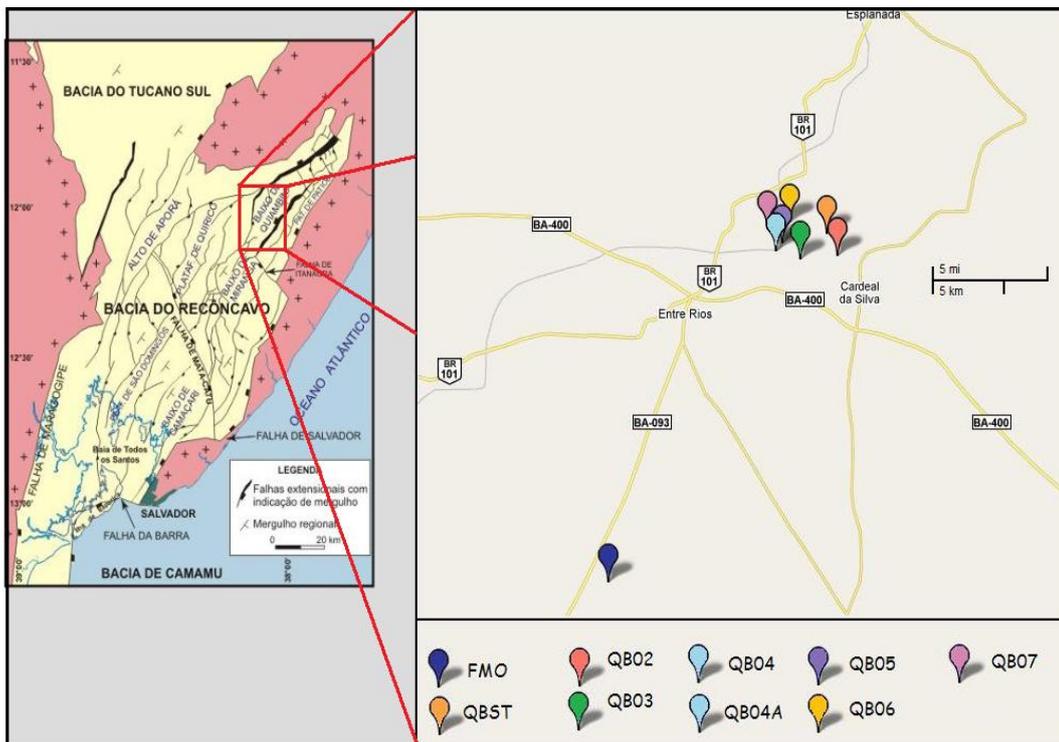


Figura 1.11: Mapa apresentando a distribuição dos poços dos Campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro. Modificado de Milhomen et al(2003) e Google Maps.

CAPÍTULO 2

Perfilagem Geofísica de Poços

2.1 Conceitos Gerais

Podemos definir a Perfilagem Geofísica de Poços, em sua concepção atual, como: O campo das geociências que estuda o registro contínuo das propriedades geológicas e petrofísicas das rochas, medidas por uma ferramenta ao percorrer um poço.

Segundo Ellis & Singer(2007), o nascimento da perfilagem de poços pode ser datado de 5 de setembro de 1927, quando Henri Doll, Charles Scheibli e Roger Jost liderados pelos irmãos Conrad e Marcel Schlumberger fizeram medidas elétricas semi-contínuas num poço no campo de Pelchebronn em Alsade - França (Fig. 2.1).

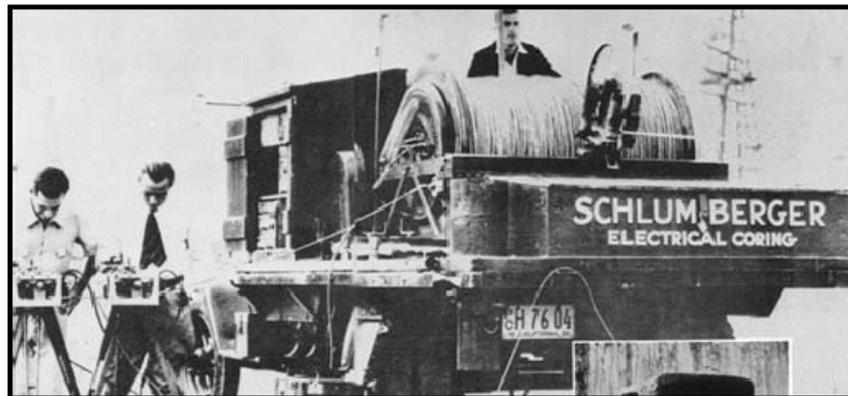


Figura 2.1: Equipamento original de perfilagem geofísica de poços utilizado pelos irmãos Schlumberger no final da década de 1920, Schlumberger(2000)

Devido as suas primeiras aplicações serem no campo do registro das propriedades elétricas das rochas, o termo "Perfilagem de Poço" foi cunhado no francês com o nome "*Carottage Électrique*", que pode ser literalmente traduzido para o português como "Testemunhagem Elétrica", expressão essa que acabou popularizada na literatura do nosso idioma como "Perfis Elétricos" até mesmo para perfis que não representam medidas de propriedades elétricas das rochas.

O perfil de poço é uma curva em função da profundidade, obtida durante a ascensão ou descida da ferramenta de perfilagem no interior de um poço. Esta curva representa o registro de

propriedades elétricas, radioativas, acústicas, térmicas, magnéticas ou texturais/estruturais das rochas, podendo ser também referentes à geometria e estado de preservação dos elementos artificiais/operacionais do poço (revestimento, reboco etc.). Cada amostra que compõe um perfil representa não só um ponto, mas a média ponderada de uma dada propriedade para o volume de rocha investigado pela ferramenta de perfilagem.

Para que se possa fazer a aquisição de um perfil "a poço aberto" com sucesso são utilizados :

- Uma ferramenta de medida para a dada propriedade física mensurada;
- Uma unidade de recepção e registro digital de dados;
- Um cabo de sustentação, contendo em seu interior ligas e/ou fibras de materiais que permitam a transferência de dados da ferramenta para a unidade de registro, com precisão e rapidez;
- Uma peça de acoplamento entre o cabo e a ferramenta de perfilagem;
- Infra-estrutura de apoio para o cabo e a ferramenta (geralmente a própria torre de perfuração);
- A presença de fluido de perfuração ("lama") com propriedades controladas no interior do poço;
- Infra-estrutura que permita a circulação e armazenamento de lama;
- Contador sensível da extensão de cabo liberado, utilizado para estimar a profundidade que se encontra a ferramenta no interior do poço;
- Outros itens dependentes das normas de procedimento e estratégias de aquisição da empresa que realiza o serviço.

A aquisição dos perfis (operação de perfilagem) pode ser feita durante a perfuração - *Log While Drilling*(LWD), após a perfuração e antes da completação do poço, conhecida como perfilagem "a poço aberto" - *Open Hole Well Log*, e após a completação do poço, operação conhecida como perfilagem "a poço revestido" - *Cased Hole Well Log*.

O meio ambiente da ferramenta (o poço) sofre grande influência do fluido de perfuração (lama). Frente às formações mais permeáveis e porosas parte da fração mais viscosa da lama adere à parede do poço, formando o Reboco e parte da fração menos viscosa adentra o poço lavando a porção proximal daquelas com um filtrado da lama. Esta mudança de fluido, dentre outros fatores, gera uma notável divisão localmente gradacional em zonas de

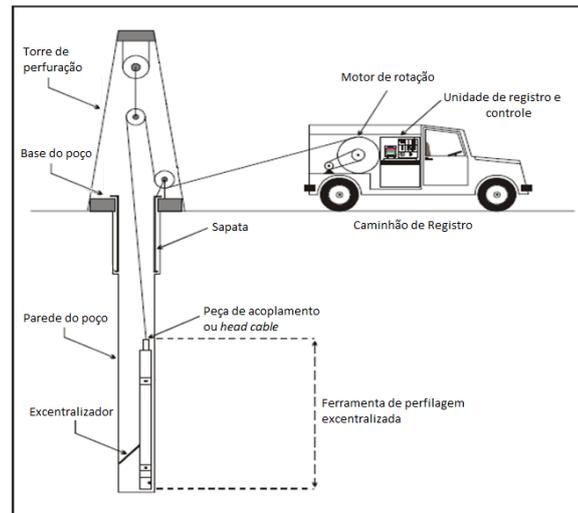


Figura 2.2: Ilustração apresentando os principais elementos da operação de perfuração de poço onshore, não foram apresentados aqui: o tanque e a bomba de lama bem como o detalhe dos condutores no interior do cabo.

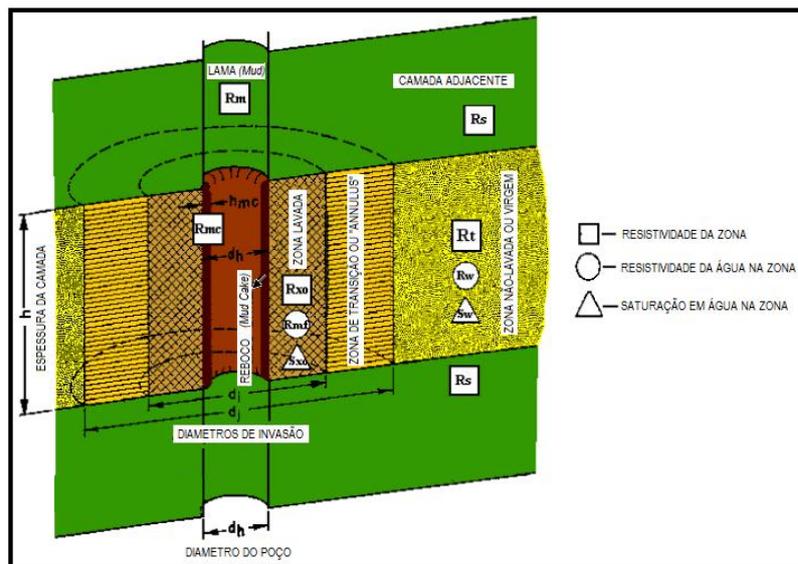


Figura 2.3: Seção esquemática, apresentando a compartimentação de um poço não revestido atravessando uma camada de areia entre duas camadas de folhelho, onde R_m = resistividade da lama (mud), R_s = resistividade dos folhelhos adjacentes, R_{mc} = resistividade da zona com reboco (mud cake), R_{xo} = Resistividade da zona lavada (Fluxed Zone), R_{mf} = resistividade do filtrado da lama de perfuração (mud filtered), S_{xo} = saturação da zona lavada, R_t = Resistividade da zona virgem ou não-lavada, R_w = Resistividade da água de formação, S_w = Saturação em água da zona ou não-lavada virgem.

propriedades físicas diferentes, dessa forma foi elaborada uma representação esquemática na

qual se identifica as zonas principais de compartimentação radial de um poço (Fig. 2.3).

Tendo em vista a segregação de unidades expostas na (Fig. 2.3), as ferramentas de perfilagem podem assumir diferentes geometrias de aquisição, alvejando obter informações dos diferentes compartimentos radiais do poço. Note também que esta divisão tem uma relação íntima com a permeabilidade das rochas investigadas, uma vez que formações impermeáveis não permitem a invasão do filtrado da lama e conseqüentemente a ocorrência de zona lavada.

As diferenças dos arranjos de aquisição estão desde a posição e número de detectores no eixo ou braços da ferramenta, até a excentralização completa da mesma. As variações do arranjo de detectores, as limitações intrínsecas associadas aos sensores físicos de detecção e as diferenças de princípios utilizados nas ferramentas, geram perfis com capacidades de resolução vertical diferentes.

Segundo Crain(1986) *apud*. Ruéla (2005), a resolução vertical é a espessura da camada necessária para que a ferramenta leia o verdadeiro valor da propriedade física na rocha investigada, sem a influência das rochas adjacentes e circunvizinhas. De maneira geral ferramentas que tem uma profundidade de investigação maior (alvejando a zona virgem), necessitam de detectores mais espaçados e dessa forma perdem em resolução vertical. Uma comparação entre as resoluções verticais de diferentes tipos de perfis podem ser vistas na (Fig.2.4).

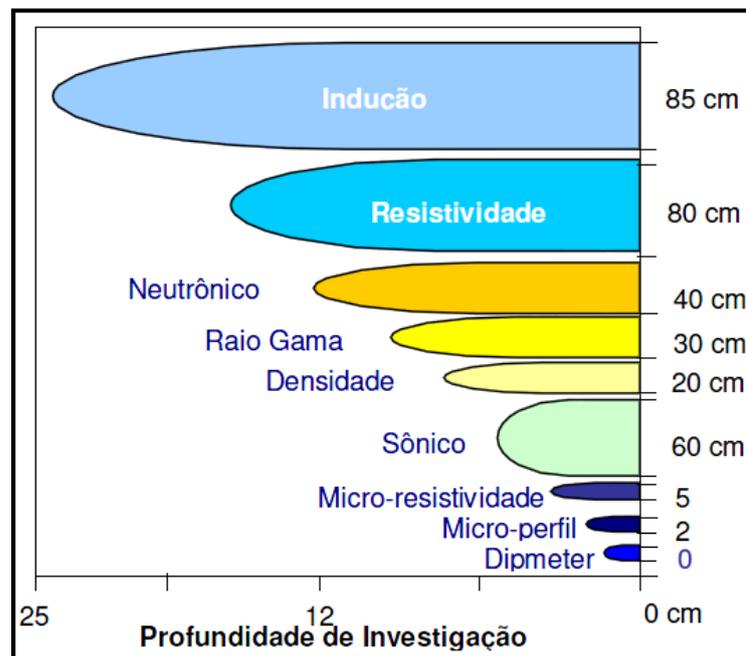


Figura 2.4: Variação da resolução vertical e profundidade de investigação para os diferentes tipos de ferramentas de perfilagem. Ruéla(2005)

Como a interpretação petrofísica de um mesmo poço utiliza as informações de diferentes perfis, compreender as diferenças de resolução entre as ferramentas utilizadas e quando possível corrigi-las (através da deconvolução) se torna uma etapa de grande valia para

geofísica de reservatório na avaliação de camadas com pequena espessura e/ou interpretações detalhadas de intervalos importantes (com resolução centimétrica).

A seguir será apresentada uma breve revisão sobre os tipos de perfis aqui utilizados, seguido de exemplos de interpretações dos perfis disponíveis para este trabalho. Para uma leitura detalhada sobre cada ferramenta e as demais não mencionadas, indico a leitura de Nery(2004), Nery(2010), Ellis & Singer(2007) e Serra(1984).

2.2 Perfil Cáliper

O perfil cáliper consiste na medida direta do diâmetro do poço.

A medida do cáliper é feita por uma ferramenta centralizada associada a um conjunto de braços mecânicos acoplados a ela, que se movem horizontalmente fechando ou abrindo até que consigam se ajustar às dimensões horizontais do poço em cada amostra de profundidade.

As medidas são controladas por um potenciômetro, localizado no interior da ferramenta que indicam se a mesma está pressionando a parede do poço e conseqüentemente se encontra bem ajustada para o registro.

Durante a perfuração, devido a estratégias de perfuração, são utilizadas brocas de diferentes dimensões as quais coordenam o diâmetro de um poço. Eventos diversos geram mudanças nas suas dimensões horizontais, dentre eles a presença do reboco que adere a parede do poço frente às formações mais permeáveis e geram uma redução do seu diâmetro efetivo, ou desmoronamentos junto a rochas pouco coesas que podem aumentar sobremaneira o seu diâmetro. Segundo Serra(1984), o diâmetro de um poço sofre influência principalmente da :

1. Litologia:

- Rochas como o sal ou carbonatos podem ser dissolvidas na presença da lama, aumentando localmente o diâmetro do poço;
- Dissoluções locais geradas antes da perfuração, como no caso das cavernas cársticas e/ou dolinas;
- A compactação e resistência aos desmoronamentos das formações;

2. Textura e estrutura das rochas : Este item influencia na porosidade e permeabilidade das rochas, que serão determinantes na efetiva aderência do reboco e sua espessura.

Para o autor, mais dois fatores são importantes na determinação dos desmoronamentos que são : (1) a ordem e (2) a espessura da sucessão litoestratigráfica investigada. De

maneira geral, sucessões intercaladas e finas de materiais não-coesos e coesos tem mais resistência mecânica a desmoronamentos do que espessos pacotes de materiais coesos e não-coesos (gerando colapso nos materiais coesos devido aos desmoronamentos dos materiais não-coesos adjacentes).

As medidas do calíper utilizam apenas aparatos mecânicos, por isso, é comum utilizar acelerômetros e outras fontes e detectores (geralmente de medidas elétricas) acopladas a esta ferramenta, para realização de levantamentos direcionais concomitantes ao calíper.

2.2.1 Interpretação do Perfil Calíper

A interpretação *a priori* do perfil calíper pode ser considerada um avaliador da integridade ou preservação de um poço, entenda-se integridade como a razão inversa da quantidade de desmoronamentos no mesmo. Durante a perfuração, é feito um modelo esquemático dos diâmetros originais (esperados) de um poço baseado nas dimensões de broca utilizada em cada profundidade. A partir da subtração dos valores esperados (diâmetro da broca) e dos medidos no calíper, é possível se fazer uma primeira avaliação do poço.

A má integridade de um poço onde é realizada a perfilagem, em muitos casos é responsável pela ocorrência de erros de leitura de diversas curvas sensíveis à variação do diâmetro do poço e/ou volume de lama, estes erros também podem ser decorrentes do aprisionamento de componentes (braços) das ferramentas centralizadas em descontinuidades geradas por desmoronamentos, ou pela presença da lama em lugar à formação principalmente em ferramentas excentralizadas.

A excentricidade da seção transversal do poço também pode acarretar em erros nas medidas do próprio calíper, este erro pode ser contornado utilizando ferramentas com mais braços distribuídos radialmente. Quando bem calibrado, o perfil calíper pode ser utilizado das seguintes formas:

- A detecção de zonas permeáveis e porosas (através da presença de reboco);
- Determinação da espessura do reboco (se existente) $e_{mc} = \frac{d_{caliper} - d_{broca}}{2}$;
- A correção de vários perfis pelo efeito da lama e do reboco, em interpretações precisas;
- Detecção de seções consolidadas para dimensionamento de revestimentos e testes de formação;
- Um guia para a litologia.

Note que, apesar de ser uma consideração plausível e utilizada neste trabalho, verificada a igualdade entre o valor registrado no calíper e previsto pelo diâmetro da broca, não podemos

garantir a não ocorrência de desmoronamentos - uma vez que colapsos de zonas consolidadas podem ser recompensados pela presença de reboco.

Na área de estudo em questão as principais zonas inconsolidadas e desmoronadas coincidem com os folhelhos e calcilutitos enquanto que as mais preservadas com arenitos e calcarenitos, salvo quando os desmoronamentos são gerados por fatores operacionais assim como a subida e/ou descida da ferramenta. Via de regra, num mesmo contexto geológico ao aqui estudado, fazer esta suposição é bastante razoável.

2.3 Perfil de Raios Gama

O fenômeno da radioatividade consiste no decaimento espontâneo de certos isótopos em radiação e outros isótopos. O produto do decaimento pode resultar em elementos estáveis ou elementos instáveis que continuarão a decair até chegar a um elemento estável. Para o autor, a radioatividade pode ser analisada segundo dois aspectos que estão interligados entre si: (1) quanto ao produto inicial e final do decaimento e (2) quanto a interação do produto final radioativo e o meio ambiente.

Quanto aos produtos finais e iniciais, em cada decaimento é liberado calor e podem ser liberadas partículas alfa (um núcleo de hélio), partículas beta (que são idênticas a um elétron exceto pela carga, que pode ser negativa - elétron, ou positiva - pósitron) e/ou raios gama que são ondas eletromagnéticas com comprimento de onda da ordem de 10^{-9} a 10^{-11} cm e frequências da ordem de 10^{19} a 10^{21} Hz.

Na avaliação quanto a interação do produto final e o meio ambiente, para a perfilagem são avaliados apenas os raios gama uma vez que os outros dois tipos de radiação (partículas alfa e beta) são rapidamente absorvidas/atenuadas pelo próprio corpo metálico das ferramentas. Os resultados da interação entre os raios gama e o meio são efeitos predominantes dependentes do nível de energia liberados na reação, em níveis mais baixos (menores que 10keV) na forma do Efeito Fotoelétrico; em níveis intermediários (10keV-1,02MeV), na forma de Espalhamento Compton; ou a altos níveis de energia (maiores que 1,02MeV), com a Produção de par (pósitron-elétron).

O perfil GR responde pela radiação natural das formações investigadas que liberam raios gama com energias da ordem de 1,4 a 2,6 MeV posteriormente atenuadas por Espalhamento Compton até chegarem ao nível de energia que predomine o efeito fotoelétrico e então serem detectadas. Segundo Ellis & Singer(2007) o perfil GR foi o primeiro tipo de perfil não-elétrico e logo que lançado no mercado se tornou uma ferramenta de discriminação e quantificação da argilosidade por excelência.

A chave para o seu sucesso do perfil GR possivelmente reside na pequena variedade de minerais abundantes que ofereçam respostas significativas a esta propriedade.

Cada elemento radioativo, seja natural ou obtido artificialmente, decai a uma velocidade que lhe é característica. Para se acompanhar a duração (ou a vida) de um elemento radioativo foi preciso estabelecer um parâmetro, dado pelo tempo que leva para um volume de elemento radioativo ter sua atividade (quantidade) reduzida à metade da atividade inicial. Esse tempo foi denominado de meia-vida do elemento e é amplamente utilizado nos métodos de datação radiométrica.

A avaliação da meia-vida na perfilagem é importante porque grande parte dos elementos radioativos foram originados de processos físico-químicos no momento de formação da Terra

(por volta de $4,4 \cdot 10^9$ anos atrás), dessa forma elementos com meia-vida de ordens de grandeza menores que a idade da Terra teriam quantidade reduzida de representantes radioativos naturais nos dias atuais e, portanto teriam menor escala de ocorrência nos perfis.

Atualmente apenas três elementos radioativos naturais abundantes possuem meia vida da ordem de 10^9 anos, o ^{40}K com meia vida de $1,3 \cdot 10^9$ anos, o ^{232}Th com meia vida de $1,3 \cdot 10^9$ anos e o ^{238}U com meia vida de $1,3 \cdot 10^9$ anos.

A ocorrência de ^{238}U geralmente está associada a compostos de matéria orgânica (como em folhelhos depositados em estágios de maior aprofundamento da bacia- seções condensadas) e sais de Urânio, enquanto o ^{232}Th normalmente ocorre em depósitos de minerais pesados (*placers*), mas também pode ser encontrado em organo-minerais. Apesar das energias envolvidas no decaimento do ^{232}Th e do ^{238}U serem de maneira geral mais elevadas do que a do ^{40}K , a grande abundância deste elemento em minerais comuns como o K-feldspato, micas (muscovita, biotita etc) e sais de potássio (silvinita, cainita, taquidrita etc) faz plausível considerá-lo principal responsável pelas respostas captadas pelo perfil GR.

Existem dois tipos de perfil de GR: (I) Contagens totais e (II) Espectrometria Gama. O primeiro conta a soma de todas as contribuições de elementos radioativos ao passo que o segundo consegue segregar as contribuições devido a cada fonte através do espectro de energia associado aos fótons captados. Apenas o do primeiro tipo (contagens totais) será aqui abordado.

Exemplos de sensores dos perfis GR são Contadores Geiger (mais antigos), Contadores Proporcionais e Cintilômetros que captam raios gama a energia de até 100 keV. Cada um destes detectores tem suas especificidades e resoluções verticais de ordem que podem variar de 1 a poucos *pés* de espessura.

As ferramentas GR normalmente são corridas no poço de forma centralizada e em baixa velocidade, para aumentar o número de medidas por amostra e conseqüentemente reduzir as variações estatísticas inerentes ao fenômeno de decaimento radioativo.

A unidade de medida utilizada para o perfil GR é o *API* (American Petroleum Institute) ou *UAPI* (Unidade API) que é uma unidade estabelecida a partir da medida num determinado intervalo de tempo em frente a uma formação com combinação de concentrações de ^{232}Th (24 ppm), ^{238}U (12 ppm) e ^{40}K (4%) fixada em 200 UAPI. Esta "camada" foi artificialmente construída num poço padrão na Universidade de Houston.

2.3.1 Interpretação de Perfis de GR

Na prática as contagens obtidas no perfil GR são atribuídas aos minerais argilosos, dessa forma associa-se que nos intervalos de maiores contagens estão localizados os folhelhos e nos intervalos de menores contagens estão os reservatórios que pode ser tanto carbonatos quanto

areias limpas. O cálculo do volume de argila provém de um reescalonamento de intervalos dos perfis mudando a unidade de *UAPI* para Índice de GR (I_{GR}), seguido ou não por uma transformação não-linear.

No cálculo do I_{GR} considera-se que os mesmo elementos responsáveis pela resposta radioativa no folhelho (GR_{max}) estão presentes nas areias soto e/ou sobrepostas, em contrapartida nas areias limpas obtém-se os valores mínimos de GR (GR_{min}) que são resposta aos elementos constituintes da matriz desta litologia. A partir da proporção entre os valores nos folhelhos, nas areias limpas e captados nas formações argilosas calcula-se o I_{GR} , que pode ser considerado um índice de argilosidade:

$$I_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

Assim como defendido por Nery(2004) a definição do GR_{max} não deve representar o valor máximo absoluto da curva (possíveis mineralizações de elementos radioativos) e sim uma curva de tendência (geralmente retas) constituindo uma média, poderada pela espessura ou não decada intervalo, dos valores mais elevados. Da mesma forma deve ser criteriosa a seleção dos valores de mínimo, uma vez que considerar areias argilosas como limpas GR_{min} errôneamente pode-se comprometer a coerência dos valores de argilosidade em todo o perfil. Não é incomum obter valores de GR_{max} e GR_{min} que variam de segmento para segmento em um mesmo poço, a depender das características dos ambientes deposicionais e/ou processos pós deposicionais.

Para compensar os diferentes tipos de folhelho e as variações tanto referentes a atenuação causadas pela presença de materiais mais compactadas e portanto mais absorvedores de raios gama (rochas consolidadas ou não-consolidadas) quanto pela idade das rochas, frequentemente são efetuadas transformações não-lineares nos valores de I_{GR} com o objetivo de obter um valor aproximado do volume real de folhelhos na formação investigada.

No processamento dos dados dos Campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro foram utilizadas as expressões não-lineares de Larionov(1969), Stieber(1970) e Clavier et al.(1977) e por fim calculada a média dos três valores com o objetivo de suavizar possíveis distorções.

Expressão de Larionov(1969) para rochas terciárias :

$$Vsh_{Larionov} = 0,083(2^{3,7 \cdot I_{GR}} - 1) \quad (2.2)$$

Expressão de Larionov(1969) para rochas mais antigas :

$$Vsh_{Larionov} = 0,33(2^{2,0 \cdot I_{GR}} - 1) \quad (2.3)$$

Expressão de Stieber(1970):

$$Vsh_{Stieber} = \frac{I_{GR}}{2,0 - I_{GR}} \quad (2.4)$$

Expressão de Clavier et al.(1977):

$$Vsh_{Clavier} = 1,7 - (3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{1/2} \quad (2.5)$$

Expressão utilizada:

$$Vsh_{GR} = \frac{Vsh_{Larionov} + Vsh_{Stieber} + Vsh_{Clavier}}{3} \quad (2.6)$$

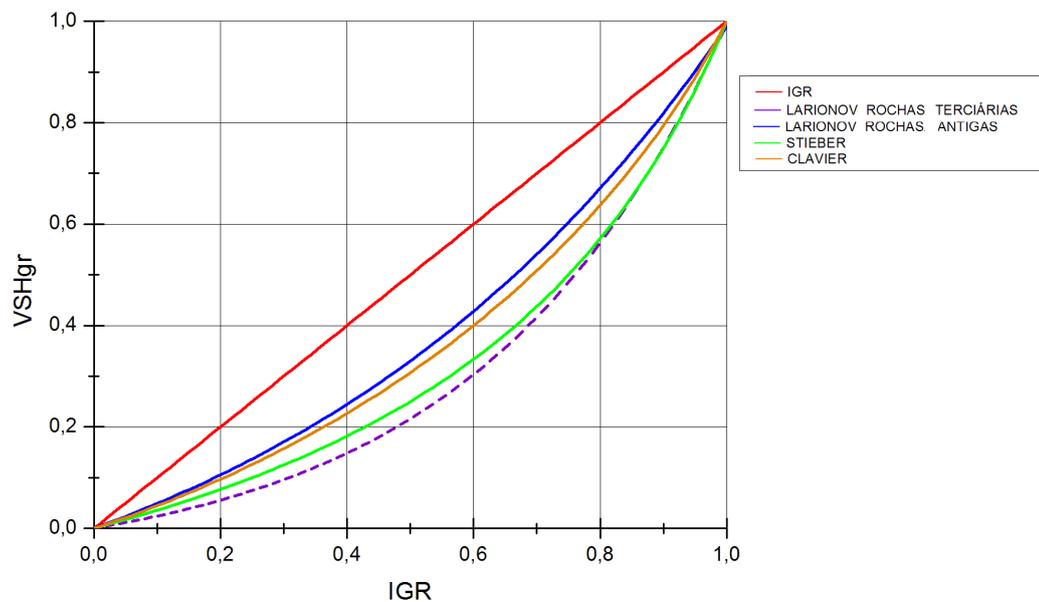


Figura 2.5: Gráfico indicando o VSH_{GR} calculado para cada I_{GR} utilizando expressões não-lineares de ajuste.

2.4 Perfil de Densidade

O perfil de Densidade (RHOB) é o registro contínuo das variações das densidades das formações atravessadas pelo poço. A transmissão de raios gama pela matéria pode ser relacionada à densidade eletrônica (quantidade de elétrons por volume investigado), se a interação predominante destas ondas eletromagnéticas for o espalhamento Compton. Dessa forma conhecida a posição da fonte (artificial) e do receptor e suas respectivas energias emitida e captada, a medida da atenuação dos raios gama que atravessam a formação pode ser utilizada para determinar a sua densidade (g/cm^3).

A equação que rege o modelo matemático para a queda exponencial do fluxo de energia dos raios gama atravessando um material qualquer é a (Eq. 2.7). É através dela que se pode converter os valores de intensidade de fluxo de raios gama emitidos e captados em valores de densidade .

$$I_{\text{captado}} = I_{\text{emitido}} \cdot e^{-\rho_e \cdot \mu \cdot x} \quad (2.7)$$

Onde I_{captado} é a intensidade detectada no receptor , I_{emitido} é a intensidade emitida na fonte , ρ_e é a densidade eletrônica do material atravessado, μ é o coeficiente de absorção de massa do material trespassado e x a sua espessura. Observe que esta equação rege o fenômeno em nível atômico. O que se faz é uma extrapolação do nível atômico para o nível molecular de ρ_e para ρ_b através da (Eq. 2.8), que resulta em boa aproximação para matrizes areníticas e carbonáticas saturadas em água.

$$\rho_e = \rho_b \cdot \frac{Z}{A} N \quad (2.8)$$

Onde ρ_b é a densidade da formação, N o número de Avogrado $6,02 \cdot 10^{23}$, Z o número atômico e a A o número de massa do elemento trespassado. Como Z/A é aproximadamente 0,5 para a maioria dos elementos comuns, a (Eq. 2.8) pode ser aproximada matematicamente para a (Eq. 2.9) convertida no próprio processador do aparato de aquisição.

$$\rho_b = 1,07 \cdot \rho_e - 0,1883 \quad (2.9)$$

A medida de densidade é feita partir de uma fonte artificial focalizada (geralmente uma fonte de ^{137}Cs ou ^{60}Co localizado num patim hidráulico (utilizado também para fazer medidas de calíper) e dois detectores (normalmente Cintilômetros) um próximo (DP) e um distante (DD) - Fig.2.4.

A fonte emite raios gama para a formação com energia da ordem de 0,1MeV a 1MeV produzindo predominantemente espalhamento Compton. Parte dos resultado deste efeito

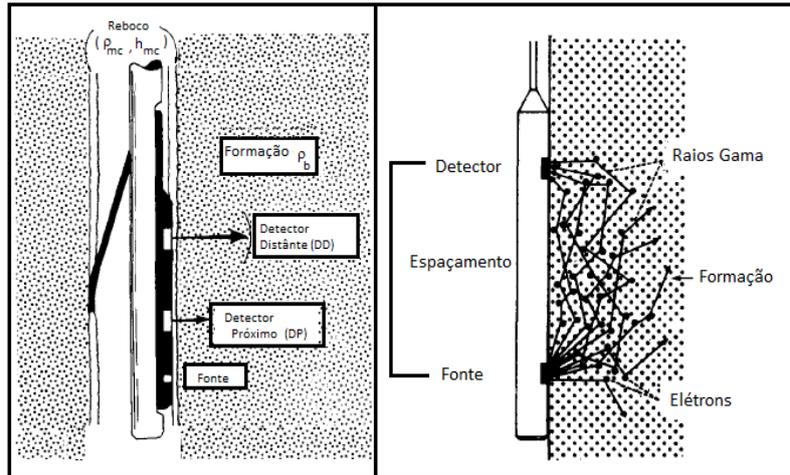


Figura 2.6: Modelo esquemático do perfil da ferramenta de raios gama (A), modelo esquemático do princípio da ferramenta de densidade com um detector (B). Modificado de Serra, 1984

(raios gama defletidos com energia reduzida) são captados nos detectores.

Antigamente utilizava-se ferramentas com um detector, atualmente as ferramentas são equipadas com 2 ou mais detectores (ferramenta "compensada"). A utilização de dois detectores visa controlar e compensar a influência do reboco nas medidas. Um grande problema enfrentado na interpretação de perfis de RHOB é a presença de baritina (substância a base de Bário) na lama utilizada para aumentar a densidade e controlar a pressão da coluna de lama contra a formação. Uma vez que o Bário tem grande coeficiente de absorção este elemento bloqueia a radiação emitida pela fonte em sua saída (devido impregnações no reboco).

Interpretação dos Perfis de Densidade

Com alguma informação sobre a composição do material (litologia e fluido nos poros), a porosidade pode ser determinada. A equação básica que relaciona a densidade volumétrica da formação com sua porosidade é calculada a partir da soma das contribuições individuais (matriz e fluido) do volume total de rocha investigada (Eq.2.10).

$$\rho_b = \phi_d \cdot \rho_f + (1 - \phi_d) \cdot \rho_{ma} \quad (2.10)$$

Onde ρ_b é a densidade volumétrica lida no perfil, ρ_f a densidade do fluido nos poros (que devido ao baixo alcance horizontal normalmente é o filtrado da lama (densidade ρ_{mf}), ρ_{ma} a densidade da matriz e ϕ_d a porosidade calculada pelo perfil de densidade. Isolando ϕ_d obtemos a equação para cálculo da porosidade a partir do perfil RHOB.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{mef}} \quad (2.11)$$

Note que esta equação homogeneiza todos os componentes fluidos e matriciais. Uma forma expandida e precisa pode ser reescrita considerando as heterogeneidades da amostra lida:

$$\phi_{dc,HC} = \frac{(\sum_{i=1}^n \rho_{ma,i} \cdot P_i) - \rho_b}{(\sum_{i=1}^n \rho_{ma,i} \cdot P_i) - (\rho_{xo} \cdot S_{xo} + \rho_{H_2O_{irr}} \cdot S_{H_2O_{irr}} + \rho_{\acute{o}leo_{res}} \cdot S_{\acute{o}leo_{res}} + \rho_{g\acute{a}s} \cdot S_{g\acute{a}s})} \quad (2.12)$$

Onde $\phi_{dc,HC}$ é porosidade do perfil densidade corrigida pelo tipo de fluido e heterogeneidades da matriz, $\rho_{ma,i}$ é a densidade do i -ésimo componente da matriz com quantidade $P_i\%$ do volume total da fração sólida, ρ_{xo} a densidade do filtrado da lama, S_{xo} a saturação em filtrado de lama, $\rho_{H_2O_{irr}}$ é a densidade da água irreduzível de formação, $S_{H_2O_{irr}}$ a saturação da água irreduzível, $\rho_{\acute{o}leo_{res}}$ a densidade do óleo residual, $S_{\acute{o}leo_{res}}$ a saturação em óleo residual, $\rho_{g\acute{a}s}$ densidade do gás presente nos poros e $S_{g\acute{a}s}$ saturação em gás.

Outro fator importante é a presença de argila que deve ser corrigida retirando sua porosidade aparente:

$$\rho_b = \phi_d \cdot \rho_f + (1 - \phi_d - Vsh) \cdot \rho_{ma} - \phi_{dsh} \cdot Vsh \quad (2.13)$$

Onde ϕ_{dsh} é o valor da porosidade dos folhelhos obtidas a partir do perfil de densidade interpretado em zonas de alto Vsh que é a argilosidade da amostra soto e/ou sobreposta (admitindo-se que o folhelhos tenha os mesmos componentes matriciais da matriz analisada).

2.5 Perfil Neutrônico

A ferramenta de perfilagem neutrônica foi a primeira ferramenta nuclear a ser utilizada para obter-se uma estimativa direta da porosidade da formação. Diferente dos perfis de radioatividade anteriormente apresentados, a ferramenta neutrônica faz uso de uma fonte de nêutrons (e não ondas eletromagnéticas como os raios gama).

Os nêutrons são partículas destituídas de carga elétrica, com massa quase idêntica à do núcleo de hidrogênio. Sendo partículas neutras, lançadas com altos níveis de energia (chegando à 4,5 MeV), eles podem penetrar profundamente na matéria, atingindo os núcleos dos elementos que compõem a rocha, onde interagem elástica e/ou inelasticamente.

Segundo Serra (1984), pode-se dividir a interação entre os nêutrons emitidos e a formação em quatro fases: (I) Fase Rápida; (II) Fase de desaceleração ou amortecimento; (III) Fase

de Difusão e (IV) Fase de Captura.

Na fase rápida e de amortecimento os nêutrons de alta energia (nêutrons Rápidos) penetram na formação e sofrem perda de energia por choques predominantemente elásticos com os átomos constituintes dos minerais das rochas investigadas, chegando a valores de energia de até 100keV(nêutrons epitermais). A ocorrência dos choques tem probabilidade dependente da densidade de núcleos por volume de rocha investigada e de um parâmetro chamado seção eficaz (que depende das propriedades do átomo atingido e da energia do nêutron envolvido na colisão).

Para Nery(2004) as direções e partições de energia entre as partículas envolvidas nos choques iniciais são ditadas pelas leis de Conservação do Momento Linear e Conservação de Energia. Ainda segundo aquele autor, a perda máxima de energia (P.M.E.) envolvida em cada colisão sofre influência direta da massa (M) do átomo atingido em relação não-linear e inversamente proporcional dada pela (EQ. 2.14), ocasionando portanto uma grande sensibilidade ao Hidrogênio que tem menor massa M e grande seção eficaz por parte dos nêutrons emitidos artificialmente . Uma ressalva importante é que nesta fase os nêutrons interagem com os átomos praticamente de forma independente da molécula que estes estão inseridos.

$$P.M.E = \frac{4 \cdot M}{1 + M^2} \quad (2.14)$$

Na fase de difusão os nêutrons epitermais perdem energia até chegar ao mesmo nível dos nêutrons no ambiente (nêutrons termiais com cerca de 0,025 eV), concomitantemente novos nêutrons rápidos são emitidos pela ferramenta, gerando uma mistura que procura estabelecer equilíbrio de nêutrons rápidos, epitermais e termiais.

Na fase de absorção os nêutrons termalizados sofrem colisões sem perda de energia até serem absorvidos pelos núcleos dos átomos dos minerais. Esta incorporação resulta em aumento de massa nos núcleos e conseqüente aumento de energia excedente é então liberada na forma de raios gama.

Uma vez que os nêutrons emitidos passam pelas fases anteriormente mencionadas em dependência do tempo, os diferentes afastamentos Fonte-Receptor coordenarão os resultados-alvo preferencialmente captados – arranjos curtos detectando nêutrons rápidos enquanto arranjos longos detectando nêutrons termiais ou raios gama de captura – assim, existem pelo menos quatro tipos de ferramentas neutrônicas, cada uma detectando o produto de uma ou mais das respectiva fases supracitadas.

Dentre os perfis disponibilizados para esta pesquisa apenas perfis adquiridos com ferramentas CNL (*Compensated Neutron Log*) estão presentes. Os perfis adquiridos por essa ferramenta excentralizada (Fig. 2.7) baseiam-se na detecção de nêutrons termiais e dessa

forma necessitam de grande afastamento Fonte-Receptor e conseqüentemente maior energia na fonte de emissão.

O resultado deste grande afastamento deve ser tratado com cuidado, visto que apesar dos Hidrogênios serem os maiores precursores das perdas de energia por colisões, outros elementos também passam a ter parcela significativa na desaceleração dos nêutrons devido ao aumento do número de colisões com os mesmos propiciado pelo aumento do tempo emissão-recepção.

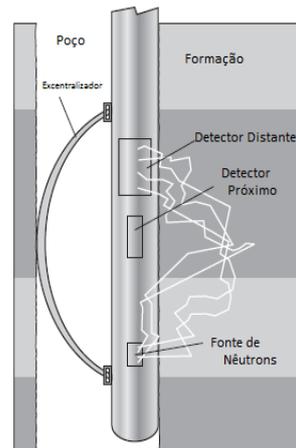


Figura 2.7: Modelo esquemático de ferramenta de perfilagem neutrônica compensada CNL. Modificada de Ellis & Singer(2007)

Interepretação dos Perfis de Neutrônicos

Frente à grande influência do Hidrogênio na resposta neutrônica a sua porosidade é frequentemente referenciada como índice de hidrogênio, que pode ser originado tanto dos fluidos intersticiais (água, óleo e/ou gás) quanto de minerais constituintes da matriz (e.g. micas e minerais hidratados).

As ferramentas neutrônicas CNL são calibradas para que a partir do sinal recebido seja calculada a porosidade, considerando o volume de rocha investigado composto de matriz carbonática totalmente saturada por água. Sabendo dessa calibração, o que se faz é corrigir o valor lido caso a litologia não seja carbonática e/ou os fluidos intersticiais não sejam água.

Posto que o perfil, por meio da referida calibração, fornece medidas diretas de porosidade, as correções aplicadas para mudança de litologia carbonática para silicosa (arenitos, siltitos etc) são feitas relativamente simples adicionando 4 unidades na porosidade. As correções pela presença de hidrocarbonetos normalmente são feitas graficamente em conjunto com o perfil de densidade. As correções quanto à presença de argila é feita da seguinte forma:

$$\phi_{nc} = \phi_n - Vsh \cdot \phi_{Vsh} \quad (2.15)$$

Onde ϕ_{sh} é a porosidade neutrônica dos folhelhos determinada pelos valores lidos nos folhelhos sotopostos e/ou sobrepostos ao pacote de reservatório estudado, e Vsh_n a argilosidade do pacote pode ser obtido através de outros perfis ou através do próprio neutrônico (Vsh_n) através da seguinte expressão :

$$Vsh_n = \frac{\phi_n}{\phi_{nsh}} \quad (2.16)$$

Em interpretações detalhadas normalmente são disponibilizados diversos perfis aos quais se podem calcular a argilosidade, segundo Serra(1984) é recomendável que se utilize o valor de menor Vsh uma vez que as extrapolações utilizadas são frequentemente superiores ao valor real de argila nas formações.

2.6 Perfis de Resistividade

Os perfis de resistividade têm posição especial na perfilagem geofísica de poços, seja pelo seu significado histórico, seja pela sua importância na avaliação da saturação em fluido dos reservatórios, para a geofísica de exploração de água ou hidrocarbonetos.

Ao nos referirmos a resistividade neste trabalho, estamos fazendo algumas considerações:

1. As formações se comportam como materiais ôhmicos, ou seja, a resistência elétrica atende a uma relação linear diretamente proporcional à diferença de potencial medida nos eletrodos e inversamente proporcional à corrente emitida pela fonte (Eq. 2.17)

$$\rho = \frac{U}{i} \quad (2.17)$$

2. A resistividade elétrica R dos materiais pode ser calculada a partir da resistência elétrica (ρ) medida e uma constante de proporcionalidade dependente da geometria do material investigado, considerada constante e homogênea em cada amostra (Eq. 2.18)

$$\rho = R \cdot \frac{l}{A} \quad (2.18)$$

Onde U é a diferença de potencial medida, i é a corrente emitida, A é a área de seção transversal do volume de rocha investigada e l é o comprimento do mesmo.

Apesar da literatura em textos de física utilizar R ao se referir a resistência e ρ à resistividade, na técnica de perfilagem é comum se referir à resistividade pela letra R (como exposto acima), assim a título de esclarecimento estamos utilizando a nomenclatura da perfilagem tomando R por resistividade elétrica.

Para o estudo de perfis de propriedades elétricas é de fundamental importância o conhecimento de algumas equações que relacionam propriedades petrofísicas das rochas, dentre elas, a que ocupa posição de maior destaque é a Lei de Archie(1942) para areias limpas, dada pela (Eq. 2.19):

$$R_t = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{S_w^n} \quad (2.19)$$

Esta equação relaciona a resistividade da formação R_t (resistividade verdadeira - true) aos seguintes fatores:

- a : Chamada de constante de tortuosidade¹, também chamada de constante litológica, a constante a varia com a estrutura dos poros, tipo de litologia, tamanho dos grãos e o nível de compactação ao qual a formação esta submetida;
- ϕ : Porosidade efetiva da rocha;
- m : Expoente de cimentação, modela o quanto a resistividade aumenta com a diminuição da porosidade (aumento da cimentação), assumindo-se uma matriz não condutiva.

Se a rede de poros fosse modelada como um conjunto de capilares paralelos(permeabilidade máxima) ao sentido de medida, a resistividade da rocha diminuiria devido a facilidade de transporte de íons pelos fluidos fazendo com que m se tornasse 1 . Porém, a tortuosidade dos capilares fazem com que m assumam valores maiores do que 1. Esta interpretação indica que m também tem um fator de dependência com a permeabilidade da rocha em estudo, ou seja aumentando a permeabilidade diminuimos o expoente de cimentação m . Normalmente $m = 1,3$ para areias inconsolidadas e $1,8 < m < 2.0$ para arenitos consolidados;

- S_w :Saturação em água;
- n :Expoente de saturação, ajusta a resistividade considerando que a rocha esteja saturada com fluidos não condutivos (como hidrocarbonetos), este expoente relaciona-se também com a molhabilidade da rocha.

A molhabilidade é um parâmetro que envolve as interações eletrônicas entre o fluido e a superfície dos grãos. Rochas molháveis pela água irão, mesmo para valores baixos de saturação, manter uma película contínua na parede dos poros fazendo a rocha mais condutiva.

Rochas molhadas por óleo teriam a parede de seus poros tomada por óleo gerando descontinuidade nas películas de água fazendo com que a condutividade da rocha diminua. Normalmente os valores de n são aproximadamente 2 para rochas saturadas em água.

¹Tortuosidade : Parâmetro que diz respeito a forma e geometria do volume poroso da rocha

- R_w : Resistividade da água na temperatura da formação.

Esta expressão empírica é considerada por muitos autores como Nery(2004), a base da perfilagem. Neste trabalho será de suma importância no cálculo dos valores de resistividade da água (R_w) pelo método do $R_w A_{mínimo}$.

A seguir serão apresentados os perfis de resistividade utilizados nesta pesquisa e o princípio de cada ferramenta.

2.7 Perfis de Eletrodos Galvânicos

Os perfis de eletrodos galvânicos baseiam-se no cálculo da resistividade através da medida de diferença de potencial entre dois eletrodos de potencial que podem assumir diferentes arranjos de aquisição. Podemos classificá-los segundo o seu volume de atuação em: macroperfis (sistemas com eletrodos de potencial bem espaçados distâncias maiores que 16 polegadas) e microperfis (sistemas com distância entre eletrodos de potencial menores que 4 polegadas). Existem diversos arranjos de macroperfis, dentre os quais serão vistos:

- Resistividade Normal : Um eletrodo de corrente A e um de potencial M são postos dentro do poço enquanto outros eletrodos de potencial N e de corrente B são mantidos em distância muito grande. O arranjo da distância entre A e M , a DDP entre M e N e a corrente que flui no circuito $A-B$ propiciam o cálculo da resistividade. (Fig. 2.8)
- Resistividade Lateral : Um eletrodo de corrente A e dois de potencial M e N são postos dentro do poço enquanto o outro eletrodo de corrente B é mantidos em distância muito grande. O arranjo de distância entre A e os pontos que passam aproximadamente no meio das esferas que passam M e por N e a DDP entre M e N propiciam o cálculo da resistividade. (Fig. 2.9)

Nos perfis de resistividade normal uma fonte de corrente alternada é enviada pelo eletrodo A (no interior do poço) para o eletrodo B (posto em um nível de referência, normalmente no tanque de lama), então é calculada a diferença de potencial entre M no interior do poço e N num nível de referência normalmente também no tanque de lama.

A diferença de distâncias entre A e M coordena qual o volume de rocha é investigado. A distância que pode ser de 16 polegadas (Normal Curta) investigando a DDP da área concêntrica mais próxima à A (Rxo) ou 64 polegadas alvejando as áreas mais distantes (Rt). (Fig. 2.8)

No sistema Lateral os eletrodos de potencial M e N juntamente ao eletrodo de corrente A são descidos no poço tal modo que se criem duas pseudo-esferas equipotenciais e o volume

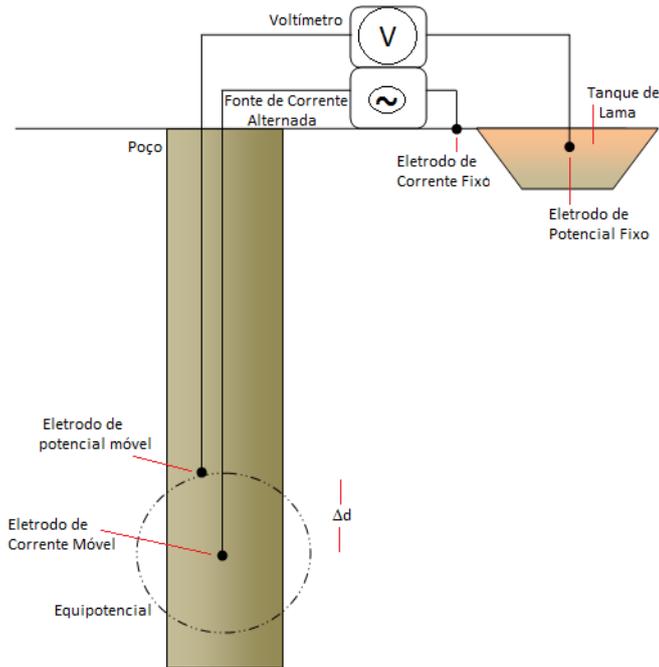


Figura 2.8: Modelo esquemático de ferramenta de resistividade normal, para normal curta $\Delta d = 16$ polegadas e para normal longa $\Delta d = 64$ polegadas.

entre elas seja analisado. Matematicamente a contribuição apenas dessa região pode ser considerada concentrada no lugar geométrico dos pontos médios entre as esferas (que nas ferramentas R_{Lat} é projetada para ser a 18,8 polegadas de A). (Fig.2.9)

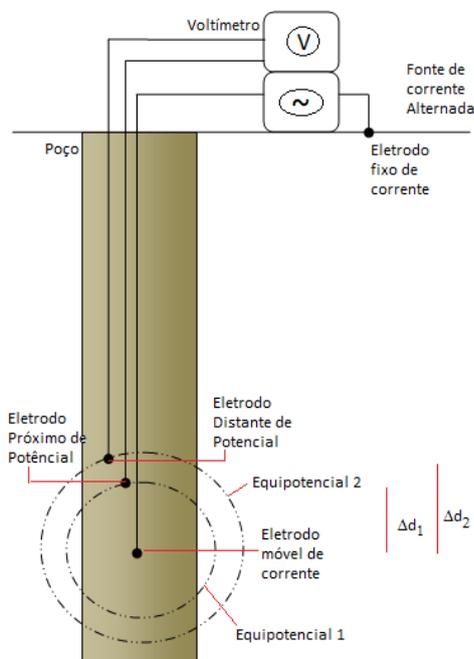


Figura 2.9: Modelo esquemático de ferramenta de resistividade lateral, para $\Delta d_1 - \Delta d_2 = 18,8$ polegadas.

Um aspecto importante nos macroperfis de eletrodos galvânicos é que para o cálculo de resistividade (operado no interior da ferramenta) utiliza um fator geométrico dependente da geometria dos eletrodos na aquisição. A perfeita aplicação deste fator considera que as superfícies equipotenciais que as quais os eletrodos de medida pertencem são concêntricas e atravessam materiais homogêneos, o que não é verdade principalmente no que diz respeito ao contato lama/formação.

Devido a não homogeneidade dos materiais e as grandes distorções observadas nas esferas equipotenciais, idealmente utilizadas no cálculo da resistividade (fator geométrico), foi conferido aos macroperfis de eletrodos grande deficiência quantitativa e sua utilização se tornou prioritariamente qualitativa na indústria de exploração, frente a outros métodos mais eficientes de medida, tanto de Rt (Perfil de Indução) quanto de Rxo (Perfil de resistividade Microesférica Focalizada).

Com uma rápida avaliação é possível observar que este tipo de perfil sofre forte influência da lama, visto que caso esta seja muito resistiva não ocorre transferência de corrente da fonte à formação (acoplamento elétrico ruim), ao passo que se a lama é muito condutiva a corrente fica aprisionada no interior do poço sendo liberada em camadas ou lentes de baixa de condutividade em porções superiores que não a desejada.

Dentre os microperfis utilizou-se a ferramenta de resistividade Microesférica Focalizada (MSFL).

Assim como os demais perfis de microresistividade, a MSFL é utilizada em conjunto a um sistema de braços (como o Cáliper) de maneira que o dispositivo de medida esteja sempre colado a parede do poço. O nome focalizada advém de um conjunto de eletrodos de correntes de bloqueio que "obrigam" as linhas de campo penetrarem a parede do poço em direções sub-ortogonais alcançando a formação onde as linhas de campo assumem geometria sub-esférica, reduzindo ao máximo a influência do reboco.

O sistema de focalização também pode ser utilizado em macroperfis (a exemplo dos sistemas Lateroperfis) mas os exemplos de sua aplicação não foram apresentados devido a não ocorrência dos mesmos em nenhum dos poços aqui estudados.

Devido a sua pequena investigação de maneira geral as ferramentas de microresistividade são utilizadas na detecção de Rxo sofrendo grande influência das propriedades do filtrado da lama e do reboco.

A ferramenta MSFL ainda permanece com uma investigação bastante rasa, sendo entre as ferramentas de microresistividades a que mais se aproxima de Rxo , salvo quando o diâmetro de invasão for muito pequeno ou a espessura do reboco for suficientemente grande para evitar a chegada do sinal à formação.

2.7.1 Interpretação de Perfis de Eletrodos Galvânicos

Assim como supracitado, a interpretação de macroperfis de eletrodos galvânicos individualmente constitui atualmente avaliação muito mais qualitativa do que quantitativa assim, como utilizado no Capítulo 1 para caracterização de formações.

Em interpretações detalhadas os dados adquiridos pelos sistemas Normal e Lateral podem ser submetidos a correções estabelecidas por gráficos distribuídos pela empresa Schlumberger e demais multinacionais, com o objetivo de minimizar o efeito da lama e do reboco nas leituras de resistividade. Neste trabalho a resistividade normal curta foi bastante utilizada para fazer avaliações qualitativas, assim como as apresentadas no Capítulo 1.

Nos perfis aqui utilizados nenhum tipo de tratamento matemático foi aplicado aos dados posto que os valores de resistividade da lama não foram precisamente definidos nos relatórios disponibilizados pelo PCE.

Tanto as leituras das ferramentas de macroresistividade quanto as de microresistividade foram utilizadas na estimativa dos cálculos de saturação pelos métodos $RwA_{mínimo}$ e da expressão de Simandoux, posto que estes métodos utilizam medidas relativas e, espera-se que os efeitos provocados pela lama e/ou reboco se distribuam uniformemente no perfil de modo a serem minimizados no processo de interpretação quantitativas de saturação.

2.8 Perfil de Indução - RILD

Diante das limitações apresentadas pelas ferramentas de eletrodos galvânicos, no que diz respeito as distorções do campo elétrico e grande susceptibilidade às propriedades elétricas da lama/reboco, um novo aparato de medidas de resistividade que sofra menor ou nenhuma influência desses fatores se fez necessário para medidas de maior teor quantitativo de resistividade. Neste contexto surge a possibilidade da propagação radial de campos eletromagnéticos para medidas de resistividade a partir de valores de constante dielétrica.

O funcionamento da ferramenta de indução se baseia na geração de campos eletromagnéticos primários (bobina emissora) e secundários (induzidos pela formação) captados em bobinas receptoras acopladas ao eixo da ferramenta. Para entendimento didático do princípio físico que rege a medida de indução utilizaremos a Fig.2.8 e a descrição de passos representando as etapas de propagação e recepção do sinal:

1. Uma corrente alternada é enviada para a bobina emissora A ;
2. É gerado um campo magnético concêntrico ao eixo da ferramenta;
3. O campo magnético induz a presença de correntes elétricas alternadas na formação

- (correntes de Foucault), defasado de 90° em relação ao campo da bobina emissora;
4. O campo elétrico induzido na formação gera um novo campo magnético;
 5. O campo magnético assim gerado, por sua vez, gera nova corrente elétrica mais radialmente afastada que gera outro campo magnético (o processo se repete propagando o sinal no interior da formação);
 6. Tanto o campo magnético primário produzido pela corrente alternada na bobina emissora (acoplamento direto) quanto os campos magnéticos secundários gerados pela corrente induzida na formação, são captados pela bobina receptora B , que por sua vez gera uma corrente induzida no seu circuito.
 7. A partir do sinal recebido e da geometria de aquisição, é feito o cálculo da impedância elétrica e constante dielétrica da formação e então a resistividade é estimada;

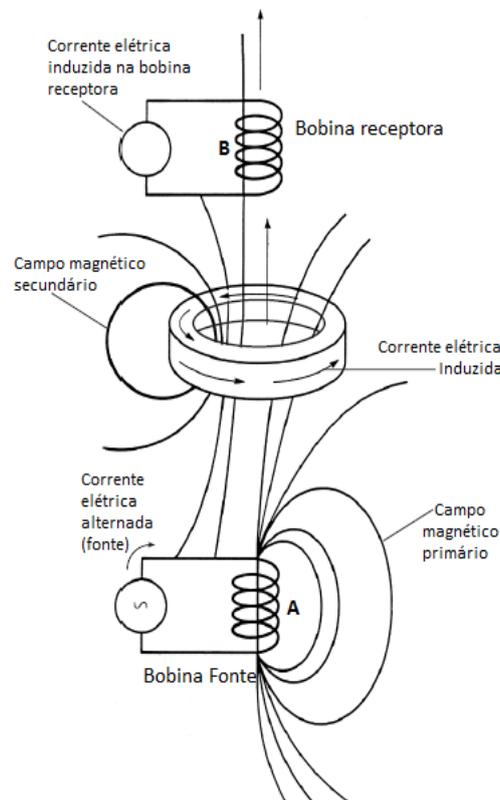


Figura 2.10: Modelo esquemático de funcionamento da ferramenta de indução eletromagnética. Modificado de Ellis & Singer(2007)

Com o objetivo de focalizar tanto verticalmente quanto horizontalmente as correntes induzidas que gerarão o sinal desejado, as ferramentas atuais normalmente apresentam bobinas intermediárias com correntes alternadas que forçam maior penetração e menor espalhamento dos campos induzidos daí a utilização do termo RILD (*Resistivity Induction Log Deep*²).

²Deep denotando maior profundidade de investigação

Para que haja geração de corrente alternada induzida é condição necessária que haja meio condutivo, ou seja, uma vez que os grãos das matrizes das rochas são em geral extremamente resistivos, a formação deve possuir eletrólitos condutivos suficientes nos seus poros para que seja possível a geração de correntes alternadas induzidas.

Como anteriormente mencionado a ferramenta de indução foi projetada no sentido de fazer medidas de Rt mais precisas em substituição às ferramentas de eletrodos galvânicos. Atualmente as aquisições alvejando Rxo ainda são preferencialmente medidas por ferramentas de microresistividade utilizando eletrodos, isto implica que apesar da lama ser idealmente resistiva para a utilização do indução de modo a minimizar ao máximo efeitos do poço (indução na lama) e de camadas imediatamente próximas (sinal gerado em Rxo), ela (a lama) deve ser condutiva a ponto de permitir acoplamento para leituras confiáveis de Rxo pelas ferramentas de microresistividade.

2.8.1 Interpretação dos Perfis de Indução (RILD)

A exemplo dos perfis de eletrodos galvânicos, a interpretação detalhada dos perfis de indução deve fazer uso de extensas e trabalhosas correções gráficas, posto que a sua interpretação individual não oferece informações decisivas de cunho quantitativo e durante as etapas os pontos mais ruidosos serão filtrados optamos a não fazer tais correções.

Os perfis RILD foram utilizados para o cálculo de saturação e resistividade da água de formação da zona virgem e amplamente utilizado em modelos analíticos para os cálculos de modelamento de perfis sônicos no capítulo 3.

2.9 Perfi Sônico - DT

Segundo Serra (1984) nós podemos agrupar o sônico no grupo dos perfis acústicos que são aqueles que possuem parâmetros relacionados à transmissão de ondas acústicas à formação.

Estes parâmetros são principalmente:

1. A velocidade de propagação das ondas na formação, calculada do tempo gasto pela onda para percorrer uma dada espessura da formação - Perfil sônico;
2. As amplitudes do trem de ondas que chegam ao receptor, recebendo o sinal tanto de ondas compressionais quanto de ondas cisalhantes - Perfil de amplitude sônica ou Cement Bond Log (CBL);
3. A amplitude e a posição das seções positivas e negativas captadas do sinal - Perfil Variável Density, Variable Density Log (VDL).

Para Nery(2004) dois outros parâmetros também podem ser utilizados para extrair informações relevantes do trend de recepção de ondas acústicas, estes são :

4. A frequência (ou sua recíproca, período), que fornece o número de oscilações por unidade de tempo;
5. A taxa de atenuação de amplitude que se atenua com um decréscimo exponencial à medida que se afasta do transmissor.

Neste trabalho será abordado apenas o primeiro item acima, especificamente no tocante da operação e interpretação de perfilagem sônica a poço aberto, apresentada em detalhes uma vez que este perfil é de interesse central em pesquisa aqui desenvolvida. Uma breve discussão sobre métodos de parametrização deste perfil serão abordados no Capítulo 3.

O registro obtido na perfilagem sônica consiste, basicamente, na medida da diferença do tempo decorrido entre o momento em que um pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor, montado em um mandril no interior do poço, até sua chegada a dois receptores distintos sobre o mesmo mandril.

Em termos didáticos podemos utilizar o modelo esquemático da Figura 2.9 sucintado nos passos a seguir:

1. A onda é originada na fonte se propaga com geometria esférica no poço (t_1);
2. Se não houver desmoronamento a onda inicialmente incidirá na parede do poço com ângulo normal refletindo parte de sua energia para o interior do poço e transmitindo o restante para a formação (considerando o meio totalmente elástico) (t_2);
3. Com o aumento do intervalo de tempo o ângulo de incidência aumentará atingindo o ângulo crítico (t_3). Quando o ângulo crítico é atingido, parte do sinal é refletido e parte é refratado na parede do poço;
4. A onda refratada se propaga pela parede do poço e produz continuamente novas ondas - head waves (Princípio de Huygens)(t_4).
5. Em (t_5) é gerada uma frente de onda que possui um de seus raios com ângulo de emergência crítico e atingirá o receptor superior (frente de onda verde);
6. Em (t_6) uma nova frente de onda (cor amarela), centrada aproximadamente a uma distância Δd da origem da frente de onda verde atinge o receptor inferior que também está separado do receptor superior por uma distância Δd (as ferramentas utilizadas na indústria geralmente adotam $\Delta d = 0,33cm = 1pé$).

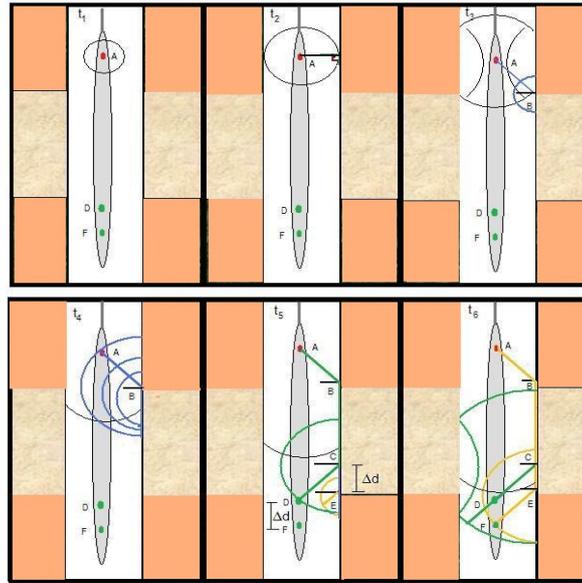


Figura 2.11: Modelo esquemático para o registro da diferença de tempo de transito do perfil sônico, em t_1 o trem de onda é gerado, em t_2 há incidência normal da frente de onda na parede do poço, em t_3 a frente de onda atinge o ângulo crítico, em t_4 ilustração da produção das headwaves, em t_5 headwave (em verde) atinge o receptor superior, em t_6 ocorre a chegada da headwave em amarelo no receptor inferior.

É fácil notar que devido às distâncias $\overline{CD}/\overline{EF}$, $\overline{DF}/\overline{CE}$ e considerando \overline{CE} com propriedades mecânicas homogêneas, $\overline{DF} = \overline{CE} = 1$ pé (definido pela arquitetura da ferramenta).

É importante salientar que são emitidos trens de onda (com frequência de 20 kHz) e não somente um pulso unitário de onda sonora (Fig.2.12), normalmente o interprete acompanha os diferentes sensores ajustando a medida à chegada das ondas compressoriais refratadas na parede do poço.

Durante o processo de aquisição de perfis uma parte do trem de onda esférica se propaga pela lama em acoplamento direto da fonte com o receptor, e sofrem grande atenuação pelo relativamente baixo módulo de cisalhamento e compressional da lama e pelo grande número de intervalos rajados na própria ferramenta (Fig.2.13) e dessa forma a ferramenta consegue filtrá-los.

Infelizmente alguns dos sinais desejados são também atenuados. Em intervalos de grandes variações de desmoronamentos o trem de onda sofre grande dispersão e atenuação o que causa redução na amplitude do sinal ao ponto de ser confundido com um espúrio e também ser filtrado pelo sistema de aquisição. Quando isso ocorre a ferramenta continua com a janela de entrada em aberto e pode receber ondas relativamente atrasadas de outros sinais. Este fenômeno é conhecido como "salto de ciclo" e geralmente acarreta num abrupto aumento do

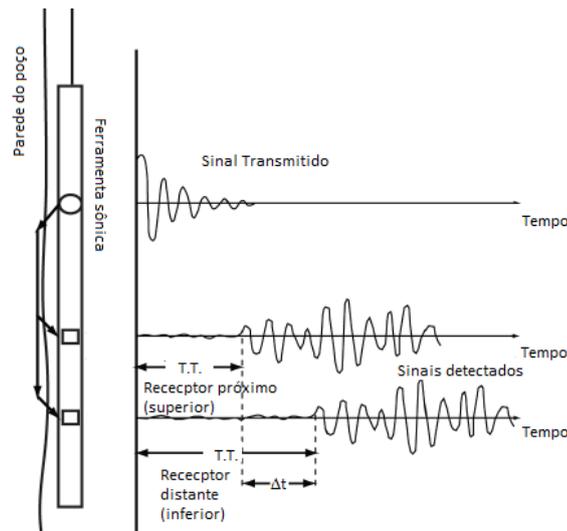


Figura 2.12: Ilustrações de trem de onda na aquisição de perfis sônicos.



Figura 2.13: Ilustrações de ferramenta sônica, em detalhe os intervalos rajados que tem por objetivo atenuar o acoplamento direto da fonte com o receptor.

tempo de transito sônico registrado. Para reduzir as variações causadas por essa variável, normalmente são dispostos 4 receptores funcionando como sistemas complementares 2 a 2.

Como pode ser visto na (Fig. 2.9) o registro correto de porosidade tem dependência direta da geometria de aquisição da ferramenta e do poço, dessa forma, outro problema recorrente associado à aquisição de perfis sônicos ocorrem em poços com grande tortuosidade. Em poços com grande tortuosidade esta geometria não é respeitada seja pela própria forma do poço, seja por eventuais inclinações da ferramenta no processo de levantamento dos dados (Fig.2.14).

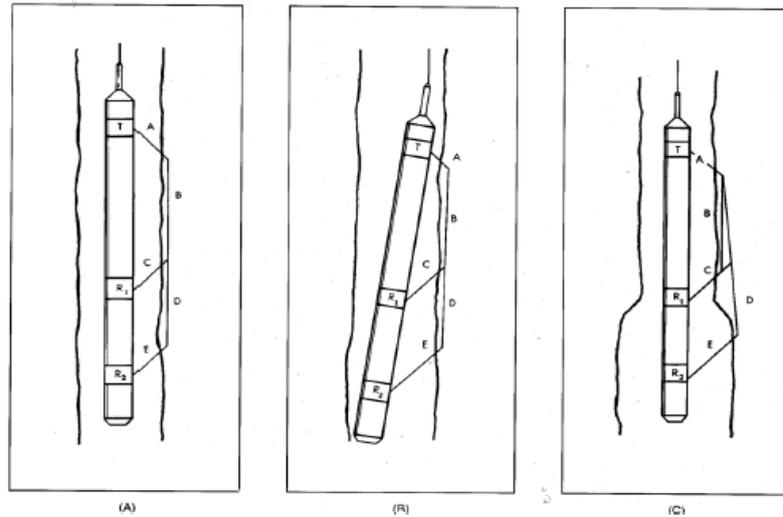


Figura 2.14: Ilustrações de possíveis problemas envolvendo o perfil sônico (A) ferramenta disposta corretamente, (B) possível causa de problemas devido à inclinação da ferramenta e (C) possível causa de problemas devido às variações na geometria do poço do poço .Wester Atlas(1993)

2.9.1 Interpretação de Perfis Sônicos

Historicamente as primeiras aplicações do perfil sônico consistiram em ferramentas auxiliares para o aperfeiçoamento e detalhamento da interpretação e processamento sísmico. Foi apenas no final dos anos 40 e início dos anos 50 que Wyllie propôs o relacionamento entre o tempo de transito registrado no sônico e a porosidade das formações com sua celebre equação *time average* (que nada mais é do que uma aplicação da lei das misturas).

Por uma questão de organização será apresentada primeiramente a aplicação auxiliar à sísmica no cálculo de velocidades intervalares.

O perfil sônico registra intervalos de tempo referentes a propagação de ondas compressionais em um comprimento de 1 pé. Note que se invertemos o valor de tempo de trânsito obteremos um valor de velocidade em $\text{pé}/\mu\text{s}$ o que normalmente se faz é somar os intervalos de tempo até que eles completem 1 *ms* gerando uma espécie de média móvel para os valores de velocidade:

$$V_{sônica} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \Delta t} \quad (2.20)$$

Onde $V_{sônica}$ é dado em $\text{pés}/\text{ms}$ e n é o número de amostras necessárias para que a soma dos tempos de transito completem 1 *ms*. Outro método de obter velocidades intervalares é fazer puramente a inversão de valores sem realizar a média móvel:

$$V_{sônica} = \frac{1}{\Delta t} \quad (2.21)$$

A outra aplicação do sônico é para o cálculo de porosidades, a literatura normalmente utiliza duas expressões clássicas para fazer a conversão de tempo de trânsito sônico em porosidades. A famosa equação de Wyllie et al.(1956) "time average." (Eq.2.23), que considera que o tempo de transito observado é resultado da soma das contribuições individuais dos elementos constituintes do volume de rocha (bem como a expressão para o cálculo de densidade). Segundo Wyllie esta expressão obtém bons resultados em arenitos consolidados.

$$\Delta t_{log} = \Phi_s \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi_s) \cdot \Delta t_{ma} \quad (2.22)$$

Onde Δt_{log} é o valor de tempo de trânsito lido no perfil, Φ_s é a porosidade sônica, Δt_f é o tempo de trânsito das ondas sônicas compressionais nos fluidos intersticiais e Δt_{ma} é o tempo de trânsito sônico na matriz. A equação de Wyllie deve ser corrigida para litologias não compactadas. O diagnóstico da não-compactação é feita quando o tempo de trânsito nos folhelhos se apresentam superiores a $100\mu s/pé$ corrigindo-os através da equação:

$$\Phi_{corrigido} = \Phi_{Wyllie} \cdot \frac{100}{c \cdot \Delta t_{sh}} \quad (2.23)$$

Onde $\Phi_{corrigido}$ é a porosidade sônica corrigida pelo efeito da descompactação, c é um valor empírico que varia de ambiente a ambiente (de 0,8 a 1,2) e Δt_{sh} é o valor de tempo de trânsito registrado nos folhelhos.

Uma outra expressão amplamente utilizada na industria para o cálculo da porosidade sônica é a de Raymer et al.(1980). Esta equação é empírica e segundo seus autores não necessita de correções por descompactação para valores de até 37% de porosidade.

$$\frac{1}{\Delta t_{log}} = \frac{(1 - \Phi_s)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\Phi_s}{\Delta t_f} \quad (2.24)$$

A utilização dos dados de porosidade sônica devem ser feitas com um importante sob-reaviso, uma vez que a propagação das ondas mecânicas se dá prioritariamente pela porção intersticial este método de estimativa é pouco sensível à presença de porosidades de origem secundárias bem como a pequenas mudanças de fluido.

2.10 Interpretação Individual de Perfis

Nesta etapa foram realizados os cálculos de parâmetros petrofísicos anteriormente apresentados individualmente a partir das curvas de Raios Gama (GR), Densidade (RHOB),

Neutrônico (NPHI) e Sônico (DT) nos poços nos quais estes se encontraram presentes.

Quanto ao perfil de Raios Gama (GR), foram realizados os cálculos de argilosidade nos perfis dos poços 1-FMO-BA, 1-QB-04A, 1-QB-05, 1-QB-06 e 1-QB-07. Posto que todos os perfis interpretados apresentaram início da perfilagem GR na Formação Candeias nenhum deles necessitou da utilização da expressão de Larionov(1969) para rochas terciárias. A metodologia utilizada foi calcular os valores de I_{GR} (Eq. 2.1) e então de Vsh_{GR} pela (Eq. 2.6).

Nos poços 1-FMO-BA, 1-QB-04A, 1-QB-05 e 1-QB-06 foram calculados os valores de porosidade através do perfil Densidade (RHOB) ϕ_d através da (Eq. 2.10). Um procedimento pouco convencional foi feito utilizando valores de ρ_{ma} dependentes das litologias apresentadas no perfil composto. As correções por efeito de argilosidade serão feitas no item posterior (**Interpretação Conjunta de Perfis**). Apesar de não ser corrigido pelo efeito da argilosidade o ϕ_{dsh} dos folhelhos foi obtido a partir da média dos valores de porosidade dos folhelhos nos pacotes imediatamente sobrepostos.

O cálculo de porosidade neutrônica ϕ_n a partir da curva NPHI só foi possível nos poços 1-QB-04A e 1-QB-05. A exemplo do procedimento utilizado com o perfil RHOB, a interpretação quanto a litologia (soma ou não de 4 unidades) foi feita a partir das litologias propostas nos perfis compostos de cada poço, seguida do cálculo do volume de argila pelo neutrônico Vsh_n (Eq. 2.16) e do estabelecimento dos valores de ϕ_{nsh} . A correção pelos valores de argilosidade foram também proteladas para o item (**Interpretação Conjunta de Perfis**).

Por fim, foi feito o cálculo das porosidades do perfil sônico no poço 1-FMO-BA a partir das (Eq.2.23) e (Eq.2.24), utilizando novamente a interpretação litológica proposta pelo perfil composto.

2.11 Interpretação Conjunta de Perfis

Apenas para os poços 1-QB-04A e 1-QB-05 foi possível fazer os cálculos e interpretação detalhados acerca dos parâmetros petrofísicos haja vista que apenas nestes dois poços estão presentes as curvas de perfis radioativos (GR,RHOB e NPHI) e os de resistividade (RILD, RSN), possibilitando a obtenção de porosidade específica e saturação.

Na interpretação conjunta de perfis inicialmente foram avaliados os valores de argilosidade Vsh . A primeira etapa foi utilizar os perfis NPHI e RHOB para calcular o perfil de Vsh_{ND} que é uma argilosidade obtida a partir de ambos os perfis densidade e neutrônico (Eq.2.25). A segunda etapa foi confrontar os valores de Vsh_{ND} , Vsh_{GR} e Vsh_N e a partir deles construir um perfil de Vsh_{menor} que é um perfil que reúne os menores valores de argilosidade dentre

os três comparados (não considerando os valores de Vsh negativo).

$$Vsh_{ND} = \frac{\phi_n - \phi_d}{\phi_{nsh} - \phi_{dsh}} \quad (2.25)$$

Obtida a curva de Vsh_{menor} , foram feitas as correções pelo efeito da argilosidade nas curvas $NPHI$ e $RHOB$ gerando as curvas de $NPHI_{cor}$ e $RHOB_{cor}$ utilizando as (Eq.2.26) e (Eq.2.27) respectivamente.

$$\phi_{NC} = \phi_n - Vsh_{menor} \cdot \phi_{nsh} \quad (2.26)$$

$$\phi_{DC} = \phi_d - Vsh_{menor} \cdot \phi_{dsh} \quad (2.27)$$

A partir dos perfis de porosidade corrigida foram calculadas as porosidades específicas (ϕ_e) aplicando a (Eq.2.28) para $\phi_{NC} < \phi_{DC}$ ou a (Eq.2.29) para $\phi_{NC} > \phi_{DC}$, Nery(2004).

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (2.28)$$

$$\phi_e = \frac{\phi_D \cdot \phi_{NSH} - \phi_N \cdot \phi_{DSH}}{\phi_{NSH} - \phi_{DSH}} \quad (2.29)$$

De posse do perfil de porosidade foi utilizado o método $RwA_{mínimo}$ para :

- Cálculo da resistividade aparente das águas de formação a partir do perfil RILD (Eq.2.30);
- Cálculo da resistividade aparente do filtrado da lama na zona lavada a partir do perfil RSN nos perfis dos poços de Quiambina e MSFL para o poço de Fazenda Mamoeiro (Eq.2.31).

$$RwA = \frac{\phi_e^m \cdot Rt}{a} \quad (2.30)$$

$$RxoA = \frac{\phi_e^2 \cdot Rxo}{a} \quad (2.31)$$

O método $RwA_{mínimo}$ baseia-se na aplicação da Lei de Archie para areias limpas na tentativa de selecionar o valor real da resistividade da água de formação.

Visto que este método se fundamenta na Lei de Archie as amostras devem suprir as considerações determinadas por ela impostas antes de se tornarem boas candidatas para

utilização no cálculo de Rw e/ou Rxo , os requisitos de corte utilizados na literatura frequentemente são referenciados pelo termo inglês *cut-off*, como por exemplo valores máximos de argilosidade (Vsh) e valores mínimos de porosidade (ϕ). Posto que os perfis já se encontram com interpretação litológica, foi estabelecido o *cut-off* litológico (permitindo obviamente somente os arenitos).

Em resumo os seguintes critérios foram utilizados para que um intervalo seja considerado como potencial produtor de HC, quando:

- Porosidade maior que 5% ;
- VSH menor que 20;
- Litologia : areias;
- Resistividade : inferior a 50 ohm.m ;

Uma vez que a equação de Archie possui diversos coeficientes normalmente obtidos empiricamente, foram feitas as seguintes considerações a cerca deles: $a=1, m=n=2$ bem como a respeito dos valores de saturação tomando $Sw=1$ (100%) e $Sxo=1$ (100%) para todas as amostras encontradas. O que fazemos é um erro proposital em relação à Sw e Sx que em seguida será corrigido. Após feitas essas considerações os cálculos foram feitos.

Uma ressalva interessante e pouco comentada é que utilizarmos o método $RwA_{mínimo}$. Na verdade fazemos uma extrapolação quanto a uniformidade radial da porosidade, visto que a mesma é calculada a partir dos perfis de radioatividade que captam prioritariamente as propriedades da zona lavada.

Dentre as ferramentas de Rxo , foi abordado nas seções anteriores que as melhores repostas de investigação de resistividade da zonas lavada são oferecidas pelas ferramentas de resistividade microesférica (presente apenas no poço 1-FMO-BA), dessa forma nos poços do campo de Quiambina foram utilizados os valores de RSN como valores de Rxo incorrendo em possíveis imprecisões nas medidas de Sxo .

Com os valores de resistividade das águas de formação Rw e Rxo o próximo, e ultimo, passo da interpretação de perfis foi o cálculo dos valores de saturação da zona virgem (Sw) e da zona lavada (Sxo). Dois métodos foram utilizados:

- Aplicação da Lei de Archie;
- Aplicação da Fórmula de Simandoux(1963) para saturação (Eq.2.32).

A fórmula de Simandoux consegue ajustar bem os valores de saturação mesmo para formações pouco argilosas ($Vsh < 0, 2$), apresentando notável vantagem em relação à Lei de Archie.

Fórmula de Simandoux:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{\phi_e^m \cdot Sw^n}{a \cdot Rw} + \frac{VSH}{Rsh} \cdot Sw \quad (2.32)$$

Sendo a expressão acima uma equação do segundo grau para obter os valores de Saturação desejados basta calcular as suas raízes e desprezar o menor valor (negativo).

Os poços 1-FMO-BA e 1-QB-06 não foram perfilados com a ferramenta neutrônica dessa forma não foi possível realizar o cálculo de Vsh_n e Vsh_{nd} então a porosidade calculada pela densidade foi tomada como ϕ_e enquanto os valores de argilosidade (Vsh_{menor}) foram obtidos a partir da curva GR.

Nos poços 1-QB-02, 1-QB-03, 1-QB-04, 1-QB-07 e 2-QBST-01 nenhum processamento adicional foi realizado visto que nestes poços não foram corridos nenhum dos perfis de porosidade.

Trechos dos perfis interpretados podem ser encontrados no Apêndice A

CAPÍTULO 3

Modelamento de Dados

Como mencionado no Capítulo 1, este trabalho está inserido em um contexto amplo (o PCE) o qual está dividido em frentes de trabalho que pretendem avaliar os dados disponibilizados utilizando diferentes métodos de exploração. O grupo ao qual o autor, e conseqüentemente este trabalho, está inserido é o da perfilagem geofísica de poços que tem por objetivo extrair informações adicionais e verificar a viabilidade de investimentos nos campos marginais disponibilizados pelo PCE baseando-se nos dados de pastas de poço e perfis geofísicos.

Sendo uma iniciativa em estágios iniciais dentro do projeto de pesquisa, dispomos de recursos financeiros limitados para novos levantamentos de dados, assim, com o objetivo de contribuir para o detalhamento das informações e subsidiar futuras interpretações conjuntas a outros segmentos do projeto, tais como o grupo da exploração sísmica de reflexão e o grupo da avaliação geológica, utilizou-se métodos matemáticos para modelar e gerar curvas sintéticos perfis geofísicos de poço.

Dispensamos atenção especial ao Perfil Sônico, visto que este tipo de perfil constitui uma ligação natural dos perfis de poços com as seções sísmicas (guardadas as devidas restrições, e.g. frequências de emissão de onda, resolução vertical e efeitos de dispersão diferenciados).

Devido à presença do sônico, os dados do Campo de Fazenda Mamoeiro (apenas 1 poço disponibilizado ao PCE) foram utilizados como piloto para o estabelecimento de leis de predição e modelagem.

Neste capítulo será feita uma breve apresentação de alguns métodos de modelamento e sua respectiva utilização nos dados disponibilizados.

3.1 Modelamento Baseado em Análise de Regressão

A Análise de Regressão é uma metodologia estatística que utiliza a relação entre duas ou mais variáveis quantitativas (ou qualitativas) de tal forma que uma variável dependente (resposta) pode ser predita ou explicada a partir de outra(s) independente(s) (preditora(s)) Janke & Tinsley(2005). A dependência da variável resposta em relação às demais é geralmente representada na forma de uma equação matemática utilizada para predição e modelamento de respostas.

A uma primeira instância, a predição pode ser vista como um meio de suprir a ausência de dados e/ou auxiliar no controle de qualidade das informações adquiridas. A falta de dados pode decorrer de diversos fatores que vão desde a não-aquisição à problemas relacionados a confiabilidade dos dados como alta taxa de ruídos ou problemas inerentes a instrumentos de medida inapropriados.

Uma regressão linear pode ser simples ou múltipla. Quando a regressão avalia a dependência linear de um conjunto de dados observados relacionadas a uma única variável temos a regressão linear simples (e.g. $y=f(x)$). Quando a regressão linear avalia a proporcionalidade entre uma variável resposta e duas ou mais variáveis independentes, denomina-se regressão linear múltipla (e.g. $y=f(x,z,k)$), dessa forma, podemos interpretar a regressão linear simples como um caso particular da regressão linear múltipla, da mesma forma esta pode ser vista como uma generalização daquela.

Para realizar uma Análise de Regressão pode-se encontrar ótima metodologia apresentada em Chatterjee & Hadi (2006), sumarizada a seguir:

- Formulação do problema;
- Seleção das variáveis potencialmente relevantes;
- Coleta de dados;
- Especificação do modelo;
- Escolha do método de ajuste de parâmetros;
- Modelamento;
- Validação do modelamento e críticas aos erros:

3.1.1 Formulação do Problema

Nesta etapa propõe-se o problema e é avaliada se a Análise de Regressão pode ser utilizada na solução do mesmo. Esta etapa é de fundamental importância uma vez que a má formulação

do problema compromete todo o processo de pesquisa e possivelmente resultará na perda de tempo e esforço empregados nas demais etapas.

Exemplos de problemas de modelamento com uso da regressão em campos gerais da ciência podem ser encontrados em Janke & Tinsley(2005), problemas aplicados à perfilagem geofísica de poços podem ser encontrados em Augusto & Martins(2009) e Tiwary et al(2004).

A proposição do problema aqui discutido consiste na parametrização de perfis sônicos em função de propriedades elétricas e radiométricas das rochas e parâmetros ambientais do poço.

3.1.2 Seleção das Variáveis Potencialmente Relevantes

Nesta etapa é feita a seleção das variáveis preditoras que podem exibir relação direta ou indireta com a variável resposta.

Este estágio deve ser avaliado com cuidado. Tomando por exemplo, um estudo sobre a relação entre o *Consumo Médio de Combustível e a Velocidade Média de Viagem em Carros Populares*. Se a partir de uma população de amostras de carros fosse gerado um gráfico relacionando as duas variáveis, possivelmente verificaríamos que existe um maior consumo de combustível em carros que andam em maior velocidade. Com uma análise mais detalhada acerca das velocidades, poder-se-ia observar que carros que freiam e aceleram com mais frequência consomem em média mais do que carros que viajam em velocidade constante. Entretanto seria muito difícil explicar variações nestes dados relacionadas ao consumo oriundo do uso médio do ar condicionado automotivo.

Para que uma regressão seja bem sucedida assume-se que as interferências causadas pelos outros fatores que não as variáveis de predição se anulam em uma distribuição normal de erros. Caso de fato os erros se comportem aleatoriamente, a utilização de um grande volume de amostras pode ajudar que este comportamento se sobressaia.

Como exemplificado, é de grande ajuda num estudo estatístico o maior número de variáveis relacionáveis à resposta bem como a riqueza em quantidade de amostras de variáveis independente-dependente(s), porém, não se pode perder de vista que o levantamento de dados é geralmente uma operação custosa e que se feita em intervalos de tempo escalonados significativos estão sujeitos à variações inerentes às condições ambientais de medida e/ou utilização de tecnologias diferentes de aquisição, ironicamente justificando o modelamento e parametrização.

Pode-se distinguir dois tipos básicos de variáveis: qualitativas (características) e quantitativas (numéricas). Quando se utiliza apenas preditores qualitativos a análise recebe o nome de *Análise de Variância*, ao passo que se há utilização de pelo menos um dos preditores quantitativo(s) recebe o nome de *Análise de Covariância*. A predição de variáveis

resposta qualitativas recebe o nome de *Análise Logística*, Chatterjee & Hadi (*op. cit.*). Para o modelamento de perfis sônicos utilizou-se Análises de Covariância, um exemplo de análise logística ocorreria se a proposta fosse identificar litologias (variáveis qualitativas) em função dos perfis de poço (variáveis quantitativa).

Assim como defendido por Janke & Tinsley(2005), considera-se que o primeiro passo para qualquer tipo de análise de dados é a produção de resumos visuais (gráficos) e numéricos das informações disponíveis.

Por si só a curva dos perfis em função da profundidade representa um ótimo gráfico de análise, entretanto, devido à inviabilidade física (o tamanho dos perfis de poço) e objetivo proposto para o trabalho (que é parametrizar propriedades petrofísicas em função de outras propriedades), gerar gráficos que relacionam as variáveis de estudo se faz razoável em primeiro momento.

Avaliação qualitativa das variáveis dos perfis de poço 1-FMO-BA (Campo Fazenda Mamoeiro)

Neste conjunto de dados, os perfis não apresentaram registro em alguns segmentos da extensão do poço devido a motivos desconhecidos. Como alternativa ao exposto, foram selecionados os trechos com a maior quantidade de perfis diferentes, objetivando avaliar as causas de possíveis erros e/ou pontos muito ruidosos, separados em dois intervalos.

- Intervalo(I): 1457m-2444m com a presença dos perfis:
 - Resistividade microesférica : MSFL
 - Indução : RILD
 - Raios Gama : GR
 - Cáliper : CAL
 - Sônico : DT
 - Litologias : Que foram divididas em Arenitos, Folhelhos e Carbonatos

- Intervalo(II): 2458m-3606m com a presença dos perfis:
 - Indução : RILD
 - Raios Gama : GR
 - Densidade Volumétrica : RHOB
 - Cáliper : CAL
 - Sônico : DT
 - Litologias : Que foram divididas em Arenitos, Folhelhos e Carbonatos

Intervalo (I)

O primeiro passo foi avaliar o relacionamento entre o perfil sônico (resposta) e os demais perfis. Para que haja melhor discriminação dos dados, a partir da digitalização das informações do perfil composto, as litologias foram classificadas em arenito/siltitos, carbonatos e folhelhos para então ser avaliadas separadamente:

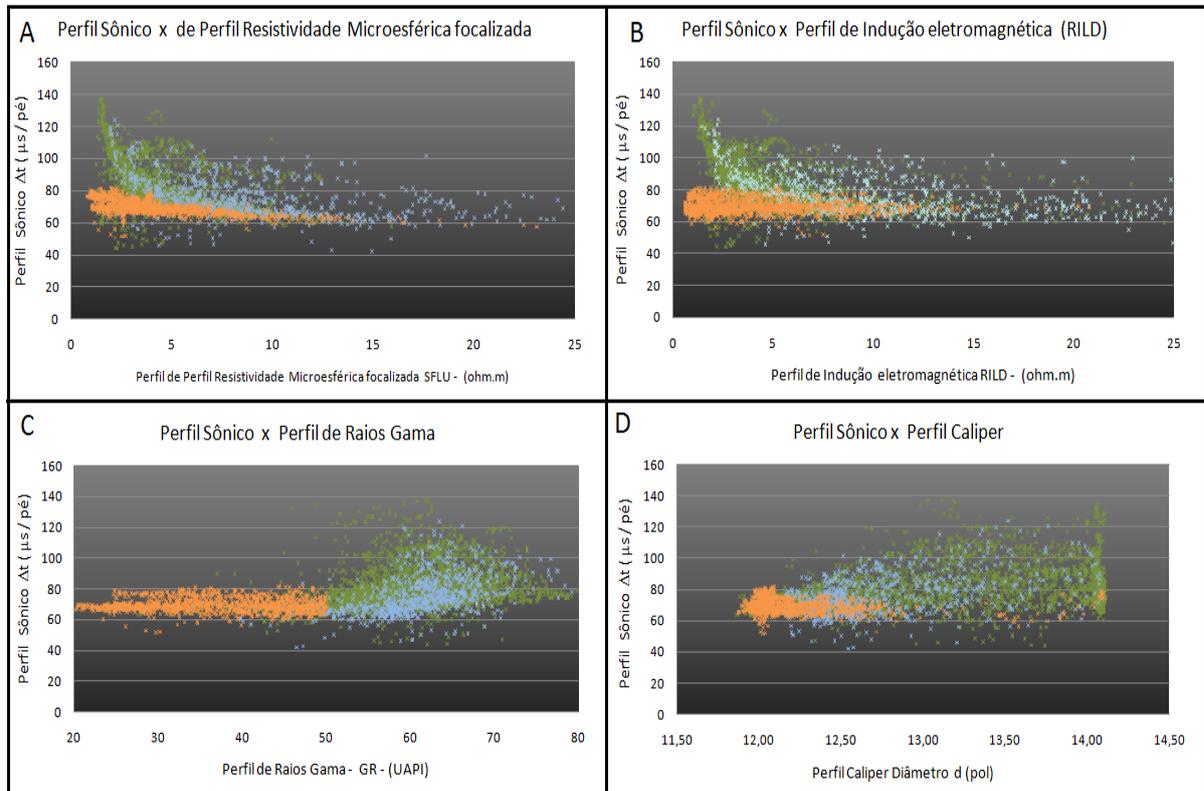


Figura 3.1: Gráficos representando o relacionamento entre os perfil sônico e as demais propriedades (Cáliper, SFLU, RILD e GR) do Intervalo (I) de 1457m-2444 do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI .

Avaliando a (Fig.3.1A e B) percebe-se que há uma correlação não-linear e negativa bem demarcada entre a diminuição da resistividade e o aumento do tempo de transito sônico, principalmente nos folhelhos e carbonatos, ao passo que os arenitos/siltitos apresentaram suave comportamento linear decrescente. Uma vez que o aumento do tempo de transito indiretamente significa aumento de porosidade, este comportamento se mostra bastante coerente.

É possível notar também na (Fig.3.1C) que de maneira geral o aumento do tempo de transito tem correlação direta com o aumento da argilosidade(inferida através do perfil GR) apresentando em folhelhos e carbonatos maiores variações da variável resposta.

Na (Fig.3.1D) é possível perceber que há grande concentração de folhelhos em intervalos desmoronados ao passo que os arenitos/siltitos e carbonatos apresentam boa coesão aparente. Verifica-se também que o aumento do Cáliper (presença de desmoronamentos) resulta em uma maior dispersão dos valores de tempo de trânsito registrados.

O segundo passo foi avaliar o relacionamento entre os perfis de predição :

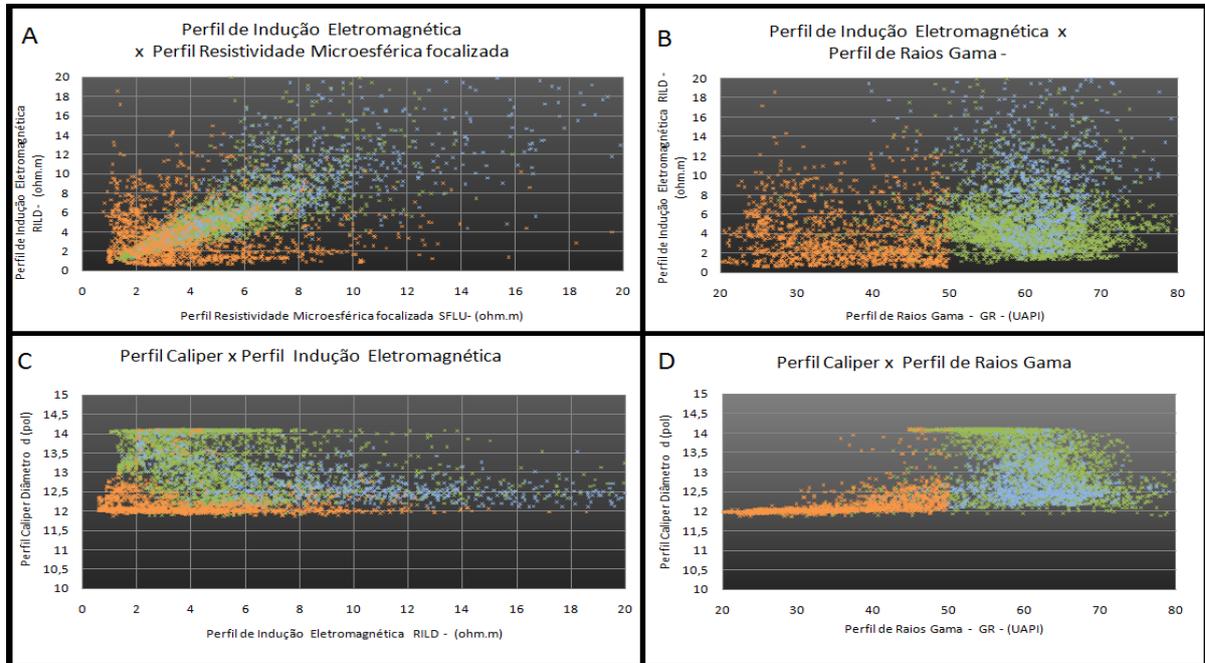


Figura 3.2: Gráficos representando o relacionamento entre os perfis de predição (Cáliper, SFLU, RILD e GR) utilizados para modelamento do perfil sônico no Intervalo (I) de 1457m-2444 do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.

Na (Fig.3.2A) visualiza-se que a resistividade medida pelo RILD (com maior influência da zona virgem) e a medida pelo SFLU (com maior influência da zona lavada) apresentam relação de covariância positiva e forte correlação entre os folhelhos, o que é esperado uma vez que neste tipo de litologia a infiltração é mínima ou nula apresentando valores de resistividade semelhantes para as áreas radialmente investigadas. Entre os carbonatos e arenitos há um maior grau de dispersão associados possivelmente à variações nas resistividades das águas das formações e mudanças radiais de porosidade.

A partir da (Fig.3.2B) muito pouco pode ser inferido devido ao alto grau de dispersão das amostras. As (Fig.3.2C e 3.2D) não revelam novas relações evidentes, visto que a formação dos folhelhos apresentando maior grau de desmoronamento que os carbonatos e arenitos/siltitos já pôde ser inferido a partir da (Fig.3.1D).

Intervalo (II)

A metodologia de análise qualitativa para o Intervalo (I) foi repetida para o Intervalo(II), avaliando inicialmente o relacionamento entre o perfil sônico e os demais perfis:

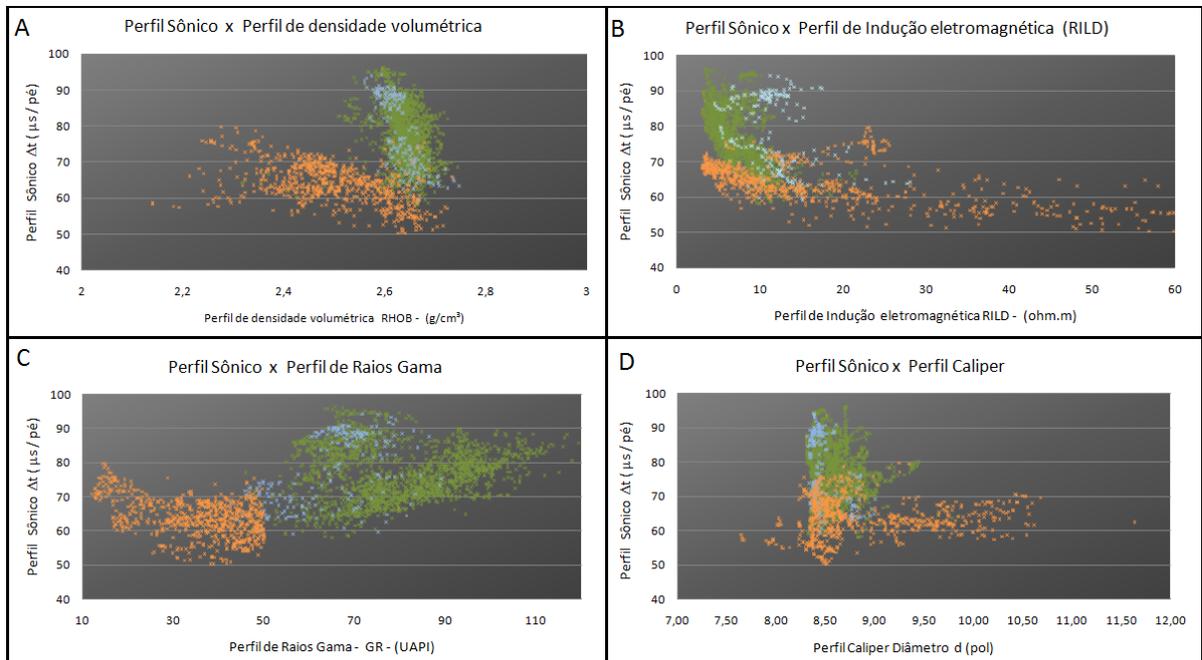


Figura 3.3: Gráficos representando o relacionamento entre os perfil sônico e as demais propriedades (Cáliper, RHOB, RILD e GR) do Intervalo (II) de 2458m-3606m do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.

Avaliando o eixo das ordenadas dos gráficos da (Fig.3.3) o tempo de trânsito apresenta valores menores do que as amostras do Intervalo (I), esta distribuição é coerente uma vez que as amostras no Intervalo (II) se encontram em profundidades mais elevadas e portanto mais compactadas do que os do Intervalo (I) diminuindo conseqüentemente a porosidade (expresso na redução dos tempos de trânsito sônicos).

Na (Fig.3.3A) é perceptível a discriminação das litologias no gráfico do perfil sônico em função do perfil de densidade volumétrica. Frente a estes dados foi verificado no perfil se tratava-se de uma concentração de pontos num grande pacote homogêneo de areias/siltitos, mas através das curvas em função da profundidade (os perfis) os arenitos/siltitos apresentaram-se distribuídos em lentes (com exceção do grande pacote de areias da Formação Sergi no final do poço).

Pode-se avaliar na (Fig.3.3B) que a exemplo do Intervalo (I), o tempo de transito sônico apresenta aparente relação de potência em função da resistividade. Note também que o

gráfico da (Fig.3.3C) concorda com gráfico da (Fig.3.1C) quanto ao comportamento do tempo de trânsito em relação a argilosidade (quanto maior este, maior aquele) numa relação não linear, com exceção de valores para arenitos limpos desmoronados, possivelmente muito porosos e saturados.

A partir da comparação entre a (Fig.3.1D) e (Fig.3.3D) pode-se inferir que no Intervalo (I) há maior quantidade de desmoronamentos do que no Intervalo (II).

Assim como estrategicamente feito no Intervalo (I), no Intervalo (II) *cross-plots* com os perfis de predição foram gerados (Fig.3.4)

Na (Fig.3.4A) os folhelhos se mostram com densidades volumétricas (RHOB) maiores, aparentemente significando maior compactação e menor saturação em fluidos. Os arenitos demonstraram pequena concentração apresentando tendência coerente com o aumento de porosidade (inferida pelo RHOB) em relação à resistividade. Nas (Fig.3.4B 3.4E e 3.4F) as litologias se mostram bem segregadas em relação aos raios gama naturais (GR).

A partir das (Fig.3.3B - 3.3C) percebe-se que há também variabilidade características para cada litologia, ou seja os gráficos exibem boa discriminação das litologias. Segundo a pasta de poço do 1-FMO-BA o Intervalo (I) foi perfurada com broca de 12 pol. ao passo que o intervalo (II) com broca de 8,5 pol., possivelmente a grande quantidade de desmoronamentos no Intervalo (I) esteja relacionada tanto à compactação e resistência mecânica das litologias atravessadas pelo poço quanto a operação de perfuração. Ao ultimo fator também podem estar relacionados os desmoronamentos em areias da Formação Sergi verificadas no final do Intervalo (II) -final do poço.

Um padrão que merece atenção também é o comportamento dos carbonatos bem semelhantes ao dos folhelhos. Infere-se que esta singularidade se dá principalmente pelo fato dos calcilutitos da Formação Candeias e Água Grande terem sido classificados como carbonatos de forma geral podendo estar impregnados com materia orgânica.

Assim como visto no Capítulo 1, para Caixeta et al.(1994) e Milhomem et al.(2003) os folhelhos, calcilutitos e arenitos turbidíticos do Membro Gomo da Formação Candeias testemunham a fase inicial de incremento batimétrico, resultante da conjugação de clima úmido à intensificação da atividade tectônica e estruturação da bacia em áreas plataformais pouco subsidentes, relativamente estáveis, e depocentros com elevadas taxas de subsidência. A partir desta citação uma outra hipótese se mostra plausível: A ocorrência dos calcilutitos estarem relacionadas à deposição de lamas carbonáticas nos inter-períodos tectonicamente instáveis.

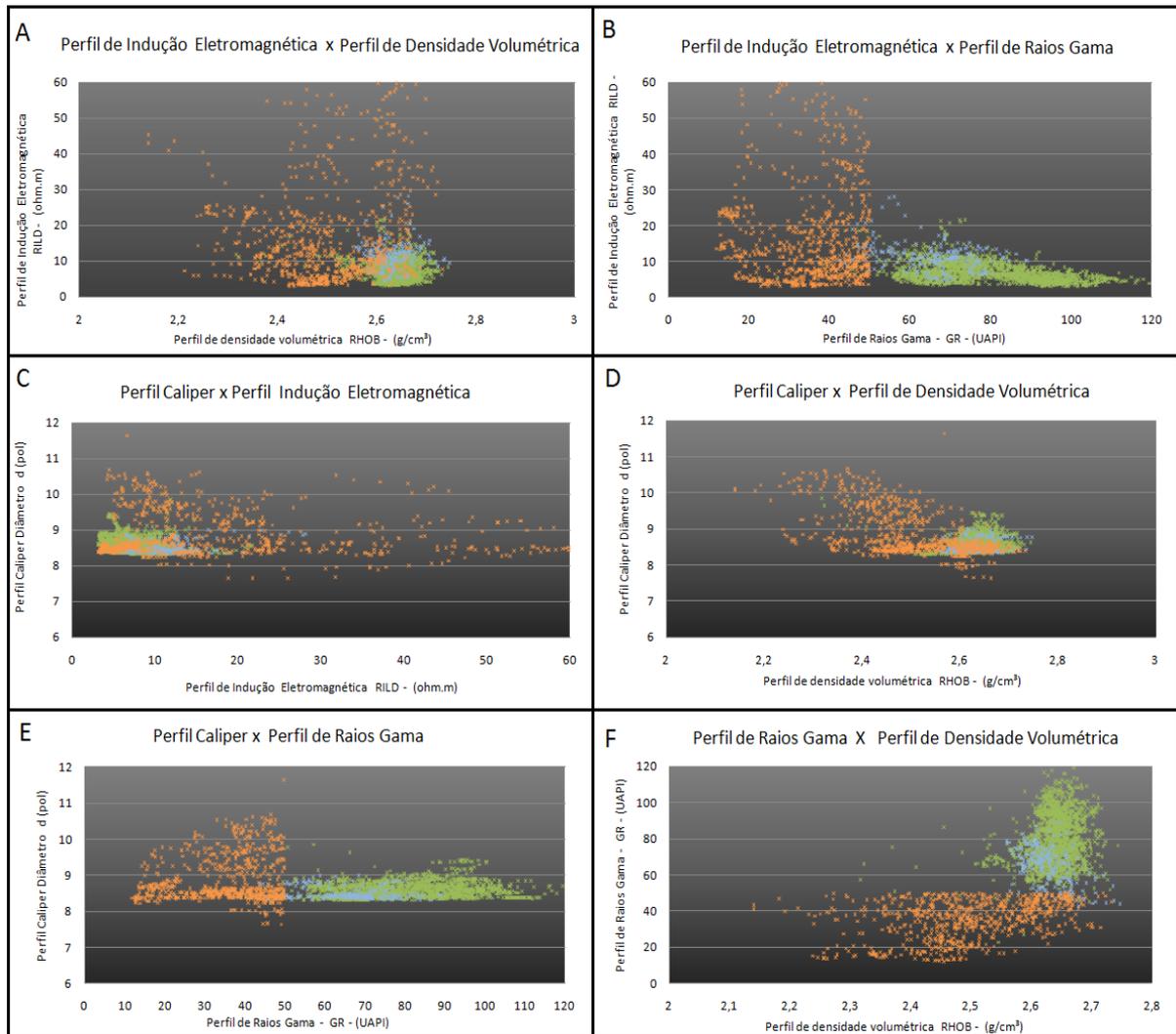


Figura 3.4: Grafos representando o relacionamento entre os perfis de predição (Cáliper, RHOB, RILD e GR) utilizados para modelamento do perfil sônico no Intervalo (II) de 2458m-3606m do poço 1-FMO-BA. Em laranja os arenitos/siltitos, em azul os carbonatos e em verde os folhelhos. Amostras com valores de resistividade superiores a 50 ohm.m foram removidas bem como areias/siltitos com valores de GR superiores a 50 UAPI.

Avaliação quantitativa do relacionamento entre as variáveis.

Apesar da avaliação qualitativa de dados oferecer suporte para suposições, o estabelecimento de hipóteses baseadas em equações necessita de estudos de relacionamentos mensuráveis numericamente entre variáveis. Existem muitas formas de avaliar numericamente duas variáveis, as consideradas principais serão apresentadas a seguir :

- Coeficiente de Covariância;

- Coeficiente de Correlação;
- Coeficiente de Determinação.

O coeficiente de covariância se presta a medir se as variáveis possuem mesmas direções de crescimento, e é calculada da seguinte forma:

- Cálculo da média da variável dependente (\bar{X}) e da variável independente (\bar{Y});
- O valor de cada amostra de variável é subtraído da média ($X_i - \bar{X}$) e ($Y_i - \bar{Y}$);
- Os resultados da subtração são multiplicados amostra a amostra e então somados ($\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})$).

Calcula-se então o coeficiente de covariância pela média do somatório anterior:

$$Cov(X, Y) = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) \cdot (Y_i - \bar{Y})}{n} \quad (3.1)$$

Quando ambas as variáveis se encontram menores do que sua respectiva média ou ambas se encontram maiores que sua média, o coeficiente de covariância é positivo, ou seja as variáveis crescem juntas, enquanto que quando há oposição de sinais no resultado das subtrações a covariância exibe sinal negativo que significa que as variáveis exibem relação negativa de proporcionalidade (uma aumenta a outra diminui).

Note que o coeficiente de covariância é dependente da escala de valores e não é sensível à dispersão, reduzindo assim a eficiência em estabelecer a força entre as relações, o que se faz para contornar este problema é normalizar a covariância pelo desvio padrão amostral de cada variável.

Eliminando as mudanças devido às escalas se estabelece a força entre o relacionamento das variáveis, o coeficiente resultado dessa divisão é chamado de coeficiente de correlação $Cor(X, Y)$ dado por:

$$Cor(X, Y) = \frac{Cov(X, Y)}{\sigma_X \cdot \sigma_Y} \quad (3.2)$$

Desenvolvendo matematicamente a expressão acima é fácil demonstrar que $0 \leq Cor(X, Y) \leq 1$.

Infelizmente tanto $Cor(X, Y)$ quanto $Cov(X, Y)$ são utilizados apenas para variáveis que se relacionam direta e linearmente, o que não é o caso dos parâmetros petrofísicos estudados. Desta forma a melhor aplicação para esta ferramenta é para avaliação entre

a resposta observada e a calculada que quando apresentar bons resultados atinge valores próximos a 1.

Utiliza-se então o valor de $[Cor(Y_{calc}, Y_{obs})]^2$ comumente simbolizado por R^2 - (Coeficiente de Determinação) para se medir o quão bem os valores fitados pelo modelo se aproximam dos valores observados desejados. Note que os valores de R^2 não dizem respeito ao método de modelamento e sim ao resultado deles, o que significa que pode ser utilizado para avaliar a eficácia de uma regressão linear simples, múltipla, um modelo analítico ou até mesmo os resultados de uma rede neural.

3.1.3 Coleta de Dados

A coleta de dados exige precisão e sistematicidade, espera-se que os dados de perfis utilizados aqui tenham sido adquiridos com instrumentos que estão de acordo com as rígidas normas de calibração e controle de qualidade exigidas pela indústria de exploração de petróleo. Paralelamente podemos utilizar o calíper como um indicador de confiabilidade nos intervalos (I) e (II). Como citado acima concluiu-se que no Intervalo (II) o poço apresentou menos desmoronamentos e, portanto amostras mais confiáveis.

Visto que acompanhado aos perfis de poço foram disponibilizados perfis compostos que possuem interpretações litológicas preliminares, estas informações qualitativas foram digitalizadas como exposto no subitem anterior para serem utilizadas no modelamento como parâmetros adicionais.

3.1.4 Especificação do Modelo Matemático

A especificação do modelo define como será feito o relacionamento entre a variável resposta e a(s) variável(is) preditoria(s), sua determinação depende do conhecimento sobre perfilagem, geologia e o relacionamento entre as propriedades das curvas apresentadas no subitem anterior. Neste ponto é escolhida a forma da expressão matemática, que pode ser classificada em linear ou não-linear. Modelos lineares normalmente são apresentados como:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_2 + \alpha_3 \cdot X_3 + \alpha_4 \cdot X_4 + \dots + \alpha_n \cdot X_n \quad (3.3)$$

Exemplo de modelos lineares:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_1^2 + \alpha_3 \cdot X_1 \cdot X_2 \quad (3.4)$$

$$Y = \alpha_1 \cdot \log X_1 + \alpha_2 \cdot X_1^3 + \alpha_3 \cdot \sin X_1 \cdot X_2 \quad (3.5)$$

Exemplos de modelos não-lineares:

$$Y = \alpha_0 \cdot e^{\alpha_1 \cdot X_1} + \alpha_2 \cdot X_3 \quad (3.6)$$

$$Y = X_1^{\alpha_1} \cdot X_2^{\alpha_2} \cdot X_3^{\alpha_3} \quad (3.7)$$

Note que a linearidade não diz respeito às variáveis X_i ou Y , mas sim aos parâmetros que determinam a regressão $[\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n]$. Mesmo equações não-lineares podem ser transformadas em equações linearizadas, aplicando transformações ao conjunto de dados conhecidos (Kleinbaum et al.(2008)), tomando por exemplo a (Eq. 3.7):

Aplicando logaritmo dos dois lados da equação obtem-se:

$$\log Y = \log (X_1^{\alpha_1} \cdot X_2^{\alpha_2} \cdot X_3^{\alpha_3}) \quad (3.8)$$

Desenvolvendo a equação temos:

$$\log Y = \alpha_1 \cdot \log X_1 + \alpha_2 \cdot \log X_2 + \alpha_3 \cdot \log X_3 \quad (3.9)$$

Podemos então chamar $\log Y$ de \hat{Y} e $\log X_i$ de \hat{X}_i e obtemos :

$$\hat{Y} = \alpha_1 \cdot \hat{X}_1 + \alpha_2 \hat{X}_2 + \alpha_3 \hat{X}_3 \quad (3.10)$$

Este é apenas um exemplo de linearização de equações. As expressões que não podem ser linearizadas são chamadas de funções intrinsecamente não-lineares (Chatterjee & Hadi (*op. cit.*)), mas não serão discutidas pois não são objeto do trabalho.

Uma observação importante a ser feita é que no processo de linearização os dados devem ser avaliados antes de serem submetidos à transformações, no exemplo supracitado caso algum elemento do *set* possuíse valores negativos e/ou 0 a operação Logarítmica não teria solução, inviabilizando assim a estratégia. E casos onde isso eventualmente ocorra, sugerimos que o *set* de dados seja transladado do valor pertinente a tornar todos os dados atendendo às condições de contorno, nesse caso positiva e após a solução da equação essa contante seja subtraída.

O interesse em funções lineares ou pelo menos linearizáveis reside na variedade de métodos relativamente simples de ajuste de parâmetros ótimos destas funções para uma regressão linear.

3.1.5 Escolha do Método de Ajuste de Parâmetros

Nesta etapa faz-se a escolha do método de ajuste dos parâmetros da regressão $[\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n]$, neste trabalho utilizamos o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). O algoritmo MMQ permite que se calcule os parâmetros de uma regressão linear de tal forma que a soma dos erros quadrados entre as n variáveis resposta ($y_{obs,j}$) e as amostras calculadas pelo modelo matemático ($y_{calc,j}$) de n equações correspondentes seja mínima $(\sum_{j=1}^n (y_{obs,j} - y_{calc,j})^2)$.

O MMQ possui várias explicações, dentre elas a interpretação vetorial proporcionada pela álgebra linear permite fácil demonstração matemática e visualização espacial (quando o grafo é possível de ser construído).

A solução pelo Método dos Mínimos Quadrados é feita a partir da solução do sistema de equações normais (EN's). Um breve resumo do método baseado em Montgomery & Runger(2005) é apresentado a seguir :

Suponha que a quantidade de parâmetros k (perfis) seja maior do que o número de observações disponíveis n (amostras em cada perfil), e seja $x_{i,j}$ a denotação da i -ésima amostra do perfil x_j . Tomando uma equação linear como a (Eq. 3.3) podemos expressá-la na forma matricial facilitando a manipulação dos dados:

$$Y = X \cdot A + \epsilon \quad (3.11)$$

$$X = \begin{bmatrix} 1 & x_1 & x_1^2 & \cdots & x_1^k \\ 1 & x_2 & x_2^2 & \cdots & x_2^k \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & x_n & x_n^2 & \cdots & x_n^k \end{bmatrix}$$

$$Y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix}$$

$$A = \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \vdots \\ \alpha_p \end{bmatrix}$$

$$\epsilon = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_n \end{bmatrix}$$

Em geral Y é um vetor ($n \times 1$) das observações, X é uma matriz ($n \times p$) das variáveis independentes, onde $p = k + 1$, A é um vetor ($p \times 1$) dos coeficientes de regressão e ϵ é um vetor ($n \times 1$) dos e erros aleatórios.

Desejamos encontrar o vetor dos estimadores de mínimos quadrados, $\hat{\alpha}$, que minimiza o valor da soma dos erros quadrados:

$$L = \sum_{i=1}^n e_i^2 \quad (3.12)$$

$$L = \epsilon^T \epsilon \quad (3.13)$$

$$L = (Y - X \cdot A)^T \cdot (Y - X \cdot A) \quad (3.14)$$

onde T denota matriz transposta e \hat{A} é a solução para A nas equações :

$$\frac{\partial L}{\partial A} = 0 \quad (3.15)$$

Não será abordado em detalhes da obtenção das derivadas, no entanto as equações resultantes que devem ser resolvidas são:

$$(X^T X) \hat{A} = X^T Y \quad (3.16)$$

As (Eqs.3.16) são as equações normais de mínimos quadrados na forma matricial. Com o objetivo de resolver as equações normais, multiplica-se ambos os lados das (Eqs.3.16) pelo inverso de $X^T X$ e obtêm-se a estimativa de mínimos quadrados :

$$\hat{A} = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (3.17)$$

Há $p = k + 1$ equações normais para $p = k + 1$ incógnitas (os valores de $\hat{\alpha}_1, \hat{\alpha}_1, \dots, \hat{\alpha}_k$). Além disso, a matriz $X^T X$ é frequentemente não singular de modo que os métodos descritos nos livro-texto sobre determinantes e métodos para inverter matrizes podem ser usados para encontrar $X^T X^{-1}$.

Apesar de matematicamente ajustar parâmetros a partir da minimização da soma dos erros quadrados de cada amostra parecer uma boa opção, nem sempre é o melhor método de ajuste, um exemplo simples pode ser visto na (Fig.3.5) representando o erro ao definir a tendência de uma dispersão de pontos que possui dois pontos ruidosos de valores muito superiores aos valores coerentes.

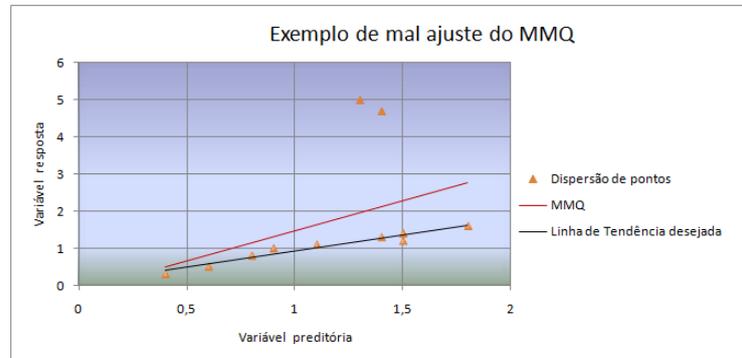


Figura 3.5: Exemplo de mal ajuste de tendência pelo Método dos Mínimos Quadrados (MMQ)

De maneira geral o MMQ atende bem às necessidades de uma modelagem simples, quando as seguintes considerações são satisfeitas:

- A variável explanatória (independente) pode ser linearmente correlacionada à variável resposta;
- Ambas as variáveis exibem variação.
- O erro associado à regressão (ϵ) não seja correlacionado à variável(is) explanatória(s). A não correlação pode ser estipulada através do cálculo dos coeficientes de covariância $Cov(x, \epsilon)$ e/ou correlação $Cor(x, \epsilon)$ entre estas duas características.
- O erro associado à regressão (ϵ) possui distribuição normal. Por este motivo o exemplo anterior não foi bem sucedido (o erro é sistemático).

Quando estas considerações não são satisfeitas podemos utilizar variantes do MMQ ou outros métodos de ajuste de parâmetros lineares como Análise de Componentes Principais, Método da Máxima Verossimilhança, Método da Regressão Rigide (Hoerl & Kennard, (1970a,b)) e Método de Regressão com Variáveis Latentes (Malhotra,(2001)). Uma alternativa sugerida para que se torne possível o uso do algoritmo MMQ é a aplicação da filtragem de erros sistemáticos e unidirecionais fazendo com que os dados possam ser tratáveis pelo método.

3.1.6 O Modelamento

O próximo passo é a aplicação do método de ajuste de parâmetros selecionado (o MMQ) no modelo matemático proposto. Foi utilizado o pacote de estatística do *software* Microsoft Office Excel que oferece um *set* de funções linearizáveis com ajuste de parâmetros pelo MMQ e o *software* matemático Origin70, que fornece ferramentas gráficas e estatísticas descritivas.

Modelamento com os dados do poço 1-FMO-BA (Campo Fazenda Mamoeiro):

Utilizamos os modelos matemáticos linear e de potência linearizável para análise univariável relacionando o perfil sônico com as outras curvas de perfil. Posto que todos os valores das variáveis propostas, foram maiores do que 0 foi possível realizar a linearização por logaritmo do modelo de potência cujo processo de linearização pode ser visto nas passagens das (Eq. 3.7) à (Eq.3.10) :

$$\Delta t_{sônico} = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X \quad (3.18)$$

$$\Delta t_{sônico} = \alpha_0 \cdot X^{\alpha_1} \quad (3.19)$$

E suas respectivas generalizações para modelos de análise multivariável.

$$\Delta t_{sônico} = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_2 + \dots + \dots + \alpha_n \cdot X_n \quad (3.20)$$

$$\Delta t_{sônico} = \alpha_0 \cdot X_{11}^{\alpha_1} \cdot X_{22}^{\alpha_2} \cdot \dots \cdot X_{nn}^{\alpha_n} \quad (3.21)$$

Iniciamos com modelos univariáveis lineares (Eq.3.18 e Eq.3.19) avaliando qualitativamente a relação entre o sônico e as demais variáveis, esta primeira análise é importante para determinação de possíveis padrões linearmente separáveis na análise multivariável. Foram geradas curvas baseada nos modelos com parâmetros ajustados pelo MMQ e calculados os Coeficiente de Determinação (R^2) entre o resultado do modelo e os valores observados, utilizados como medidores quantitativos preliminar do grau de correlação entre as variáveis preditoras e a variável resposta (Fig.3.6 e Fig.3.7).

O calíper não foi avaliado através da regressão univariável, uma vez que a sua influência no Sônico aparece quando há variações de diâmetros do poço e não propriamente pela simples presença ou não de desmoronamentos continuamente.

Modelos Matemáticos de Potência e Linear Univariável

As seguintes expressões foram obtidas :

INTERVALO I:

Na (Fig.3.6A) obtivemos relações entre o tempo de trânsito Sônico e o perfil SFLU, que são representadas pelas seguintes expressões:

$$\Delta t_{sônico,folhelhos} = 95,859 - 3,2283 \cdot SFLU \quad (3.22)$$

$$\Delta t_{sônico,folhelhos} = 106,09 \cdot SFLU^{-0,198} \quad (3.23)$$

$$\Delta t_{sônico,arenitos/siltitos} = 73,477 - 0,9721 \cdot SFLU \quad (3.24)$$

$$\Delta t_{sônico,arenitos/siltitos} = 74,981 \cdot SFLU^{-0,064} \quad (3.25)$$

$$\Delta t_{sônico,carbonatos} = 84,884 - 1,0341 \cdot SFLU \quad (3.26)$$

$$\Delta t_{sônico,carbonatos} = 100,76 \cdot SFLU^{-0,146} \quad (3.27)$$

Observe que todas as expressões apresentaram coerência uma vez que demonstraram covariância negativa entre resistividade e tempo de trânsito sônico, como apresentado no gráfico todos os valores de R^2 para modelos de potência apresentaram valores maiores que para modelos lineares, como já citado este comportamento não-linear era visualmente previsível na (Fig.3.1A e Fig.3.1B). As expressões relacionando o Sônico com o RILD apresentaram o mesmo comportamento :

$$\Delta t_{sônico,folhelhos} = 87,629 - 1,3358 \cdot RILD \quad (3.28)$$

$$\Delta t_{sônico,folhelhos} = 100,23 \cdot RILD^{-0,154} \quad (3.29)$$

$$\Delta t_{sônico,arenitos/siltitos} = 81,812 - 0,5332 \cdot RILD \quad (3.30)$$

$$\Delta t_{sônico,arenitos/siltitos} = 97,002 \cdot RILD^{-0,118} \quad (3.31)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,carbonatos} = 70,096 - 0,1433 \cdot RILD \quad (3.32)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,carbonatos} = 69,948 \cdot RILD^{-0,007} \quad (3.33)$$

Quanto ao perfil de raios gama naturais (GR) foram obtidas as seguintes equações de predição (Fig.3.6C):

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,folhelhos} = 49,77 + 0,5155 \cdot GR \quad (3.34)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,folhelhos} = 16,293 \cdot GR^{0,3883} \quad (3.35)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,arenitos/siltitos} = 69,079 + 0,0127 \cdot GR \quad (3.36)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,arenitos/siltitos} = 67,375 \cdot GR^{0,0083} \quad (3.37)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,carbonatos} = 17,755 + 0,9526 \cdot GR \quad (3.38)$$

$$\Delta t_{s\grave{on}ico,carbonatos} = 3,7683 \cdot GR^{0,7282} \quad (3.39)$$

Note que de maneira geral o aumento da argilosidade gera aumento do tempo de transito em relação exponencial, uma vez que as amostras argilosas das litologias quartzosas (Arenitos/Siltitos) foram deveras filtradas as expressões para as areias demonstraram baixo caráter exponencial. é interessante observar também que há pouca variabilidade nos arenitos devido ao GR, mostrando que o filtro de amostras argilosas foi eficiente em sua seleção.

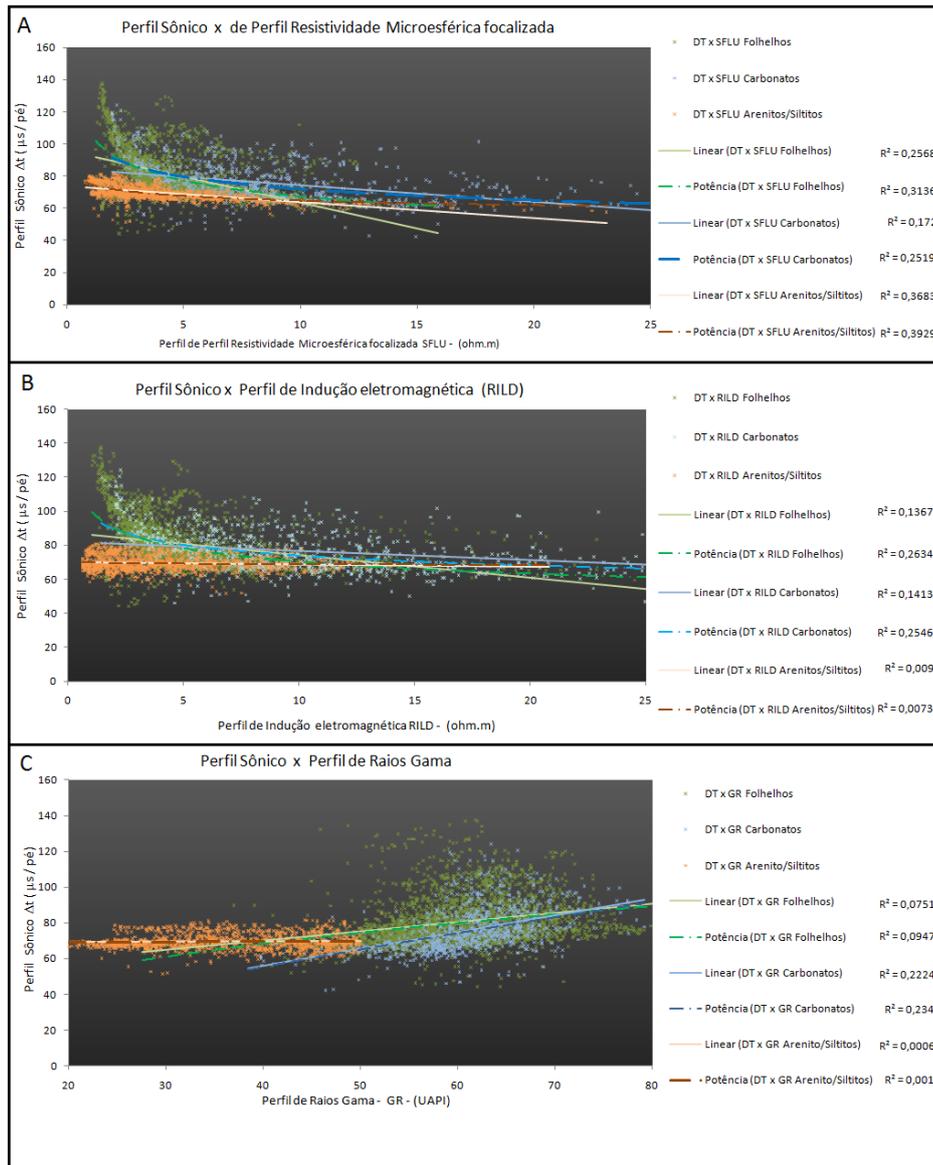


Figura 3.6: Gráficos com curvas de modelos univariáveis lineares ($Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_i$) e de potência ($Y_i = \alpha_0 \cdot X_i^{\alpha_1}$) para modelos lineares em distribuição de pontos do Intervalo(I) do poço 1-FMO-BA. A direita coeficientes de determinação R^2 calculados a partir do modelo.

Intervalo (II)

No intervalo II o mesmo procedimento de avaliação preliminar foi utilizado, iniciando pelo relacionamento entre o perfil de densidade (RHOB) e o sônico, espera-se que a redução da densidade resulte no aumento do sônico (baseando-se na porosidade).

$$\Delta t_{sônico, folhelhos} = 226,18 - 56,28 \cdot RHOB \quad (3.40)$$

$$\Delta t_{sônico, folhelhos} = 438 \cdot RHOB^{-1,797} \quad (3.41)$$

$$\Delta t_{sônico, arenitos/siltitos} = 128,54 - 25,849 \cdot RHOB \quad (3.42)$$

$$\Delta t_{sônico, arenitos/siltitos} = 158,34 \cdot RHOB^{-0,995} \quad (3.43)$$

$$\Delta t_{sônico, carbonatos} = 580,96 - 191,32 \cdot RHOB \quad (3.44)$$

$$\Delta t_{sônico, carbonatos} = 44388 \cdot RHOB^{-6,573} \quad (3.45)$$

Como esperado as equações apresentam relacionamentos negativos de proporcionalidade entre o perfil de densidade e o perfil sônico, uma observação deve ser ressaltada quanto às expressões dos carbonatos, apresentando valores um tanto quanto exagerados, possivelmente devido à grande dispersão e pequena quantidade de amostras. A próxima etapa é o relacionamento entre os perfis sônicos e os de resistividade, a exemplo do Intervalo (I), espera-se aqui comportamento exponencial bem demarcado.

$$\Delta t_{sônico, folhelhos} = 89,278 - 1,7234 \cdot RILD \quad (3.46)$$

$$\Delta t_{sônico, folhelhos} = 107,31 \cdot RILD^{-0,177} \quad (3.47)$$

$$\Delta t_{sônico, arenitos/siltitos} = 67,746 - 0,2258 \cdot RILD \quad (3.48)$$

$$\Delta t_{sônico, arenitos/siltitos} = 74,612 \cdot RILD^{-0,062} \quad (3.49)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,carbonatos} = 86,619 - 0,7563 \cdot RILD \quad (3.50)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,carbonatos} = 100,83 \cdot RILD^{-0,111} \quad (3.51)$$

Note que novamente a express\~ao indica um fraco comportamento exponencial para os arenitos/siltitos (avaliado pelo baixo valor do expoente na Eq.3.49), revelando diverg\~encia ao comportamento que pode ser visto no gr\~afico da (Fig.3.7B). Quanto ao perfil de raios gama naturais (GR) foram obtidas as seguintes equa\~oes de predi\~cao:

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,folhelhos} = 71,67 + 0,0069 \cdot GR \quad (3.52)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,folhelhos} = 54,841 \cdot GR^{0,0767} \quad (3.53)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,arenitos/siltitos} = 72,112 - 0,2296 \cdot GR \quad (3.54)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,arenitos/siltitos} = 94,085 \cdot GR^{-0,1111} \quad (3.55)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,carbonatos} = 45,16 + 0,5062 \cdot GR \quad (3.56)$$

$$\Delta t_{s\acute{o}nico,carbonatos} = 13,162 \cdot GR^{0,4258} \quad (3.57)$$

Note que as varia\~oes dos folhelhos neste intervalo devido ao GR foram m\~inimas (Eq.3.54 e Eq.3.55) , justifica-se estes comportamentos discrepantes por dois motivos: **(a)** a grande incid\~encia de desmoronamentos no Intervalo (I) diferentemente do Intervalo (II) e **(b)** o grau de compacta\~ao inferido pelo perfil s\~onico ser maior no intervalo (II) gerando maior resist\~encia mec\~anica \~as argilas e conseq\~uente menor atenua\~ao (reduzindo a presen\~ca de "saltos de ciclo").

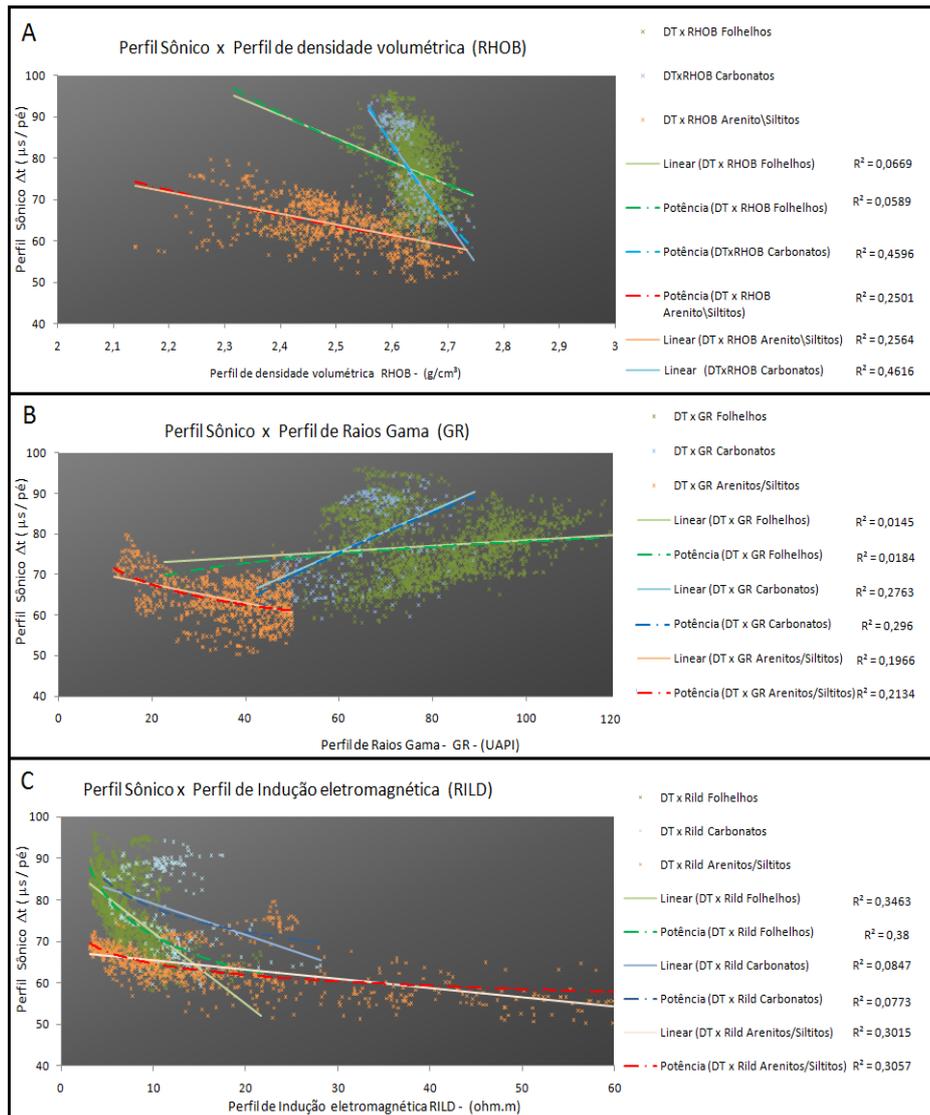


Figura 3.7: Gráficos com curvas de modelos univariáveis lineares ($Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_i$) e de potência ($Y_i = \alpha_0 \cdot X_i^{\alpha_1}$) para modelos lineares em distribuição de pontos do Intervalo(II) do poço 1-FMO-BA. A direita coeficientes de determinação R^2 calculados a partir do modelo.

Moldelos Matemáticos de Potência e Linear Multivariáveis

Para o modelamento multivariável utilizamos todos os dados em uma mesma expressão. Diante da pequena variabilidade da variável sônica para os Arenitos/siltitos em relação aos componentes anteriores espera-se que a variedade de parâmetros propiciem a dispersão necessária para que os dados modelados abranjam de maneira mais significativa o intervalo de valores observados. Acredita-se também que as variáveis que dizem respeito à resistividade sobreponham seu efeito exponencial sobre as outras curvas nos carbonatos e folhelhos como visto nas análises univariáveis.

INTERVALO I

ARENITOS/SILTITOS

Modelo Linear:

$$\Delta t_{Sintético} = 85,109 - 0,009 \cdot PROF - 0,094 \cdot RILD - 1,03343 \cdot SFLU + 0,155 \cdot GR \quad (3.58)$$

Modelo de Potência:

$$\Delta t_{Sintético} = 119,93 \cdot PROF^{-0,116} \cdot RILD^{-0,006} \cdot SFLU^{-0,083} \cdot GR^{0,12} \quad (3.59)$$

Assim como esperado a variável sônica nos Arenitos/Siltitos apresentou pouca sensibilidade em relação às variáveis regressoras (demonstrada pelos baixíssimos valores de coeficientes). Abaixo pode-se avaliar que houve um aumento na abrangência dos pontos e correlação :

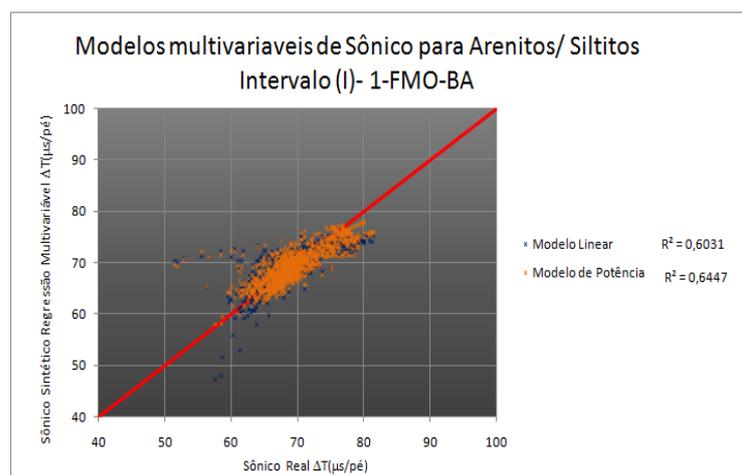


Figura 3.8: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias Arenito/Siltito. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

Tanto gráfica quanto quantitativamente houve considerável melhora no ajuste do modelo univariável (com valores de R^2 de até 0,4) para o multivariável (com R^2 maiores que 0,6), chegando a um bom limite de confiabilidade.

CARBONATOS

Modelo Linear:

$$\Delta t_{Sintético} = 51,52 - 0,010 \cdot PROF - 0,163 \cdot RILD - 0,743SFLU + 0,836 \cdot GR \quad (3.60)$$

Modelo de Potência:

$$\Delta t_{Sintético} = 27,66 \cdot PROF^{-0,181} \cdot RILD^{-0,046} \cdot SFLU^{-0,082} \cdot GR^{0,639} \quad (3.61)$$

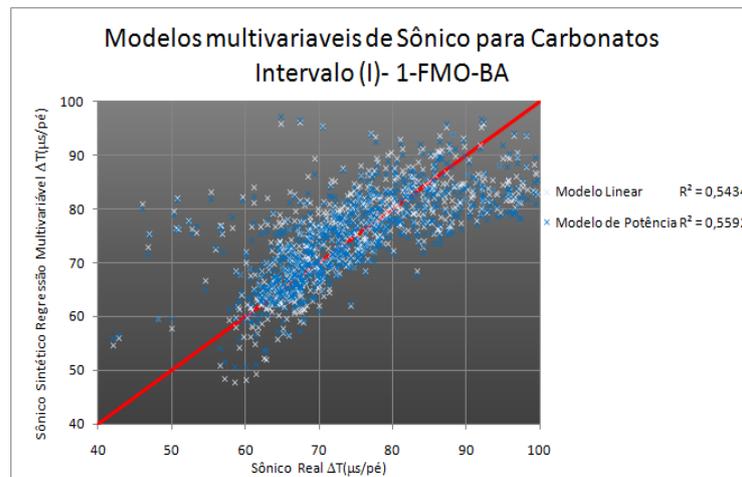


Figura 3.9: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias carbonáticas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

Na (Fig.3.9) observa-se que há bom ajuste dos pontos no intervalo entre 70 a 90 $\mu s/pé$, assim como nos arenitos, houve melhor ajuste dos dados calculados em relação aos observados. Fato interessante reside na presença de grande dependência exponencial em relação ao GR e pouca dependência em relação à resistividade contrariando o esperado.

FOLHELHOS

Modelo Linear:

$$\Delta t_{Sintético} = 102,37 - 0,014 \cdot PROF - 0,033 \cdot RILD - 2,63 \cdot SFLU + 0,343 \cdot GR \quad (3.62)$$

Modelo de Potência:

$$\Delta t_{Sintético} = 206,98 \cdot PROF^{-0,246} \cdot RILD^{-0,02} \cdot SFLU^{-0,14} \cdot GR^{0,27} \quad (3.63)$$

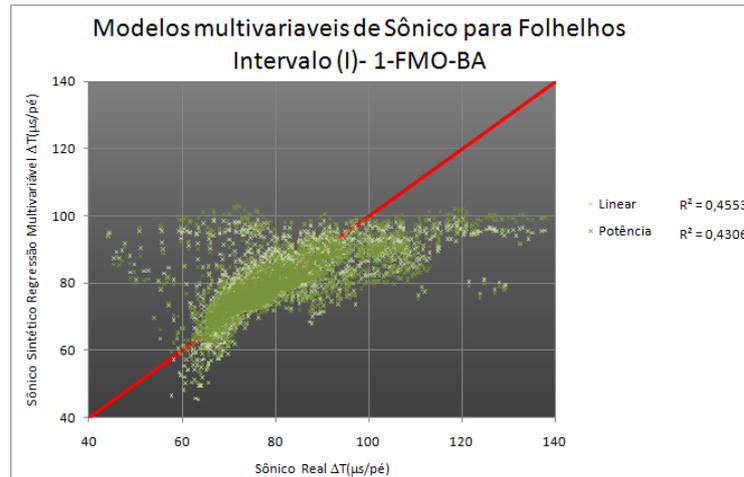


Figura 3.10: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

Nos folhelhos foi encontrado o comportamento mais destoante uma vez que os valores superiores a $100 \mu s/pé$ não conseguiram ser modelados pela equação de regressão, é importante citar aqui que esta foi uma dificuldade encontrada para praticamente todos os métodos de predição.

Uma vez que estes folhelhos se encontram em profundidade mínima de 1500m é importante não perder de vista que estes altos valores de tempo de trânsito sônico para esta litologia podem estar relacionados a outros fatores que não a descompactação.

INTERVALO II

Assim como foram ajustados modelos multivariáveis no Intervalo (I) repetiu-se o procedimento no Intervalo (II). Uma ressalva deve ser feita, o intervalo II possui o perfil RHOB que mede a porosidade em relação inversa ao Sônico isso é , enquanto no Perfil Sônico altos valores de tempo de trânsito significam altas porosidade no Perfil RHOB altas porosidades são representadas por baixas densidade, devido a esta relação direta entre estes perfis, espera-se um alto grau de explicação das equações de predição deste intervalo.

ARENITOS/SILTITOS:

Modelo Linear :

$$\Delta t_{Sintético} = 118,31 - 0,006 \cdot PROF - 0,202 \cdot RILD - 17,26 \cdot RHOB - 0,169 \cdot GR \quad (3.64)$$

Modelo de Potência:

$$\Delta t_{Sintético} = 108,21 \cdot PROF^{0,0587} \cdot RILD^{-0,0668} \cdot RHOB^{-0,551} \cdot GR^{-0,094} \quad (3.65)$$

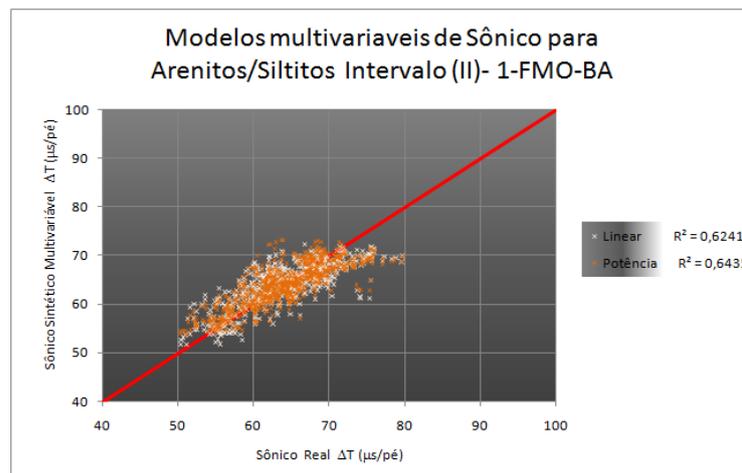


Figura 3.11: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

Concordante ao previsto o perfil de predição RHOB apresentou relação negativa/inversa em relação ao perfil sônico na avaliação multivariável, um aumento dos valores dos coeficientes de regressão (sem mudança nas escalas de medida), indicam que os dados deste intervalo não apresentam a homogeneidade observada no Intervalo(I). Veja que ao contrário do Intervalo (I) e anteriormente previsto, o aumento da argilosidade se apresentou numa diminuição de tempos de transito. Este fato pode ser visto na (Fig.3.3) e foi interpretado como um intervalo muito limpo e poroso e/ou com água de formação mais salinas que as camadas soto e sobreposta.

CARBONATOS:

Modelo Linear :

$$\Delta t_{Sintético} = 257,8 + 0,034 \cdot PROF + 0,003 \cdot RILD - 117,36 \cdot RHOB + 0,315 \cdot GR \quad (3.66)$$

Modelo de Potência :

$$\Delta t_{Sintético} = 0,04 \cdot PROF^{1,3} \cdot RILD^{-0,019} \cdot RHOB^{-4,124} \cdot GR^{0,248} \quad (3.67)$$

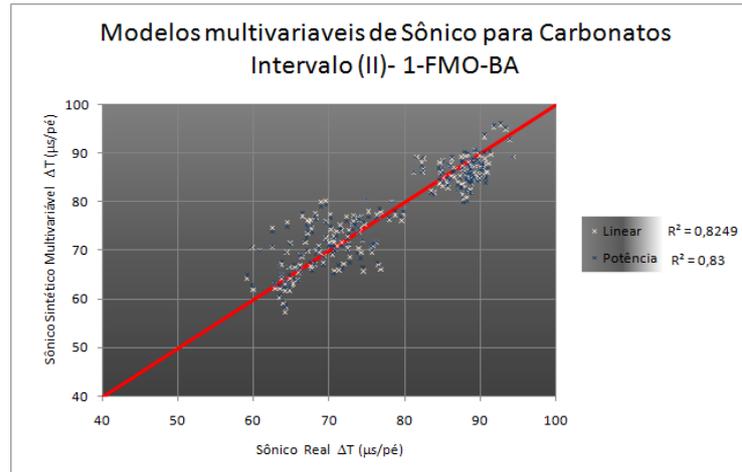


Figura 3.12: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

A pequena ocorrência de amostras de carbonatos no Intervalo (II) (apenas 200) compromete uma interpretação mais detalhada a cerca dos coeficientes obtidos, apesar de apresentar aparente coerência com o esperado (Relação negativa com o RHOB e RILD e positiva com o GR e PROF).

FOLHELHOS:

Modelo Linear :

$$\Delta t_{Sintético} = 216,43 + 0,01 \cdot PROF - 1,806 \cdot RILD - 58,9578 \cdot RHOB - 0,012 \cdot GR \quad (3.68)$$

Modelo de Potência :

$$\Delta t_{Sintético} = 33,99 \cdot PROF^{0,375} \cdot RILD^{-0,1859} \cdot RHOB^{-1,877} \cdot GR^{-0,006} \quad (3.69)$$

Observe a forte relação apresentada entre o RHOB e o Δt representada nos altos valores dos coeficientes relacionando estas variáveis, este comportamento era esperado visto que as

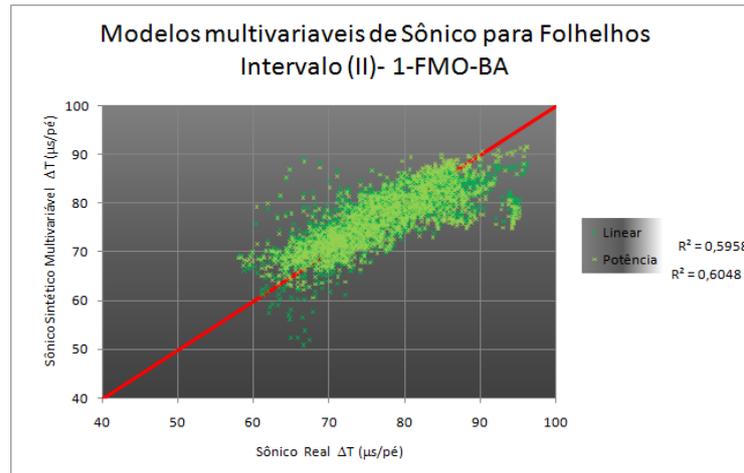


Figura 3.13: Gráfico representando o relacionamento entre os valores obtidos pela análise multivariável de dados e os dados reais observados no Intervalo (II) do poço 1-FMO-BA para litologias Argilosas. A direita valores do coeficiente de determinação ajustados. Linha vermelha representando valores ideais para correlação perfeita.

duas curvas possuem por finalidade medir a porosidade através de métodos lineares. Avalie também que assim como no modelo univariável, relação entre o Sônico e o GR não apresenta grande expressão no modelo multivariável.

3.1.7 Críticas e Discussões ao Método

Apesar das expressões para modelos univariáveis apresentarem pequeno coeficiente de correlação com os dados observados elas foram de fundamental importância para a avaliação das expressões multivariáveis.

A utilização destas expressões em outros poços devem ser feitas de forma criteriosa. Note que o caliper não foi avaliado, isto se dá porque o princípio básico da geometria de aquisição da ferramenta sônica a torna insensível ao diâmetro do poço apesar de ser influenciada pelas variações locais que geram descontinuidades no percurso do trem de onda sônica e consequente atenuação do sinal captado.

O resultado das expressões multivariáveis se mostrou satisfatório para os intervalos estudados separadamente através dos *cross-plots* de dados sintéticos e dados reais, porém, seria interessante a utilização de um poço de calibração que permitisse o teste das expressões obtidas em outros poços com a variável sônica conhecida em litologias no mesmo contexto de compactação/profundidade verificando assim a sua generalização.

Percebe-se que as expressões multivariáveis apresentaram coeficientes inconsistentes quanto à generalização visto que as leis de predição para uma mesma litologia não deveriam variar

tanto de intervalo a intervalo. Um aspectos, porém, deve ser avaliado, as expressões apresentaram coeficientes razoáveis, com exceção dos relacionando a resistividade, indicando que possivelmente um outro fator sistemático não foi levado em consideração, possivelmente relacionado à compactação e/ou ambiente ambientes deposicionais muito dispares.

3.2 Modelamento Utilizando Métodos Analíticos

As equações analíticas podem ser baseadas no desenvolvimento de princípios e leis já estabelecidos na sociedade científica ou no ajuste de parâmetros baseados na distribuição de dados observados - equações empíricas (lançando mão de ferramentas estatísticas como a regressão), uma vez validada, confirmada a sua generalização e feitas suas considerações a equação poderá ser utilizada até mesmo no desenvolvimento de outras equações/procedimentos partidos da mesma.

A Lei de Archie pode ser considerada um ótimo exemplo de equação empírica extensamente utilizada na perfilagem geofísica de poços, aplicada, por exemplo, no procedimento de cálculos para resistividade da água de formação (Método $Rwa_{Mínimo}$).

3.2.1 Modelamento Analítico de Perfis Sônicos a partir da Porosidade

Uma das aplicações do perfil sônico é a estimativa da porosidade, como já mencionado no Capítulo 2, utilizando equações que relacionam o tempo de transito medido à porosidade da formação, como a equação "time average" de Wyllie et al.(1956) ou a equação empírica de Raymer et al.(1980). Propõe-se aqui a utilização do caminho inverso, ou seja, calcular o Δt sônico a partir da porosidade obtida em outras curvas de porosidade como NPHI e RHOB (no caso do campo de Fazenda Mamoeiro apenas o RHOB).

Ao aplicar este tratamento matemático deve-se fazer uma análise crítica ao método:

- A medida de porosidade detectada no perfil sônico é pouco sensível à porosidade secundária e presença de hidrocarbonetos, ao passo que os perfis radioativos utilizados no modelamento são bastante sensíveis a estes componentes;
- A estimativa do tempo de transito da matriz é feita de maneira qualitativa, a partir de convenções científicas e não medidas experimentais de amostras de calha e/ou testemunhos oriundos da região, podendo ocorrer erros devido às variações de seus valores;
- Considerou-se que o tempo de transito dos fluidos intersticiais são constantes, observe que fazendo esta consideração avalia-se a saturação constante (100%) e preenchimento com fluido homogêneo;
- Os perfis de RHOB e NPHI são perfis adquiridos por ferramentas excentralizadas, logo possuem sensibilidade à influências da lama e variação do diâmetro do poço (desmoronamentos e reboco) em menor escala em relação ao perfil sônico adquirido por ferramentas excentralizadas;

- Os perfis radioativos possuem resoluções verticais diferentes da resolução vertical do perfil sônico.

Uma vez que apenas o Intervalo (II) apresentou um perfil adicional de porosidade (RHOB) que não o sônico, calculamos a porosidade e posteriormente o tempo de trânsito sônico sintético apenas para este intervalo. Parâmetros utilizados ($\Delta t_f = 189$; $\Delta t_m = 55,5$ para arenitos/siltitos e folhelhos e 49 para carbonatos; $\rho_f = 1,1$ e $\rho_m = 2,65$ para arenitos/siltitos e folhelhos e 2,75 para carbonatos)

Utilizando a equação de Wyllie et al.(1956) :

$$\Delta t_{log} = \Phi \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi) \cdot \Delta t_{ma} \quad (3.70)$$

Utilizando a equação de Raymer et al.(1980) :

$$\frac{1}{\Delta t_{log}} = \frac{(1 - \Phi)^2}{\Delta t_{ma}} + \frac{\Phi}{\Delta t_f} \quad (3.71)$$

(Fig. 3.14):

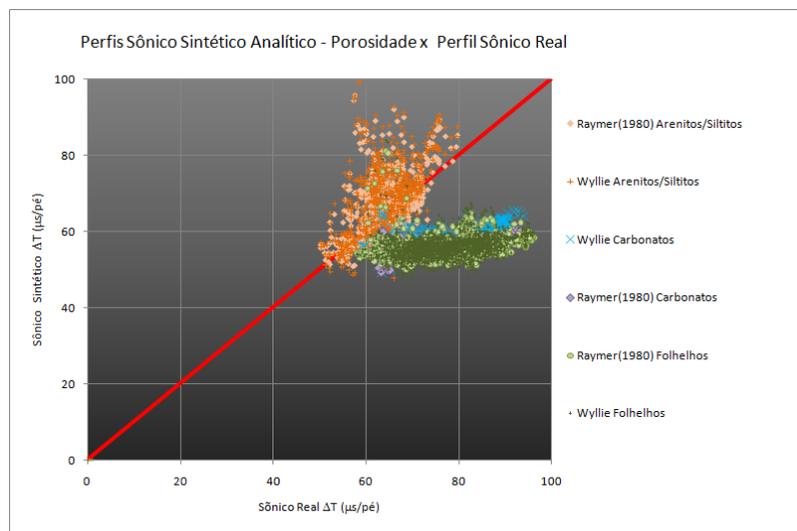


Figura 3.14: Distribuição de pontos relacionando o perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA, Intervalo (II) e o sônico sintético obtido pela porosidade (calculada a partir do RHOB) com a equação de Wyllie et al.(1956) e Raymer et al.(1980). Utilizando a linha de correlação perfeita (vermelha) como base, o bom ajuste dos pontos nas areias limpas é evidente frente ao mal ajuste dos carbonatos e folhelhos.

Os resultados encontrados são condizentes com a solução esperada uma vez que a equação de Wyllie et al.(1956) se ajusta bem a rochas isentas de argilas o que não é o caso dos

folhelhos e carbonatos observados. A expressão de Raymer et al.(1980) possui as mesmas limitações que a expressão de Wyllie et al.(1956), porém com melhor ajuste para rochas não-compactadas, uma vez que todos os tempos de trânsito se apresentam com valores abaixo de $100 \mu s/pé$, há um forte indicativo de que as rochas deste intervalo estão bem compactadas, justificando a não discrepância.

Oberserve que alguns valores de tempo de trânsito modelado se encontram superiores aos valores de tempo de transito real, isso possivelmente ocorreu devido à presença de porosidade secundária detectada pelo perfil de densidade e não detectada pelo perfil sônico.

3.2.2 Modelamento Analítico de Perfis Sônicos a partir de Equações Empíricas

Devido à importância que o perfil sônico adquiriu no inter-relacionamento da geofísica de poços com a exploração sísmica, muitos autores proporam relações matemáticas empíricas estabelecendo parametrizações do perfil sônico em dependência da densidade, resistividade, profundidade etc. Utilizamos as equações de Faust(1953), Smith(1968) apud. Tiwary et. al (2004) e Gardner et al.(1974) para produzir resultados baseados nestas expressões empíricas aplicadas ao *set* de dados utilizados na pesquisa.

Aplicação da equação Faust(1953)

Em um primeiro trabalho Faust(1951) relaciona a velocidade sísmica da onda compressional P, a profundidade e a idade das amostras de estudo (Eq. 3.72). Note que nesta equação Faust não propõe nenhum componente litológico que influencie no modelamento. Com o objetivo de incorporar o fator litológico Faust(1953) propôs a (Eq.3.73) relacionando a velocidade sísmica à resistividade. Como as idades das rochas estudadas não puderam ser estimadas com precisão utilizamos a equação de Faust(1953) para realizar o modelamento.

Equação de Faust(1951):

$$V_p = k(Prof \cdot a)^{\frac{1}{6}} \quad (3.72)$$

Onde V_p é a velocidade intervalar sísmica da onda P, $Prof$ é a profundidade da amostra em *pés* e a é uma variável relacionada à idade das rochas investigadas.

Equação de Faust(1953):

$$V_p = k(Prof \cdot R_t)^{\frac{1}{6}} \quad (3.73)$$

Onde V_p é a velocidade intervalar sísmica da onda P, $Prof$ é a profundidade da amostra em *pés* e R_t é a resistividade da formação investigada, obtida a partir do perfil de indução.

Uma observação é que tanto a expressão de Faust(1951) quanto Faust(1953) relacionam parâmetros petrofísicos às velocidades sísmicas em *pés/s*, assim foi necessário fazer uma conversão de velocidade em tempo de trânsito gasto por uma onda acústica P para percorrer o intervalo de 1 *pé*, como medido no perfil sônico. A conversão foi obtida simplesmente pela inversão dos valores de velocidade. Na condição de equação empírica utilizamos o modelo de potência proposto por Faust(1953) fixando o expoente em $-1/6$ e calculamos o parâmetro linear através do MMQ.

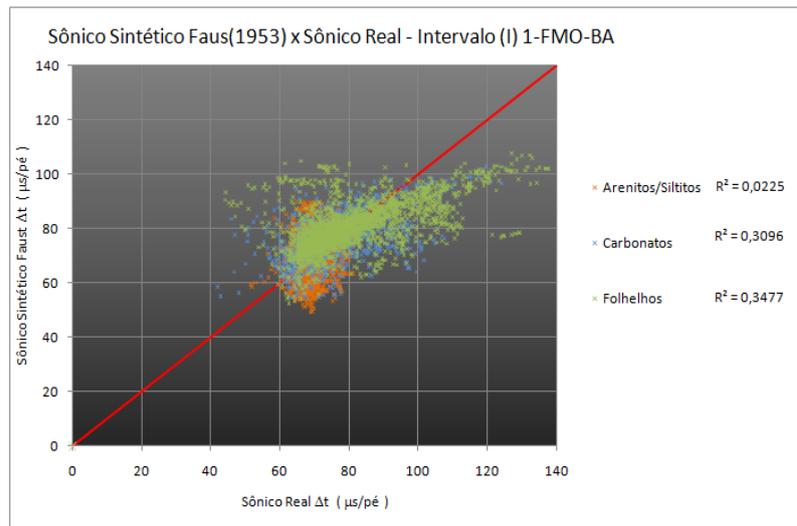


Figura 3.15: Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da profundidade e perfil de indução (RILD) pela equação de Faust(1953).

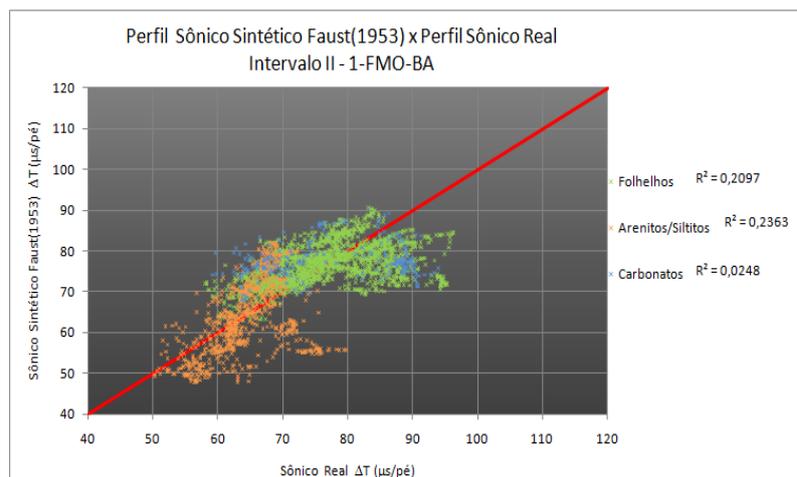


Figura 3.16: Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da profundidade e perfil de indução (RILD) pela equação de Faust(1953).

O parâmetro k tem relação inversa com o tempo de trânsito e direta com a velocidade. A partir do ajuste encontramos os seguintes valores da constante empírica no Intervalo (I) ,

$k=283,07$ para os Arenitos/Siltitos; $k=376,68$ para os Carbonatos e $k=364,40$ para os Folhelhos. No Intervalo(II) os seguintes valores foram obtidos: $k=364,1$ para os Arenitos/Siltitos; $k=444,35$ para os Carbonatos e $k=402,31$ para os Folhelhos.

Sendo um parâmetro de predição o ideal seria que os seus valores não variassem para as duas populações de amostras demonstrando generalidade para a expressão, porém, infelizmente os resultados não confirmaram as expectativa exibindo variação do Intervalo (I) para o Intervalo(II).

Uma avaliação importante foi se dá pelo padrão $k_{Arenitos/Siltitos} > k_{Carbonatos} > k_{folhelhos}$. Duas sugestões encontrariam viabilidade para o bom ajuste dessa equação, (a) Reduzir o valor do expoente a $-1/10$ reduzindo sobremaneira a grande influência da profundidade e em contra partida a sensibilidade dos resultados ; (b) estabelecer k para materiais inconsolidados e/ou k em função da profundidade ($k(prof)$);

Aplicação da equação de Smith(1968)

A equação de Smith(1968) apud. Tiwary et. al (2004) pode ser encarada como uma variação da equação de Faust(1953), relacionando o tempo de trânsito sônico à resistividade da formação diretamente através de uma expressão de potência. Note que nesta equação o fator profundidade não é incluído, apesar disso, o efeito da profundidade não é totalmente descartado, a resistividade tem relação direta com a porosidade (relacionada ao sônico) que por sua vez é diretamente relacionada com a compactação (relacionada à profundidade).

Equação de Smith(1968):

$$\Delta t = 91 \cdot (R_t)^{-0,15} \quad (3.74)$$

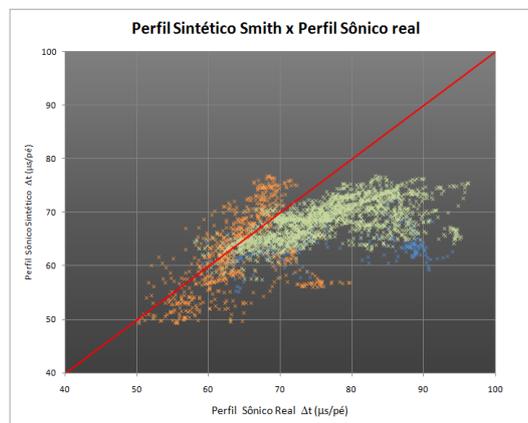


Figura 3.17: Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da curva perfil de indução (RILD) pela equação de Smith et al.(1968).

Observe que o modelo ajusta relativamente bem os arenitos ao passo que os carbonatos e folhelhos se encontram subestimados, principalmente para altos valores de porosidade. Note que a expressão de Smith(1968) nada mais é do que um modelo de potência para resistividades.

Aplicação da equação de Gardner et al.(1968)

A equação de Gardner relaciona a densidade volumétrica (RHOB) com a velocidade intervalar sísmica da onda P, sendo extensamente aplicada na exploração petrolífera. Assim como na equação de Faust(1953) utilizamos a expressão para calcular os valores da velocidade sísmica em *pés/s* e invertemos os resultados para conseguir o registro sintético de tempo de trânsito.

Equação de Gardner et al.(1974):

$$RHOB = 0,23 \cdot V_p^{0,25} \quad (3.75)$$

Desenvolvendo a (Eq.3.75) obtemos :

$$V_p = \left(\frac{RHOB}{0,23} \right)^4 \quad (3.76)$$

Uma vez que apenas o Intervalo(II) possui o perfil de densidade (RHOB) aplicamos a equação de Gardner et al.(1974) apenas para este intervalo. Note que não houve bom ajuste para nenhum tipo de litologia, os arenitos/siltitos sendo superestimados e os folhelhos e carbonatos sendo subestimados pelo modelo matemático.

Perceba no gráfico que a partir da equação de Gardner obteve-se valores superestimados para os arenitos ao passo que os folhelhos e carbonatos se mostraram sub-estimados, sendo este comportamento bem demarcado, denota-se que possivelmente os ambientes deposicionais para os quais Gardner elaborou sua equação são demasiadamente diferentes dos ambientes testados no poço 1-FMO-BA.

3.2.3 Discussão e Crítica aos resultados

Uma análise crítica demonstra que para a maioria dos métodos de modelamento utilizando equações empíricas não conseguiram ajustar bem os maiores valores observados de tempo de trânsito em folhelhos e carbonatos sendo em grande parte sub-estimados, este comportamento possivelmente se relaciona com condições de compactação às quais as amostras utilizadas para estabelecer os parametros das equações empíricas estão e/ou foram submetidas que não foram compensadas pelo termo referente à profundidade. Uma ressalva deve

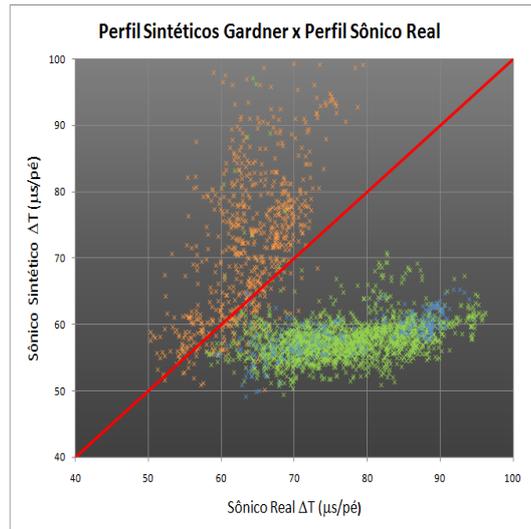


Figura 3.18: Gráfico relacionando amostras de perfil sônico mensurado no poço 1-FMO-BA e perfis sônicos sintéticos calculados a partir da curva de densidade (RHOB) pela equação de Gardner et al.(1974).

ser feita no modelo de Faust(1953) apresentando bom ajuste devido ao fato da equação se ajustar ao modelo e não vice-versa. isso possibilitou que os folhelhos fossem mais bem modelados, porém sacrificou a generalização da expressão.

Os resultados obtidos pelos métodos de modelamento através da porosidade devem ser ressaltados, visto que o bom ajuste dos arenitos e a sistematicidade de erros no ponto nos folhelhos e carbonatos apontam uma possível metodologia eficiente para modelamentos sônicos neste sentido

3.3 Modelamento Utilizando Redes Neurais

As redes neurais artificiais (RNA) representam uma tecnologia que tem raízes em muitas disciplinas: neurociência, matemática, estatística, física, ciências da computação e engenharia Haykin,(2001). No campo das ciências da computação, as RNA podem ser vista como um modo de abordar o problema de Inteligência Artificial (IA) - O objetivo da IA é o desenvolvimento de paradigmas ou algoritmos que requeiram máquinas para realizar tarefas cognitivas, para os quais os humanos são atualmente melhores Sage(1990) isto é, modo de programar uma máquina de modo que ela imite comportamento inteligente.

A origem moderna das RNA é atribuída a McCulloch e Pitts(1943), que propunham um modelo matemático de neurônio para simular funções cognitivas. Ao ser estimulado o suficiente o neurônio emitia resposta 1 e quando não suficiente 0.

Para imitar comportamento inteligente as redes neurais fazem uso de sistemas análogos aos biológicos encontrados no cérebro humano modelos para padrões de processamento de dados que imitem o comportamento cerebral como por exemplo o modelo de neurônios interligados por sinapses das redes neurais artificiais de múltiplas camadas.

Segundo Haykin(2001), uma RNA é um processador maciçamente distribuído de maneira paralela, constituído de unidades de processamento simples, que têm a propensão natural para armazenar conhecimento experimental e torná-lo disponível para uso.

A unidade básica de processamento das RNA é o neurônio, que determina como a soma dos estímulos será processada e se o sinal resultante será reverberado adiante ou não, através das sinapses. A sinapse é um "transferidor linear de impulsos" (fator multiplicador) que pode atenuar ou amplificar um sinal que passa por ela.

A estrutura rígida que organiza como os neurônios e sinapses estão dispostos é chamada de arquitetura da rede. Três tipos básicos de arquiteturas de rede são amplamente utilizadas em pesquisas científicas:

- **Perceptron de Única Camada:** Estrutura capaz de separar padrões linearmente independentes obtendo complexidade limitada, tem como vantagem o baixo custo computacional;
- **Perceptron de Múltiplas Camadas:** Estrutura capaz de modelar funções complexas, podendo ser utilizada como auxiliar no reconhecimento de padrões. A complexidade do seu sistema está ligada à não-linearidade e custo computacional diretamente proporcionais à quantidade de camadas, neurônios e tipos de funções de transferência;
- **Perceptron de Redes Recorrentes :** Estrutura especializada em reconhecimento de padrões, cujos laços de retroalimentação interiores conferem alto grau de complexidade.

Neste trabalho a proposta é utilizar as redes neurais como método gerador de uma função matemática para parametrizar perfis geofísicos através de uma relação de dependência complexa e não linear do perfil sônico (saída da rede) para com outros perfis (entradas da rede). Por isso foram utilizadas redes neurais de perceptron de multiplas camadas.

Visto que as RNA podem ser encaradas como modelos matemáticos análogos à estrutura biológica, é razoável apresentar o modelo biológico da unidade básica de processamento (o neurônio) antes de apresentar o modelo artificial para do próprio para as RNA.

3.3.1 Neurônio Biológico

O neurônio é a unidade fundamental de processamento do cérebro humano. Sua descoberta por Ramón & Cajál(1911) constitui um marco para o entendimento de como o cérebro funciona.

O neurônio como conhecemos hoje (Fig 3.19) é basicamente formado por:

- Um corpo celular ou *soma*, que é o local onde ocorre o metabolismo da célula nervosa;
- Pelo axônio, o qual propicia a rápida transferência de estímulos no seu interior através de excitações físico-químicas;
- Ramificações filamentosas chamadas dendritos, responsáveis pela transferência de estímulos entre diferentes neurônios através de estímulos químicos.

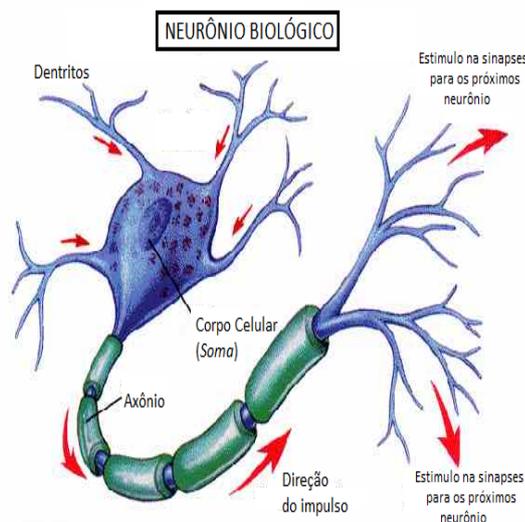


Figura 3.19: Ilustração esquemática de um neurônio biológico.

Note que esta estrutura não possui uma unidade de armazenamento de informação determinada, como um computador que tem seu *Hard Disk* (HD). O conhecimento do sistema

neuronal reside especificamente no arranjo pelo qual os neurônios estão associados aos conjuntos de sinapses (junção de transferência de informação entre os neurônios) que propiciarão a ativação ou não do neurônio através do *soma* processando os estímulos de maneira que se adapte os resultados esperados, ou seja, o conhecimento é visto como um caminho de estímulos paralelos que se somam e posteriormente se distribuem pelos neurônios resultando em uma determinada resposta.

A nível celular o neurônio recebe estímulos de vários outros neurônios através dos dendritos. Estes impulsos nervosos são combinados no soma e processados através de uma função resposta, se a amplitude do sinal combinado resultante atingir um limiar de ativação, o neurônio produz um sinal de saída na forma de um trem de pulsos, que seguirá então pelo axônio até uma terminação sináptica onde o sinal será transferido para outro(s) neurônio(s), o(s) qual(is) pode(m) ser ativado(s) ou não pela soma das respostas recebidas repetindo o processo até que a informação seja totalmente processada numa terminação final.

O sinal de entrada captado em uma sinapse pode ser ampliado (sinapse excitatória) ou atenuado (sinapse inibitória) influenciando sobremaneira a variabilidade das respostas e a diferenciação dos impulsos enviados por um mesmo neurônio excitador para cada neurônio excitado.

3.3.2 Neurônio Artificial

O neurônio artificial é o elemento análogo ao neurônio biológico para o processamento de informações digitais através da RNA, seus componentes são organizados de modo similar as unidades do seu equivalente biológico (Fig. ??). O modelo de neurônio artificial como se conhece hoje, o "Perceptron", foi proposto por Rosenblatt (1958), originalmente constituindo por si só uma rede neural de camada única.

Na estrutura do perceptron representada na (Fig. 3.20) as entradas da rede x_i simulam os impulsos nervosos recebidos os quais são amplificados ou atenuados pelos pesos sinápticos w_i . O bias b funciona como um reforço de ativação ou peso fixo. A soma dos produtos $w_i \cdot x_i$ e o bias, também conhecida como potencial de ativação v , juntamente à função de transferência $f(v)$ representam o corpo celular ou *soma* os quais podem ser ativados ou não resultando no sinal y que será a resposta da rede de camada única.

As RNA perceptron de camada única baseadas no neurônio de Rosenblatt (1958) apresentaram pouca eficácia para modelar sistemas complexos com relacionamentos não lineares e/ou padrões não separáveis (por exemplo um fenômeno descrito pela equação $f(x, y) = (x^y)/(x \cdot y)$). Outro problema enfrentado pelas RNA de camada única foi quanto a limitações na representação do conhecimento em situações específicas, conhecidas como problemas XOR.

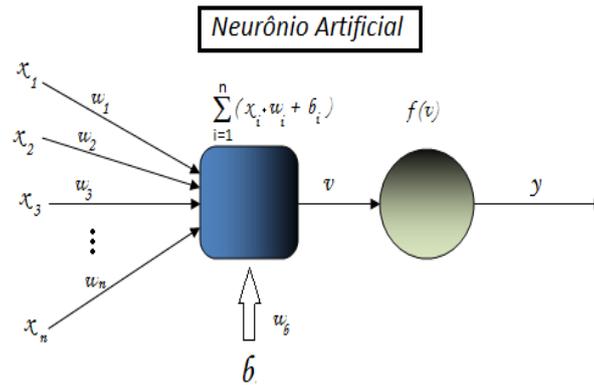


Figura 3.20: Modelo esquemático de neurônio artificial. Onde: x_i são as entradas, w_i os pesos sinápticos, b o bias que nada mais é do que um peso fixo de entrada, v o potencial de ativação, $f(v)$ a função de transferência e y a resposta do neurônio .

Um elemento importante que influencia sobremaneira a não linearidade das RNA é a função de transferência ($f(v)$), a função de transferência é responsável por processar o potencial de ativação e gerar o sinal de saída do neurônio. Normalmente as $f(v)$ apresentam limite abrupto, assumindo valores em intervalos definidos, exemplos de funções de transferência (ou ativação) são:

A função degrau:

$$\varphi(v) = \begin{cases} 1 & \text{se } v > 0 \\ 0 & \text{se } v \leq 0 \end{cases} \quad (3.77)$$

A função Logística:

$$\varphi(v) = \frac{1}{1+e^{-\alpha \cdot v}} \quad (3.78)$$

Onde α é uma constante definida pelo usuário da função.

A função tangente hiperbólica:

$$\varphi(v) = \tanh(v)$$

Os três tipos de funções são ilustradas a seguir (Fig. 3.21):

Note que a função $\tanh(\cdot)$ consegue assumir valores negativos isto permite que a rede retorne tanto valores positivos quanto negativos esta característica associada à presença de

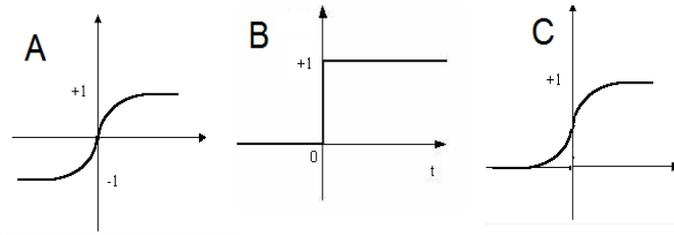


Figura 3.21: Ilustrações apresentando os três tipos mais utilizados de função transferência (A) Função Tanh (B) Função Degrau e (C) Função Logística

limiares e a não-linearidade a torna uma ótima opção de função transferência.

Mas como uma rede neural aprende?

No caso das RNA de camada única, iremos abordar a aprendizagem supervisionada. O que procuramos é uma combinação de pesos sinápticos que atenuem ou amplifiquem as entradas de forma que o potencial de ativação resultante seja processado pela função transferência no neurônio da maneira mais próxima possível das saídas observadas apresentadas à rede, para tal os pesos sinápticos devem passar por um processo de ajuste o qual chamamos de aprendizagem.

O modelo mais básico de aprendizagem conhecida como regra de Windrow-Hoff ou regra delta, que consiste num processo iterativo no qual são apresentadas entradas-saídas observadas. O sinal de erro gerado pela diferença entre a resposta do neurônio e a resposta desejada é utilizado para corrigir os pesos sinápticos. Este processo de ajuste é feito para toda a variedade de amostras entrada-saída, diversas vezes, de tal forma que os pesos sinápticos consigam chegar a valores aos quais o erro associado ao processamento do *set* de dados pelo neurônio e suas respectivas respostas desejadas seja mínimo.

Uma vez que o ajuste do neurônio se dá através de um conjunto de observações, que funcionam como um professor para a regulagem dos pesos sinápticos este tipo de aprendizagem é dita supervisionada.

Apesar deste ser apenas um exemplo de método de aprendizagem, as RNA de camada única fazem frequente uso de métodos iterativos para solução de problemas (ajuste de pesos sinápticos) neste tocante é importante elucidar 2 conceitos: (i) iteração, que consiste na apresentação de uma amostra de entrada-saída para rede e (ii) época, que é o termo correspondente às iterações de todo o *set* de dados do conjunto de treinamento.

3.3.3 Perceptron de Múltiplas Camadas

A rede perceptron de múltiplas camadas pode ser encarada como uma generalização da rede perceptron de camada única. Esta arquitetura foi desenvolvida para obter soluções

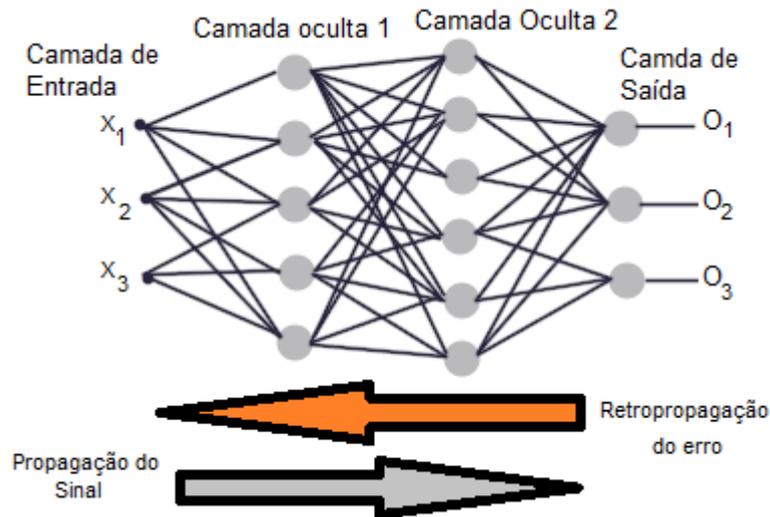


Figura 3.22: Modelo Básico de Rede Neurais de Múltiplas camadas com 2 camadas ocultas três nós de entrada e um de saída

que constituíam barreiras para as RNA de camada única como o modelamento de padrões linearmente não-separáveis ou o citado problema XOR.

Uma rede perceptron de múltiplas camadas é constituída de uma camada de entrada cujos nós são receptores de sinal, de pelo menos 1 camada oculta cujos neurônios são chamados de nós de processamento (no qual é operada a função transferência), e uma camada de saída também constituída de nós de processamento que irão retornar a resposta da rede.(Fig 3.22)

Um detalhe interessante é que para o seu desenvolvimento, o grande desafio das redes de múltiplas camadas não foi provar a sua eficiência mas sim encontrar um bom algoritmo de aprendizagem para o ajuste de pesos sinápticos.

Para a solução do problema de ajuste de parâmetros um método de ajuste elegante foi desenvolvido por Werbos(1974) em sua tese de doutoramento e redescoberto por Rumelhart, Hinton e Williams(1986), que se baseia na retropropagação do erro. O método de aprendizagem por Retropropagação (conhecido como "Backpropagation") nada mais é do que uma generalização da regra delta e sem dúvida é o mais maciçamente aplicado para redes de múltiplas camadas.

Devido ao seu alto grau de conectividade, juntamente com a capacidade de aprender com treinamento que o algoritmo de retropropagação extrai seu poder computacional. Este método de aprendizagem supervisionado se baseia em dois passos de processamento: (a) O passo para a frente (a propagação), que aplica os sinais de entrada camada a frente até obter os resultados de saída e (b) O passo para trás (a retropropagação), que consiste no ajuste dos pesos sinápticos baseado no sinal de erro gerado pela diferença entre o resultado calculado

pela rede e o valor real observado.

No passo para a frente os pesos sinápticos das camadas são fixos, enquanto no passo para trás eles são ajustados através da propagação para trás do sinal de erro (daí o nome retropropagação).

O ajuste dos pesos sinápticos por retropropagação atua de maneira a estatisticamente aproximar os pesos sinápticos a encontrar um ponto de mínimo na superfície. Estatisticamente porque a convergência esperada para este método não segue uma direção pré-determinada na superfície de erros como nos métodos numéricos Gradiente ou de Newton.

O que de fato ocorre é que como cada neurônio corrige as sinapses que o alimenta através de cálculos de gradientes locais de sua função transferência associadas ao sinal de entrada a rede como um todo não possui uma direção predeterminada.

Sendo este método de aprendizagem com direção randômica, existe a possibilidade dos parâmetros se encontrarem em um ponto de mínimo local da superfície de erros (não sendo estes os melhores valores de pesos sinápticos que estariam no mínimo global da superfície), a capacidade dos parâmetros se modificarem de iteração para iteração é expressa pela taxa de aprendizagem η que nada mais é que um valor percentual de quanto os pesos sinápticos podem ser modificados em cada iteração.

Um alto valor de taxa de aprendizagem garante que os pesos sinápticos sejam ajustados rapidamente e portanto aceleram o processo de treinamento, porém, valores elevados de taxa de aprendizagem também incorre em menor estabilidade da rede nos pontos de mínimo aumentando a possibilidade de divergência mesmo em pontos de parâmetros ótimos (mínimos) na superfície de erro.

Um outro artifício utilizado no ajuste de pesos sinápticos é o *momentum* que é um fator que adiciona parte da correção da iteração anterior feita num peso sináptico à sua correção da iteração atual. Desta forma se a correção do peso sináptico atual tiver o mesmo sinal da correção utilizada na iteração anterior a aprendizagem é acelerada e caso tenham sinais contrários a amplitude de oscilações dos erros é reduzida conferindo estabilidade à rede. Em termos práticos o ideal é que a taxa de aprendizagem (referente ao erro da iteração atual) seja maior do que a taxa de momentum que se relaciona com um erro anterior

O desenvolvimento matemático do algoritmo de retropropagação pode ser encontrado em bem como seu algoritmo para implementação podem ser encontrados em Haykin(2001) o qual constitui excelente referência sobre redes neurais.

3.3.4 Modelamento

Ferramenta Utilizada para o Modelamento

Para o modelamento de perfis obtida a partir de redes neurais artificiais utilizamos neste trabalho o software JOONE - Java Object Oriented Neural Engine. O JOONE é uma interface gráfica constituída por um conjunto de 5 bibliotecas de classes para plataforma de desenvolvimento JAVA. Segundo seu criador, Paolo Marrone, a idéia básica é a da criação de um ambiente que se possa facilmente treinar redes neurais em paralelo inicializada com diferentes parâmetros e/ou diferentes arquiteturas, dessa forma o usuário pode encontrar a melhor Rede Neural simplesmente pela seleção da rede neural mais bem ajustada aos dados desejados após o processo de treinamento.

A utilização do JOONE foi motivada pelos seguintes fatores: (1) o fato de ser gratuito e de código aberto, portanto, poder ser utilizado por outros estudantes que por ventura se aprofundem no tema e expandam o pacote básico criando seus próprios algoritmos no desenvolvimento de redes neurais mais complexas; (2) A interatividade e flexibilidade propiciada pela GUI (Graphical User Interface) e modo de desenvolvimento simples de arquiteturas de redes neurais complexas.

A simplicidade no desenvolvimento de redes neurais complexas no JOONE é proporcionada pela organização dos elementos da rede serem construídos em blocos, dessa forma o JOONE permite que praticamente qualquer tipo de rede neural possa ser construídas como em um sistema de blocos de LEGO.

3.3.5 Representação do conhecimento

Um ponto crucial é a forma como o conhecimento é apresentado à rede, ou seja como ele é decodificado para a rede entendê-lo, uma boa estratégia nesta etapa é fundamental para determinação de uma boa modelagem.

Poderíamos apresentar os perfis de uma só vez à rede com uma quantidade de entradas igual à quantidade de amostras do perfil, porém esta estratégia decorreria em:

- Perda de generalização. Após o processo de treinamento da rede utilizando o algoritmo de retropropagação, a rede se tornaria extremamente dependente à posição na qual cada entrada foi apresentada no processo de treinamento, dessa forma a rede "decoraria" os perfis de entrada, por exemplo:
 - Se por coincidência em uma determinada profundidade aparecem com frequência folhelhos a rede iria decorar a informação e associar aquela profundidade aos

folhelhos, isso não significa que em todos os poços ocorrerão folhelhos naquela profundidade.

- A utilização desta apresentação do conhecimento engessaria a rede de tal forma que ela só seria capaz de modelar perfis (ou segmentos de perfis) com aquele determinado número de amostras;
- A grande quantidade de nós de entrada necessitaria uma quantidade exorbitante de neurônios e de camadas ocultas, tornando o processamento computacional extremamente lento.

Uma segunda estratégia, que foi a optada pelo autor, seria apresentar os perfis amostra a amostra, deste modo a rede seria como um filtro modelador, ajustando a amostra calculada às amostras desejadas. Um problema associado a esta estratégia é que como a rede se ajusta após a apresentação de cada amostra ela é mais fortemente influenciada pelos últimos exemplos de aprendizagem, adicionalmente ao já exposto, a utilização de pequenas taxas de aprendizagem e momentum se mostra um fator que reduz o grau de ajuste em cada amostra preservando os pesos sinápticos ótimos quando encontrados, esta estratégia proporcionaria maior suscetibilidade à minimização de erros locais e maior custo computacional.

Treinamento e Arquiteturas das Redes Utilizadas.

Foram utilizadas 4 arquiteturas de RNA de camadas múltiplas, com duas formas de representação do conhecimento, em todos os testes foram apresentados todos os perfis de predição nas camadas de entrada, uma vez que as redes neurais tem a capacidade de extrair informações não lineares de alto grau estatístico, optou-se por não desprezar nenhuma das contribuições. Como o processamento foi feito em um computador pessoal de baixo desempenho, o aumento dos números de camadas foi compensado com a diminuição do número de neurônios em cada uma. Dessa forma poderia ser feita uma análise comparativa dos diferentes resultados das redes neurais

Arquiteturas utilizadas:

- Arquitetura 1 : 2 camadas escondidas cada uma com 1000 neurônios todos com função transferência tangente hiperbólica.
- Arquitetura 2 : 3 camadas escondidas cada uma com 1000 neurônios todos com função transferência tangente hiperbólica.
- Arquitetura 3 : 4 camadas escondidas cada uma com 100 neurônios todos com função transferência tangente hiperbólica.

- Arquitetura 4 : 6 camadas escondidas cada uma com 60 neurônios todos com função transferência tangente hiperbólica.

Com as arquiteturas utilizadas foi feito um teste quanto a representação do conhecimento às redes neurais. Como visto no capítulo 2 as diferentes ferramentas de perfilagem possuem diferentes capacidade de resolução, dessa forma, com o objetivo de compensar os efeitos das diferenças de amostragem foram utilizadas a amostras anterior e posterior de cada iteração numa mesma etapa de treinamento.

A taxa de aprendizagem em cada iteração foi fixada em 0,1 e a taxa de momentum em 0,05 resultando num processo de aprendizado relativamente lento compensado pelo grande número de iterações. A grande desvantagem apresentada pelo pequeno valor da taxa de aprendizagem e momentum é a suscetibilidade de ocorrência de mínimos locais e pequena dispersão de valores de pesos sinápticos, assim – com o objetivo de minimizar esta desvantagem, cada arquitetura foi reprocessada pelo menos 7 vezes utilizando pesos sinápticos iniciais diferentes.

Visto que o método de treinamento por retropropagação de erro é recursivo e não determinístico, é de fundamental importância estabelecer o critério de parada para as iterações, posto que as taxas de aprendizagem e momentum foram fixados com baixos valores, a divergência da rede se tornou extremamente limitada em pontos de mínimo, não necessitando portanto de outros critérios de parada envolvendo o erro e sim devido à quantidade de épocas de treinamento fixada em 4000.

Resultados com redes Neurais

Foram utilizados os 2 intervalos do poço 1-FMO-BA separadamente aplicados às diferentes arquiteturas de rede e estratégias de treinamento com os seguintes *set's* de dados:

- Intervalo(I):
 - Resistividade microesférica : SFLA e SFLU (Entrada da Rede)
 - Indução : RILD (Entrada da Rede)
 - Raios Gama : GR (Entrada da Rede)
 - Cáliper : CAL (Entrada da Rede)
 - Litologias : Arenitos (Entrada da Rede)
 - Litologias : Folhelhos (Entrada da Rede)
 - Litologias : Carbonatos (Entrada da Rede)
 - Sônico : DT (Saída da Rede)

- Intervalo(II):
 - Indução : RILD (Entrada da Rede)
 - Raios Gama : GR (Entrada da Rede)
 - Densidade Volumétrica : RHOB (Entrada da Rede)
 - Cáliper : CAL (Entrada da Rede)
 - Litologias : Arenitos (Entrada da Rede)
 - Litologias : Folhelhos (Entrada da Rede)
 - Litologias : Carbonatos (Entrada da Rede)
 - Sônico : DT (Saída da Rede)

As Arquiteturas 1 e 2, apresentaram resultados de baixíssima qualidade associados possivelmente à pequena quantidade de camadas reduzindo sobremaneira a capacidade destas de extrair padrões estatísticos de ordens mais elevadas necessárias para o bom modelamento.

Visto que foram realizados 9 testes diferentes de pesos iniciais com a Arquitetura 1; 7 testes com a Arquitetura 2; 7 testes com a Arquitetura 3 e 8 testes com Arquitetura 4, a associação dos resultados de baixa qualidade com a quantidade de camadas camadas nas Arquiteturas 1 e 2 foi feita levando em conta as Arquiteturas 3 e 4 que apresentaram soluções com bom grau de explicação mesmo com menor quantidade de neurônios em cada camada.

As Arquiteturas 3 e 4 apresentaram divergência menor que 1% para os diferentes testes indicando um limite de saturação para o grau de explicação da rede.

Uma observação interessante é que mesmo a adição das amostras anteriores e posteriores de cada iteração como entradas adicionais para o treinamento (objetivando a correção pelo efeito das diferentes resoluções verticais) não resultou em melhoria nos resultados, esta falta de explicação adicional possivelmente está associada à taxa de amostragem relativamente curta (20cm em cada amostra) resultando em padrões suficientemente sensíveis a ponto de não serem detectados pela rede.

Dessa forma a seguir serão apresentados os resultados para o Intervalo (I) e Intervalo (II) dos poços 1-FMO-BA das RNA com arquitetura 4(a de melhor desempenho) e utilização de todos os perfis como entradas da rede, com exceção do sônico que é obviamente a saída da rede :

Uma etapa importãnte durante o teste utilizando redes neurais diz respeito a validação dos resultados, diversos são os métodos quantitativos de determinar o quão bem a rede aprendeu os dados (como o método de correlação cruzada), porém a sua coerência foi avaliada seguindo uma metodologia relativamente simples:

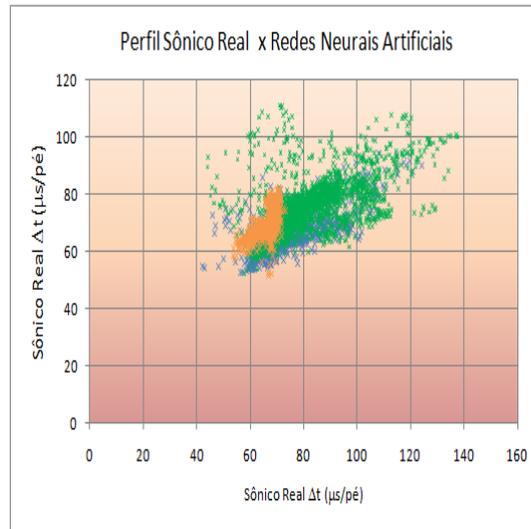


Figura 3.23: Resultados das Redes Neurais Artificiais no Intervalo (I) do Poço 1-FMO-BA. Em verde os folhelho, em amarelo os arenitos e em azul os carbonatos.

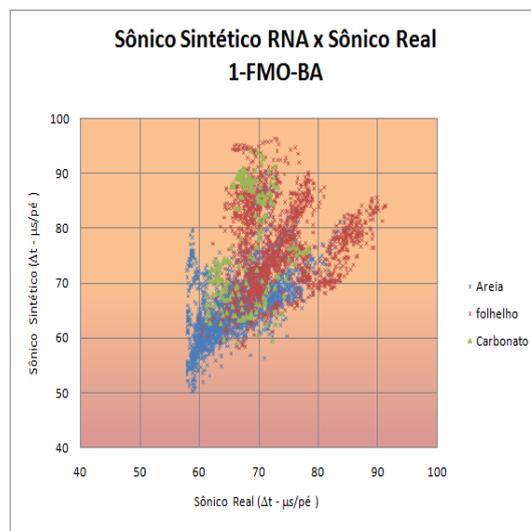


Figura 3.24: Resultados das Redes Neurais Artificiais no Intervalo (II) do Poço 1-FMO-BA. Em vermelho os folhelhos, em azul os arenitos e em verde os carbonatos.

1. Determinamos valores fixos para cada nó de entrada;
2. Foram adicionados a cada nó separadamente incrementos;
3. Avaliamos a variação da resposta da rede.

Como resultado dois modelos foram descartados e retreinados

3.4 Comparação Entre os Modelamentos

Segue abaixo ilustrações demonstrando os resultados dos modelamentos no intervalo II do poço 1-FMO-BA através de um gráfico de relacionamento de perfis sônicos sintéticos e reais, foram segregadas as litologias, percebe-se como esperado que os algoritmos de predição que possuem coeficientes ajustados empiricamente a partir dos dados do poço obtiveram melhor solução do que as expressões previamente distribuídas na literatura.

Este resultado é bem coerente posto que o ajuste da função aos dados propicia a máxima correlação possível entre elas e os dados observados para o modelo matemático proposto.

Posto que a melhor forma de avaliar dados de poço é em curva em função da profundidade perfil, em anexo estão trechos de perfis sintéticos obtidos no campo de fazenda mamoeiro

Como extensão natural a este trabalho aplicamos os métodos de modelamento aos dados do campo de Quiambina. Aos dados dos poços 1-QB02-BA, 1-QB03-BA, 1-QB04-BA, 1-QB07-BA e 2-QBST-BA, apenas as expressões de Smith, Faust e Redes Neurais foram adquiridos visto que os poços apresentaram apenas dados de resistividade.

Para os poços 1-QB04A-BA, 1-QB05-BA e 1-QB06-BA, aplicamos os resultados das regressões multivariáveis, Redes Neurais bem como os métodos analíticos. Trechos dos perfis supracitados se encontram no Apêndice A

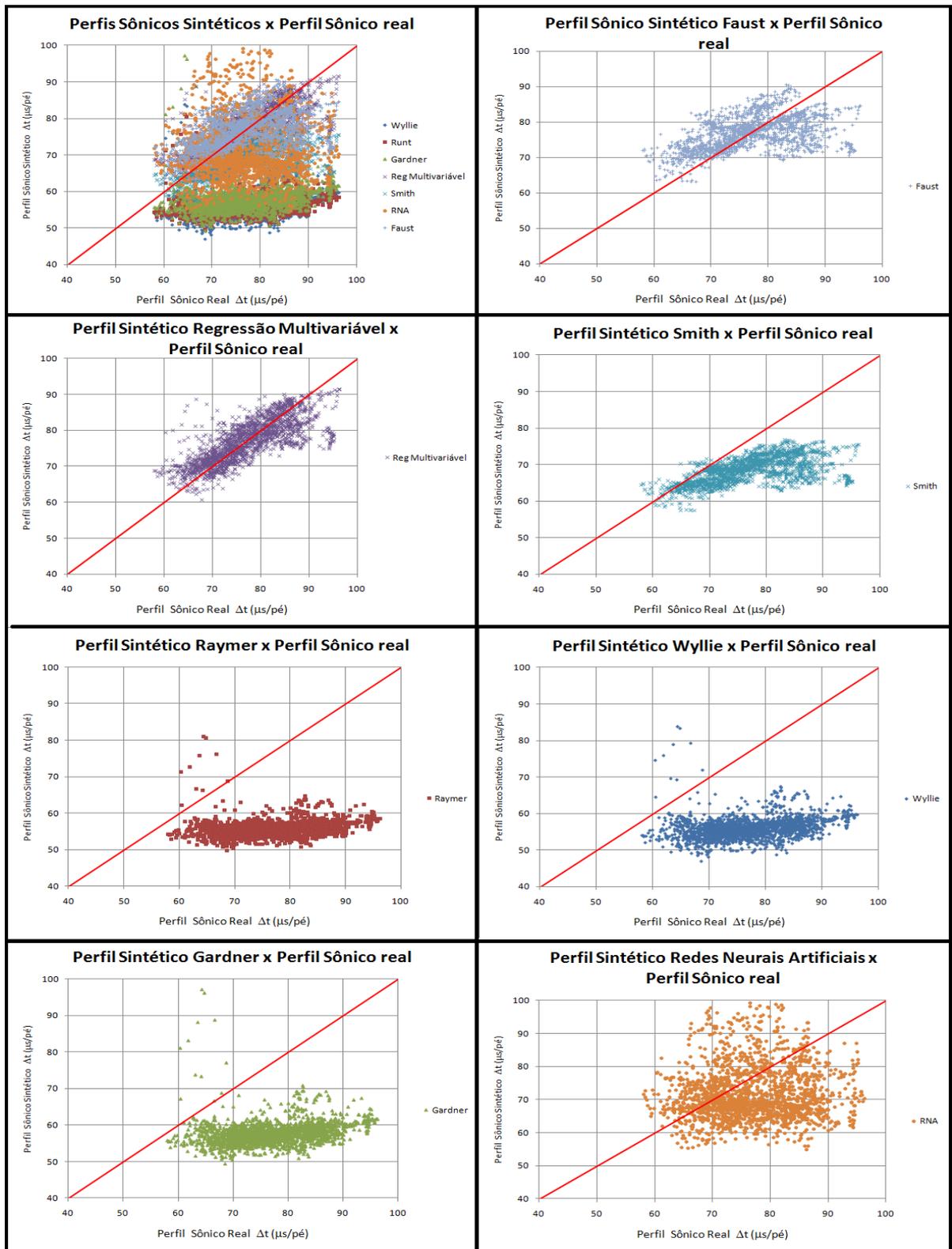


Figura 3.25: Comparação dos Resultados Finais para os folhelhos no intervalo II do poço 1-FMO-BA

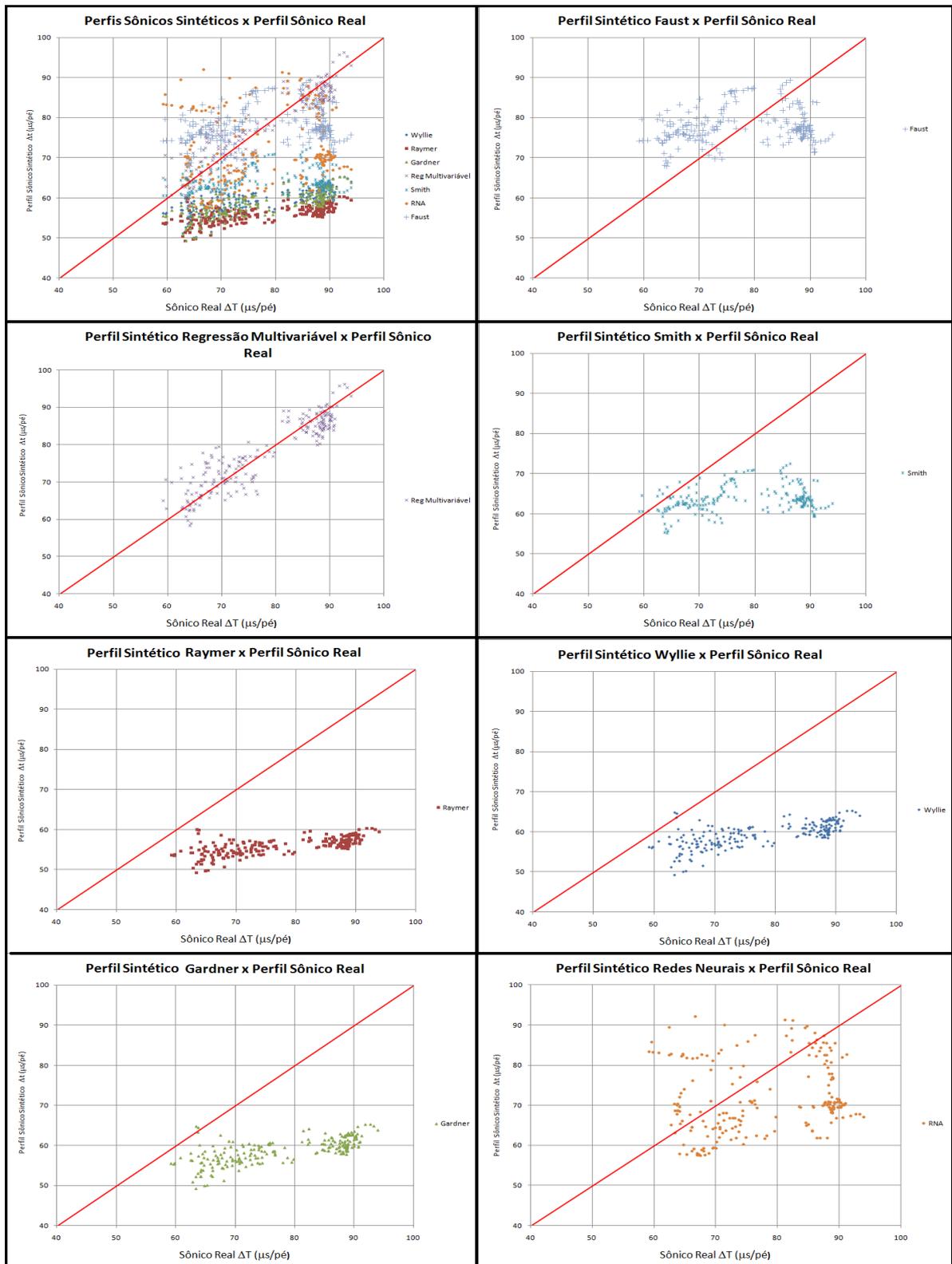


Figura 3.26: Comparação dos Resultados Finais das modelagens para os carbonatos no intervalo II do poço 1-FMO-BA

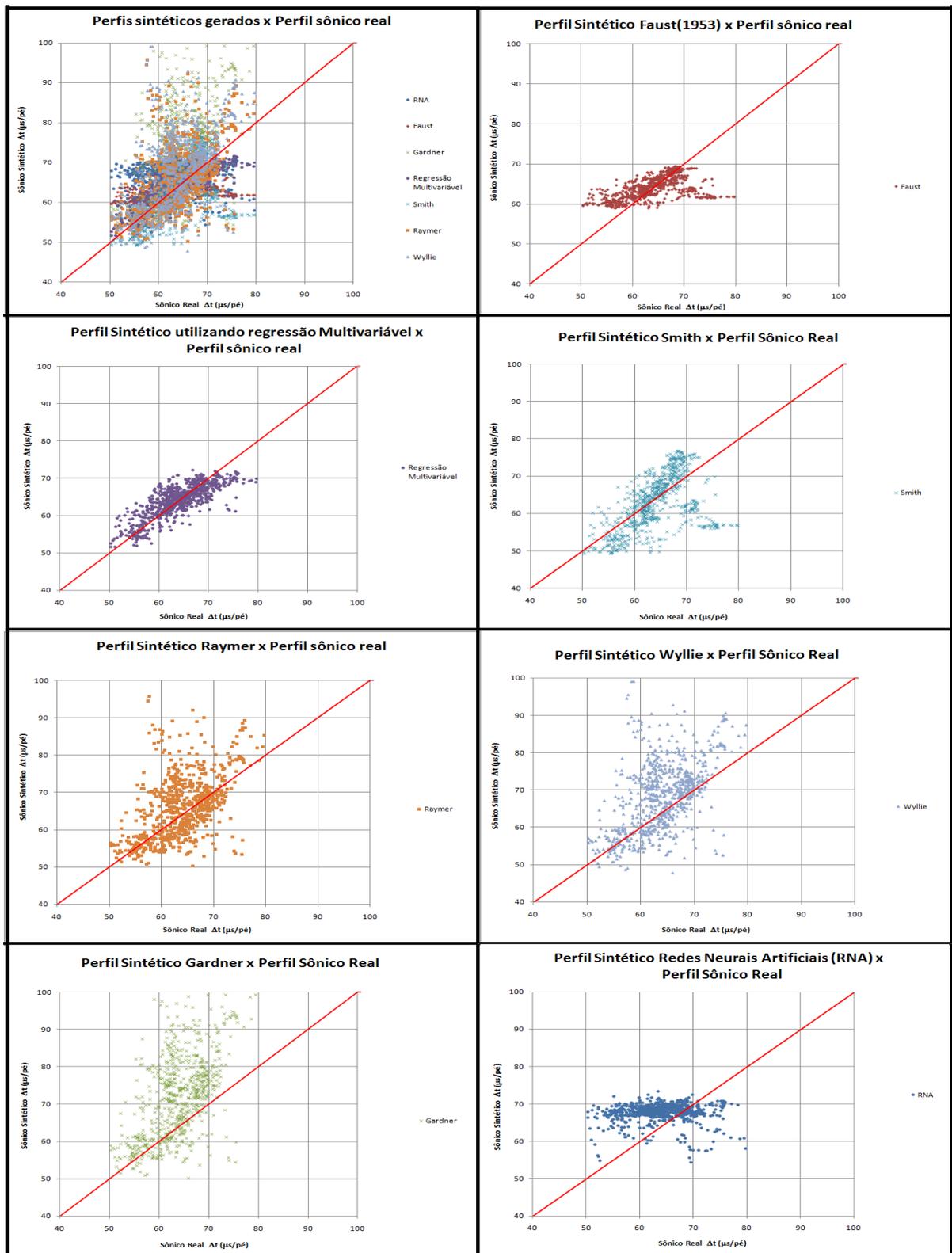


Figura 3.27: Comparação dos Resultados Finais das modelagens para os arenitos no intervalo II do poço 1-FMO-BA

CAPÍTULO 4

Conclusões

O perfil composto até então utilizado para o campo encontra-se demaseadamente defasado. Possibilitando erros de correlação da a importância da uniformidade das nomenclaturas.

O cálculo dos parâmetros petrofísicos das formações atravessadas pelos poços dos Campos de Quiambina e Fazenda Mamoeiro foram realizadas seguindo uma metodologia básica de processamento de perfis de poço, a não ocorrência de perfis de porosidade nos poços 1-QB-02, 1-QB-03, 1-QB-04, 1-QB-07 e 2-QBST-01 impediram expectativas quantitativas de valores de resistividade da água e saturação impossibilitando o completo processamento dos mesmos. O grande número de desmoronamentos no Intervalo (I) do poço 1-FMO-BA comprometeram a qualidade das amostras podendo ter causado erros eventuais nos cálculos dos parâmetros obtidos.

Os calcilitos previamente interpretados nas Formações Candeias e Água Grande apresentaram grande semelhança em termos de resistividade e índice de raios gama naturais com os folhelhos das suas respectivas formações.

Na modelagem dos perfis sônicos, a aplicação do Métodos dos Mínimos Quadrados na Regressão Linear Univariável apresentou resultados de baixo grau de aproximação principalmente nos pontos onde o comportamento exponencial do perfil sônico em relação a resistividade é mais acentuado (em baixas resistividades), seus resultados confirmaram apenas os comportamentos avaliados nas interpretações qualitativas preliminares feitas sobre o relacionamento entre o perfil sônico e as demais variáveis.

A utilização de Regressão Linear Múltivariável apresentou boa aproximação nos intervalos do poço 1-FMO-BA, porém, seus parâmetros apresentaram inconsistências quanto à generalização a exemplo dos baixíssimos valores dos coeficientes de RILD apresentando pequena significância resultados finais.

A aplicação de redes neurais obteve resultados mais robustos uma vez que o seu treinamento não avaliou as litologias separadamente, apresentando bom grau de generalização.

Assim como esperado o ajuste das expressões obtidas através de regressão e redes neurais resultaram em melhor grau de aproximação do que as expressões previamente conhecidas.

Isto se dá porquê no caso das expressões obtidas neste poço, houve um ajuste da expressão aos dados observados ao passo que no caso das expressões previamente conhecidas a expressão simplesmente foi aplicada aos dados.

Na opinião do autor os resultados mais expressivos advém do relacionamento entre o perfil sônico e o perfil RHOB através da inversão pela porosidade, note que este procedimento é extremamente válido devido à simplicidade e consistência das expressões de Wyllie e Raymer e variedade de poços que possuem os perfis de porosidade radioativa.

Como extensões naturais deste trabalho, o autor sugere a utilização dos perfis sônicos sintéticos gerados como ferramenta auxiliar para equipe sísmica para a calibração de campos de velocidades que necessita menor precisão visto que os perfis sônicos sintéticos apresentaram grande dispersão em relação aos valores reais.

Como extensões naturais deste trabalho sugiro que:

- As suposições quanto à geometria do reservatório sejam reavaliadas a partir do reprocessamento dos dados sísmicos já adquiridos utilizando algoritmos mais sofisticados, extraindo informações mais detalhadas o que pode facilitar suposições de caráter volumétrico a cerca dos reservatórios já encontrados, re;
- Sejam aplicadas as correções propostas pelos gráficos do CHARTBOOK-Schlumberger nos perfis disponíveis, em especial:
 - Correção pelo diâmetro do poço e peso da lama utilizando no perfil de Raios Gama.
 - Correção pela resistividade da lama nos perfis de resistividade de eletrodos galvânicos dos tipos lateral e normal
 - Correção pela densidade da lama nos perfis de porosidade NPHI e RHOB.
- Utilizar métodos de análise de significância de parâmetros separadamente como o erro-padrão associado, o teste t e os testes F de hipóteses.
- Utilização de outros métodos de ajuste de parâmetros de regressão;
- Validação das equações adquiridas pela regressão linear multivariável em outros que possuam o perfil sônico e litologias conhecidas;
- Estabelecer modelos expandidos de correções nas expressões de Gardner(1974) e Faust(1973);
- Utilização de outras arquiteturas de redes neurais combinando componentes de arquitetura de redes alimentadas para a frente com elementos de retro-alimentação.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por ter me dado sabedoria, força, paz e paixão para enfrentar todos as provações as quais fui submetido principalmente na etapa final do Curso de Graduação em Geofísica da UFBA. Agradeço também a meu pai, pelo apoio incondicional, pelo amor, pelas palavras de afeto, e por ter me ajudado tanto financeiramente quanto afetivamente, participando efetivamente no meu desenvolvimento profissional.

Não menos importante, devoto este trabalho a três mulheres que foram meu porto seguro diante dos "vales das sombras" aos quais andei. Estas são Clara Catharina , minha irmã, Rejhane Cunha, minha namorada e Jacira Freitas, minha segunda mãe, pessoas especiais que estavam ao meu lado quando mais precisei.

Agradeço aos membros da banca pela participação, em especial meu grande amigo Zoukanery Ibrahim, que prontamente se dispôs a andar conosco nesta longa caminhada.

Agradeço aos profissionais a mim foram exemplo de dedicação e competência, Geraldo Girão Nery, meu orientador, Marco César Schinelli, Professor Cícero Paixão, Professor Figueiró, Professor Osmário e em especial a professora Jacira Freitas dentre outros tantos que participaram da minha formação.

Agradeço por fim aos meus colegas de curso que tanto prezo, e aos funcionários do IGEO-UFBA que ajudaram sobremaneira na minha formação, com seu apoio e carinho.

Referências Bibliográficas

- Archie, G. E. (1970) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics; Trans. Am. Inst. Min. Engrs.,146, 54-67.
- Atlas, W. (1993) Introduction to WirelineLog Analysis, (1995), Houston, TX.
- Augusto, F. d. O. A. e Martins, J. L. (2009) A well-log regression analysis for p-wave velocity prediction in the namorado oil field, campos basin, Revista Brasileira de Geofísica,vol.27, n. 4 ,.
- Rãmon y Cajal, S. (1911) Histologie du systãms nerveux de l'homme et des vertãbrãs, Paris : Maloine.
- Chatterjee, S. e Hadi, S. (2006) Regression Analysis by Example, 4th ed., John Wiley Sons, Inc, Hoboken, New Jersey.
- Clavier, C.; Coates, G. e Dumanoir, J. (1977) Theoretical and experimental bases for the dual water model for interpretation of shaly sands, Paper SPE 6859, in 52nd Annual Technical Conference and Exhibition: Society of Professional Engineers.
- Crain, E. (1986) The Log Analysis Handbook: Quantitative log analysis methods, Pennwell Books, v.1, Tulsa.
- Ellis, D. e Singer, J. (2007) Well Logging for Earth Scientists, Second Edition, Springer, Dordrecht,Netherlands.
- Faust, L. Y. (1951) Seismic velocity as a function of depth and geologic time, Geophysics, Vol. 16, p.192-206.
- Faust, L. Y. (1953) A velocity function including lithologic variation, Geophysics, v. 18, pp. 271-297.
- Ferreira, D. D. o. (2009) ProduãŁo de PetrãleoGã!semCamposMarginais : umnascementemercadonoBrasil, Komedi, Campinas, SP.
- Gardner, G.; Gardner, L. e Gregory, A. (1974) Formation velocity and density â the diagnostic basics for stratigraphic traps, Geophysics, 39, 770-780.
- Haykin, S. (2009) Redes Neurais : Princãpios e Prãtica 2.a ed., bookman, Porto Alegre-RS.
- Hoerl, A. E. e Kennard, R. W. (1970a) Ridge regression: Applications to nonorthogonal problems, Technometrics, American Statistical Association.
- Hoerl, A. E. e Kennard, R. W. (1970b) Ridge regression: Biased estimation for nonorthogonal problems, Technometrics, American Statistical Association.

- Janke, S. e Tinsley, C. F. (2005) *Introduction to Linear Models and Statistical Inference*, John Wiley Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Kleinbaum, D. G.; Kupper, L. L.; Nizam, A. e Muller, K. E. (2008) *Applied Regression Analysis and Other Multivariable Methods*, Duxbury Applied Series, Thomson Brooks/Cole, Belmont, USA.
- Larionov, V. (1969) *Borehole Radiometry*, Nedra, Moskwa.
- Lee, S. (2009) Lee specialties ltd. tools for sell, <http://www.leespecialties.com/plTools/caliper.htm>, acessado em 15/03/2010.
- Magnavita, L. P.; Silva, R. e Sanches, C. (2005) Guia de campo da bacia do recôncavo, *Boletim de Geociências Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 301-334, maio/nov. 2005.
- Malhotra, N. (2001) *Pesquisa de marketing: uma orientação aplicada*. 3ª Ed., p. 719p, Bookman, Porto Alegre, BRA.
- Milhomen, P. d. S.; Maman, E. J. d.; Oliveira, F. M. d.; Carvalho, M. S. S. d. e Souza-Lima, W. (2003) Bacias sedimentares brasileiras - bacia do recôncavo, *Fundação Paleontológica Phoenix, Revista Phoenix (online)*, Ano 5, n. 51, março 2003. Acesso em : 12/05/2010, Disponível em : http://www.phoenix.org.br/Phoenix51_Mar03.html.
- Montgomery, D. C. e Runger, G. C. (2007) *Applied Statistics and Probability for Engineers*, John Wiley Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Nery, G. (2004) Apostilas da disciplina GEO215- Perfilagem Geofísica de Poços, Hydrolog, Universidade Federal da Bahia.
- Nery, G. (2010) *Perfilagem Geofísica a poço aberto*, Livro com edição em adamento.
- Raymer, L.; Hunt, E. e Gardner, J. (1980) Improved sonic transit time-to-porosity transform, Paper P, Twenty-First Annual Logging Symposium Transactions, Lafayette, Louisiana.
- Ruêla, A. d. L. (2005) *Deconvolução de Perfis de Poço Através de Rede Neural Artificial Recorrente*, Dissert. de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil.
- Rumelhart, D.; Hinton, G.; e Williams, R. (1986) *Parallel Distributed Processing: Explorations in the Microstructure of Cognition : Learning internal representations by error propagation*, Volume 1, 318-362, Cambridge, MA: The MIT Press.
- Sage, A. (1990) *Concise Encyclopedia of Information Processing in Systems and Organizations*.
- Scherer, C.; Lavina, E.; Dias Filho, D.; Oliveira, F.; Bongiolo, D. e Aguiar, E. (2007) Stratigraphy and facies architecture of the fluvial-aeolian lacustrine sergi formation (upper jurassic), recôncavo basin, brazil, *Sedimentary Geology* 194, 169-193.

- Schlumberger (2000) A brief history of schlumberger wireline and testing, <http://www.1.slb.com/recre/library/wireline/brochure/beginnings.html>, acessado em 10/03/2009.
- Serra, O. (1984) fundamentals of well log interpretation, 1. the acquisition of logging data, Elsevier, Amsterdam - Oxford - New York - Tokyo.
- Silva, L. S. (2009) Análise sedimentológica petrolífera da formação Lósergipr ximoda falhadem
- Silva, O.; Caixeta, J. M.; Milhomen, P. D. S. e Kosin, M. D. (2007) Bacias do recôncavo, Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v.15, n. 2, p. 423-431.
- Simandoux, P. (1963) Mesure dielectriques en milieu poroux, application a mesure des saturations en eau, Etude du Compartement des Massif Argileaux: Reveu de l' Institute Francais du Petrole (Supplementary Issue, 1963).
- Smith, L. (1968) SPE.
- Stieber, S. (1970) Pulsed neutron capture log evaluation in the louisiana gulf coast, SPE paper 2961, presented at the SPE Annual Meeting, Houston, October, 4-7, 1970.
- Tiwary, D.; Singh, B.; Arasu, R.; Rhaman, M.; Saha, P. e Chandra, M. (2004) Travel time modelling using gamma ray and resistivity log in sand shale sequence of gandhar field, 5th Conference Exposition on Petroleum Geophysics, India.
- Viana, C. F.; Gama Júnior, E. G.; Simões, I. A.; Moura, J. A.; Fonseca, J. R. e Alves, R. J. (1971) Revisão estratiográfica da bacia recôncavo/tucano., Boletim Técnico da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 14, n. 3/4, p. 157-192, jul./dez.
- Wyllie, M.; Gregory, A. e Gardner, G. (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophysics, V. 21, no. 1.