



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



GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

MODELAGEM DE TEMPOS DE TRÂNSITO SINTÉTICOS EM POÇOS DO CAMPO DE QUIAMBINA, BACIA DO RECÔNCAVO

GABRIEL MEIRELES DA CRUZ BOMFIM

SALVADOR – BAHIA

DEZEMBRO – 2011



Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poço do campo de Quiambina,
Bacia de Recôncavo

por

GABRIEL MEIRELES DA CRUZ BOMFIM

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

Comissão Examinadora



prof. Jacira Cristina de Freitas Lucas
Cícero da Paixão Pereira

MC. Geraldo Girão Nery - Orientador

Dra. Jacira Cristina de Freitas Lucas

Prof. Cícero da Paixão Pereira

Data da aprovação: 20/12/2011

A minha família, que sempre me
deram força e conselhos para fazer
as decisões certas durante a minha
vida, rompendo as barreiras
existentes durante
minha trajetória.

RESUMO

Com os dados cedidos pelo Projeto Campo Escola, objetivou-se fazer um trabalho de modelagem do perfil sônico.

Mesmo sem possuir dados reais para a curva do perfil sônico, o Campo Quiambina foi escolhido como área de estudo, tendo o poço 1-QB-4A-BA como poço base pra gerar perfis sônicos a partir de equações empíricas (fixando a equação de Wyllie pela densidade) e equações gerados por métodos estatísticos.

Na primeira parte deste trabalho foi ilustrado as características geológicas e geofísicas da Bacia de Recôncavo. A segunda parte aborda alguns aspectos teóricos da perfilagem de poço, bem como de suas ferramentas. Na terceira parte tem-se a modelagem numérica propriamente dita. Na quarta parte são utilizados os dados gerados no item anterior para modelar perfis sônicos para os poços adjacentes do mesmo campo. E a quinta parte deste trabalho refere-se às conclusões.

ABSTRACT

Data provided by the "Projeto Campo Escola", was used to make synthetic sonic logs.

The Quiambina field was chosen as the study area, having the 1-QB-4A-BA well used as base to generate logs from empirical equations (setting the Wyllie equation for the density) and statistics equations.

In the first part of this paper, it was illustrated geological and geophysical feature of Reconcavo Basin. The second part discusses theoretical aspects of well logging, as well as some of its tools. In the third part has the numerical modeling itself. In the fourth part, the data generated in the previous section was used to model sonic logs adjacent to the same field. And the fifth part of this work refers to conclusions.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE TABELAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 Geologia e Geofísica da Bacia do Recôncavo	2
1.1 O Projeto Campo Escola	2
1.2 A Bacia do Recôncavo	3
1.2.1 Aspectos Geológicos da Bacia	3
1.2.2 Evolução Tecno-Sedimentar	4
1.2.3 O campo de Quiambina	7
1.3 Os Dados Geofísicos	9
CAPÍTULO 2 A Perfilagem Geofísica de Poços	11
2.1 O Ambiente da Perfilagem	11
2.2 Perfil de Raios Gama - GR	11
2.3 O perfil de Densidade - RHOB	12
2.4 O Perfil Neutrônico	13
2.5 Perfil de Indução -ILD	14
2.6 Perfil Sônico - DT	15
CAPÍTULO 3 Modelagem Numérica de Dados	18
3.1 Modelagem Utilizando Equações Empíricas Para o Poço 1-QB-4A-BA	19
3.1.1 Equação do Tempo Médio de Wyllie	19
3.1.2 Equação de Raymer	23
3.1.3 Equação de Gardner	26
3.1.4 Equação de Smits	30
3.2 Modelagem Baseada em Análise Estatística	33
3.2.1 Definição dos Limites da Regressão	34

3.2.2	Treinamento e Validação do Modelo de Regressão	37
3.2.3	Aplicação do Método	38
3.2.4	Testes e Análise dos Resultados	45
CAPÍTULO 4	Modelagem Para os Demais Poços.	49
4.1	Modelagem para o poço 1-QB-5-BA	51
4.2	Modelagem para o poço 1-QB-6-BA	56
CAPÍTULO 5	Conclusões	59
	Agradecimentos	60
	Referências Bibliográficas	61

ÍNDICE DE TABELAS

1.1	Tabela com algumas informações do Campo Quiambina	7
1.2	Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-4A-BA	9
1.3	Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-5-BA	9
1.4	Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-6-BA	9

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Mapa Geológico contendo o Rifte Recôncavo-Tucano-Jatobá, bem como a organização dos sedimentos seguindo as megasequências estratigráficas. Fonte: Magnavita (1992)	3
1.2	Seção Geológica da Bacia do Recôncavo. Modificado de Penteadó (1999). Fonte: ANP.	4
1.3	Paleogeografia pré-rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: in Magnavita et al. (2005), modificado de Medeiros e Ponte, 1981	5
1.4	Paleogeografia rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: in Magnavita et al. (2005), modificado de Medeiros e Ponte, 1981.	6
1.5	Localização dos poços estudados do Campo Quiambina	8
1.6	Trecho do perfil composto elaborado pela Petrobras do poço 1-QB-4A-BA, Campo de Quiambina.	10
2.1	Compartimentos vicinais ao poço após invasão de fluido de perfuração. Fonte: Pinto (2010)	12
2.2	Comparação entre as fases observadas num sistema de bobinas do Perfil de Indução. Adaptado de Serra (1984)	14
2.3	Esquema da ferramenta sônica, sendo T o transmissor e R_1 e R_2 os receptores	15
3.1	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, na formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA	21
3.2	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, na formação Maracangalha	21
3.3	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	22
3.4	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	22
3.5	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA	24
3.6	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA	24
3.7	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	25
3.8	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	25

3.9	Relação densidade-velocidade empíricas em rochas de diferentes litologias. Fonte: Gardner et al. (1974)	26
3.10	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA	28
3.11	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA	28
3.12	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	29
3.13	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	29
3.14	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA	31
3.15	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA	31
3.16	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	32
3.17	Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA	32
3.18	Relação entre perfil sônico real e a profundidade e os perfis de raios gama e indução eletromagnética, poço 1-QB-4A-BA	35
3.19	Relação entre perfil sônico Wyllie e a profundidade e os perfis neutrônico e de densidade, poço 1-QB-4A-BA	36
3.20	Gráficos dos modelos univariáveis lineares.	42
3.21	Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear <i>versus</i> perfil sônico Wyllie (densidade).	42
3.22	Gráficos dos modelos univariáveis lineares.	43
3.23	Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear <i>versus</i> perfil sônico Wyllie (densidade).	43
3.24	Gráficos dos modelos univariáveis lineares.	44
3.25	Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear <i>versus</i> perfil sônico Wyllie (densidade).	44
3.26	Gráfico do poço 1-QB-4A-BA com as curvas do perfil sônico modeladas pelos modelos uni e multivariáveis e obtida pela equação de Wyllie (densidade). . .	48
4.1	Formações usadas na modelagem	49
4.2	Tabela com as equações empíricas usadas e o modelos estatísticos gerados . .	50
4.3	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para a formação Candeias, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear	52

4.4	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 133 a 300m	53
4.5	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 300 a 500m	54
4.6	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 500 a 674m	55
4.7	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-6-BA para o Formação Candeias (de 110 - 300 m)	57
4.8	Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-6-BA para o Formação Candeias (de 300 - 576 m)	58

INTRODUÇÃO

A perfilagem geofísica de poços é o levantamento de dados petrofísicos referentes a poços perfurados para exploração de petróleo, água e minerais. O perfil de um poço é a imagem visual, em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades das rochas perfuradas, obtidas através de ferramentas que são descidas no poço, onde propriedades serão medidas e armazenadas em arquivos digitais.

Através da perfilagem é possível definir zonas que possam a vir se tornar alvos para exploração. A perfilagem é uma ferramenta que gera informações muito importantes devido à sua riqueza de detalhes obtidos desde seu início até a final dos poços.

Eventualmente, por razões diversas operacionais, não há registros de determinadas curvas, dando origem ao desenvolvimento de técnicas para gerar perfis sintéticos do meio por meio de técnicas de modelamento utilizando equações empíricas descritas na literatura, ou uso de técnicas estatísticas.

Este trabalho tem por objetivo fazer a modelagem do perfil sônico com base em equações empíricas como também com base em técnicas estatísticas. Para tanto, foram utilizados dados cedidos pelo Projeto Campo Escola, referentes ao Campo de Quiambina. O poço utilizado como base foi o 1-QB-4A-BA, e a partir dele, equações foram geradas, e posteriormente extrapoladas para os poços 1-QB-5-BA e 1-QB-6-BA.

Os valores do perfil sônico obtidos a partir da equação de Wyllie em função da densidade foram escolhidos dentre os outros, já que foram os que proporcionaram uma maior confiabilidade.

CAPÍTULO 1

Geologia e Geofísica da Bacia do Recôncavo

1.1 O Projeto Campo Escola

Em 1997, após o fim do monopólio do petróleo, alguns campos maduros da Petróleo Brasileiro S. A. (Petrobrás) foram entregues à ANP (Agência nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Com isso, a ANP doou tais campos a instituições federais de ensino no Rio Grande do Norte (Universidade Federal do Rio Grande do Norte) e na Bahia (Universidade Federal da Bahia). Como consequência, o Projeto Campo Escola foi criado, tendo a capacitação e formação de profissionais na área do petróleo como objetivos, aproveitando e revitalizando cinco campos maduros de petróleo/gás: Bela Vista, Caracatu, Fazenda Mamoeiro, Riacho Sesmária e Quiambina.

O Projeto Campo Escola iniciou-se em julho de 2003, sendo previsto uma duração de cinco anos para esse projeto. O programa tem como objetivos: formar mão-de-obra local qualificada, treinada em operação de campos de petróleo e gás, para atuar nas pequenas e médias empresas operadoras de campos de petróleo e propiciar o re-investimento das riquezas geradas pela atividade petrolífera nas comunidades locais, proporcionando desenvolvimento econômico e enriquecimento de capital humano; criar condições para o desenvolvimento das comunidades locais, servindo de "incubadora" de empresas que poderão vir a atuar como operadoras de pequenos campos de petróleo ou como prestadoras de serviços afins; desenvolver, aperfeiçoar e/ou disseminar tecnologias para o aproveitamento racional do petróleo e do gás natural como fontes de energia; conduzir as operações de acordo com as melhores práticas de segurança, de modo a garantir a preservação do meio ambiente (Brasil,2003).

Hoje, está sendo desenvolvido o Curso de Especialização em Engenharia de Petróleo, no âmbito do Projeto Campo Escola, com uma carga horária de 629 horas, voltado para profissionais da área de engenharia, e mais recentemente como apoio deste projeto, foi criado na Universidade Federal da Bahia (UFBA), a habilitação em Petróleo no Curso de Engenharia de Minas, cuja primeira turma foi aprovada em 2005, contando com 50 vagas.

1.2 A Bacia do Recôncavo

1.2.1 Aspectos Geológicos da Bacia

A Bacia do Recôncavo é uma bacia continental (aulacógeno), que está localizada no Nordeste do Brasil no Estado da Bahia, a oeste do Alto Cristalino de Salvador, ocupando uma área superficial de aproximadamente 11.500 km². Esta região apresenta uma arquitetura estrutural de meio-gráben, com Orientação preferencial NE-SW, e suas camadas estratigráficas mergulham preferencialmente para leste. Seus limites são: a norte e nordeste o Alto de Aporá; a sul o Sistema de Falhas da Barra; a oeste o Sistema de Falhas de Maragogipe; e a leste o Sistema de Falhas de Salvador (que pode atingir seis mil metros de rejeito).

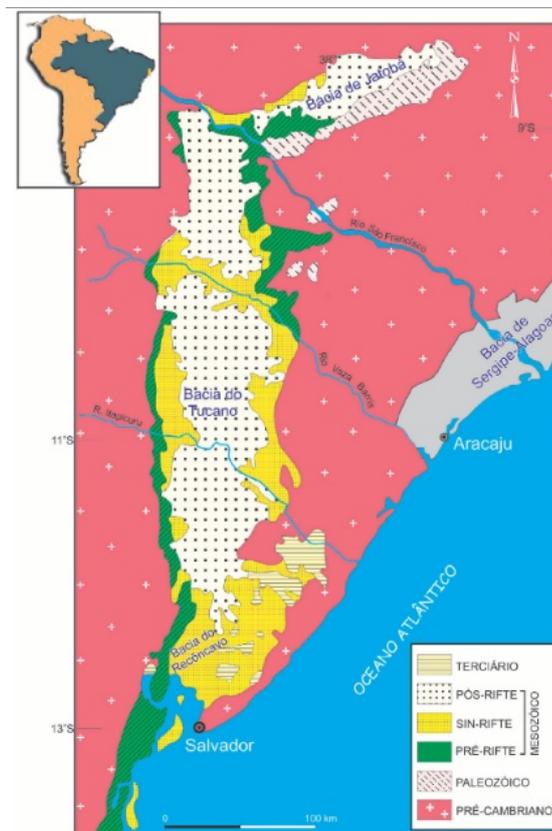


Figura 1.1: Mapa Geológico contendo o Rift Recôncavo-Tucano-Jatobá, bem como a organização dos sedimentos seguindo as megasequências estratigráficas. Fonte: Magnavita (1992)

A Bacia do Recôncavo possui apenas duas das quatro megasequências estratigráficas, que são a do continente e a do lago, já que o ramo oeste do sistema de riftes foi abortado no final do Eocretácio, diferente das outras bacias costeiras do Brasil, que normalmente apresentam também as megasequências do golfo e do mar.

Podemos dividir as seqüências sedimentares depositadas na bacia durante os movimentos distensionais que separaram o Gondwana em cinco seqüências, cada uma relacionada a alguma das três fases de formação da bacia, que são: Pré-Rifte, Sin-Rifte e Pós-Rifte.

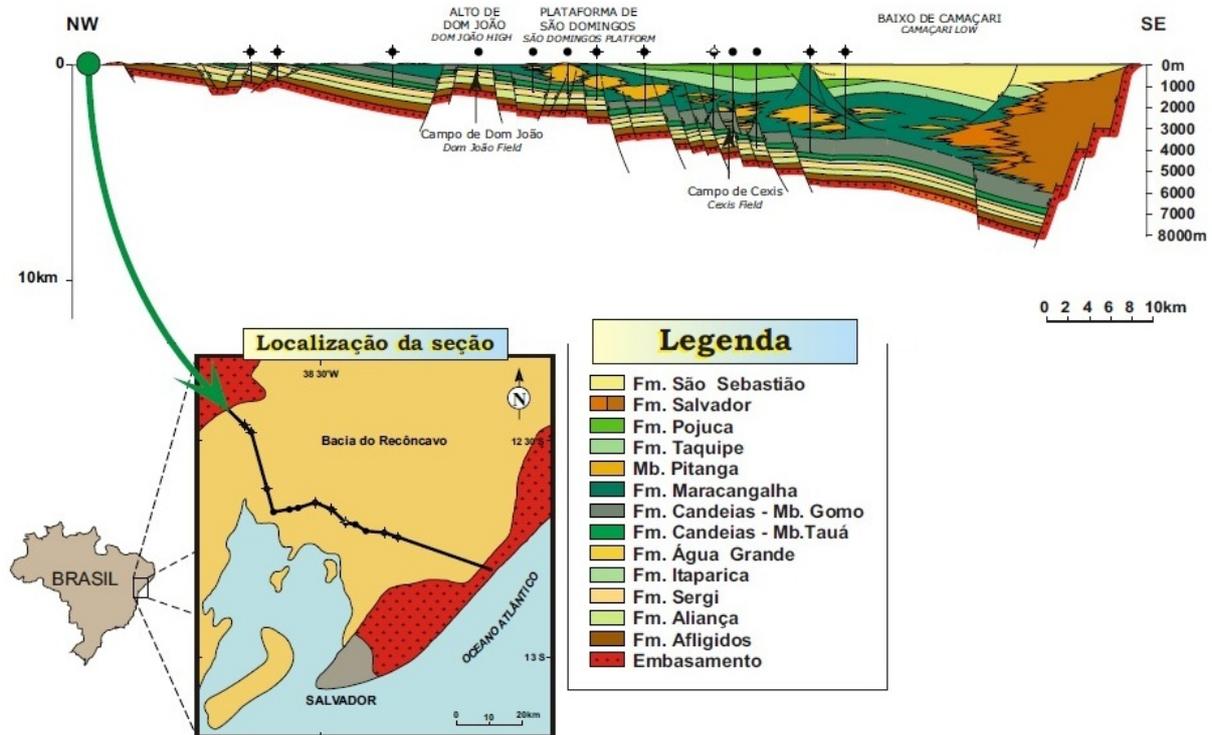


Figura 1.2: Seção Geológica da Bacia do Recôncavo. Modificado de Penteadó (1999). Fonte: ANP.

1.2.2 Evolução Tecno-Sedimentar

Embasamento Cristalino

O embasamento cristalino da Bacia do Recôncavo é constituído principalmente por gnaisses granulíticos do arqueano, que pertencem ao Bloco Serrinha a oeste e a norte, aos cinturões Itabuna-Salvador-Curaçá a oeste-sudeste e Salvador-Esplanada a leste-nordeste. Rochas metassedimentares brasileiras do Grupo Estância também ocorrem ao norte.

Seqüência Paleozóica

Sedimentos paleozóicos do Permiano, depositados sob condições de bacia intracratônica, são representados pelos membros Pedrão e Cazumba da Formação Afligidos. As associações faciológicas testemunham um clima árido e tendência geral regressiva. O Membro Pedrão caracteriza-se por sedimentos clásticos, evaporitos e laminitos algais, depositados em contexto marinho⁵. Depósitos continentais, representados por pelitos avermelhados, lacustres, constituem o Membro Cazumba. Dados palinológicos conferem uma idade permiana ao

Membro Pedrão, permitindo relacioná-lo às formações Pedra de Fogo (bacia do Parnaíba), Aracaré (bacia de Sergipe-Alagoas) e Santa Brígida (bacias do Tucano Norte e do Jatobá).

Fase Pré-Rifte

A sedimentação pré-rifte é representada por ciclos fluvio-eólicos (Membro Boipeba da Formação Aliança, formações Sergi e Água Grande), que se intercalam com sistemas lacustres transgressivos (Membro Capianga da Formação Aliança e Formação Itaparica).

A deposição das sequências litoestratigráficas do Pré-Rifte está relacionada à deposição na fase inicial de abertura da bacia, flexura da crosta. Por passar por um estágio de subsidência, ocorreu o desenvolvimento de uma sedimentação continental numa bacia intra-cratônica, rasa e de tectonismo incipiente.

As formações Aliança e Sergi representam um sistema onde arenitos fluviais finos a conglomerados e lamitos lacustres vermelhos se alternam, o que irá caracterizar um pacote de *red-beds*.

A Formação Itaparica encontra-se ao final das formações Aliança e Sergi, caracterizados por lamitos cinzas e marrons e arenitos finos a médios. Seguindo, há os sedimentos fluviais com retrabalhamento eólico da Formação Água Grande e, posteriormente, folhelhos do Membro Tauá da formação Candeias.

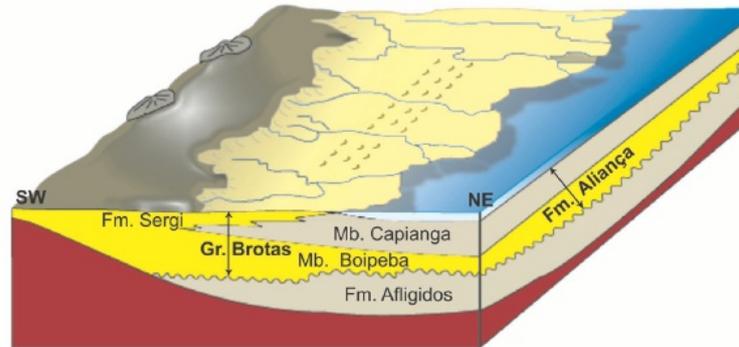


Figura 1.3: Paleogeografia pré-rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: in Magnavita et al. (2005), modificado de Medeiros e Ponte, 1981

Fase Rifte

A fase Rifte da Bacia do Recôncavo está relacionada à deposição no estágio inicial de abertura da bacia, com ruptura da crosta e ao soergimento das ombreiras do Rifte com posterior erosão.

Nesta fase, supõe-se que a sucessão estratigráfica identificada na Bacia do Recôncavo tenha sido caracterizada por um estágio de lago profundo, progressivamente assoreado em estágios mais tardios.

Na fase inicial, são testemunhados folhelhos, calcilitos e arenitos turbidíticos do Membro gomo da Formação Candeias, resultantes da conjugação de clima úmido à intensificação da atividade tectônica e estruturação da bacia em áreas de plataformas pouco subsidentes, relativamente estáveis, e depocentros com elevadas taxas de subsidência.

Devido a atenuação da atividade tectônica ao longo do Rio da Serra, houve um progressivo assoreamento dos depocentros, resultando na redução dos gradientes deposicionais. A formação Maracangalha traduz a manutenção de batimetrias relativamente altas, como se é possível verificar devido ao grande volume dos depósitos vinculados a fluxos gravitacionais que caracterizam os Membros Caruaçu e Pitanga (pacotes de arenitos maciços, muito finos a fino, com feições de escape de fluidos, clastos de folhelho). Tais depósitos se relacionam com a ressedimentação das fácies deltaicas que depois progradariam ao longo da bacia (Formação Marfim), sob condições de relativa quiescência tectônica.

Conglomerados relacionáveis a leques aluviais sintectônicos (Formação Salvador) são uma feição conspícua na borda leste da bacia, estando relacionados à atuação do sistema de falhas de Salvador durante toda a fase rift (andares Rio da Serra a Jiquiá).

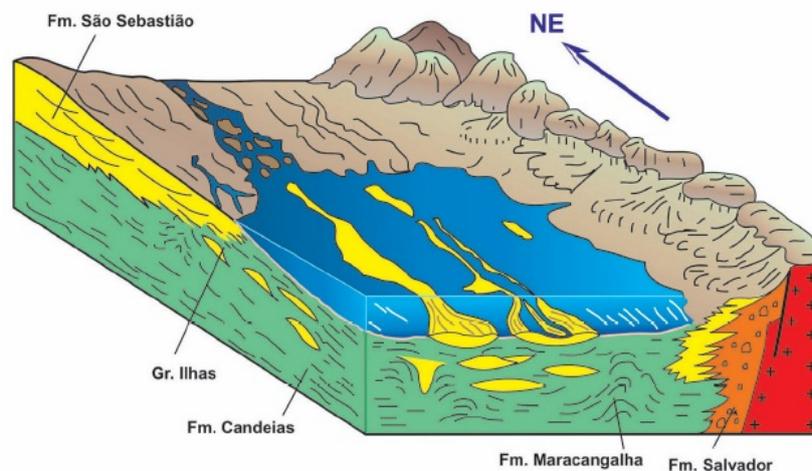


Figura 1.4: Paleogeografia rifte da Bacia do Recôncavo. Fonte: in Magnavita et al. (2005), modificado de Medeiros e Ponte, 1981.

Fase Pós-Rifte

A fase Pós-Rifte foi depositada no Neógeno, quando a América do Sul já havia se separado da África, ou seja, período de estabilidade crustal.

Iniciando esta fase estão presentes os arenitos e conglomerados aluviais da Formação Marizal, assentados de forma discordante sobre o Grupo Massacará. Depois desta formação, ocorrem em pontos localizados, folhelhos, calcários e arenitos de origem marinha, da Formação Sabiá. Arenitos continentais da Formação Barreiras foram depositados no Cenozoico.

1.2.3 O campo de Quiambina

O Campo de Quiambina está localizado no compartimento nordeste da Bacia de Recôncavo, no município de Entre Rios - BA.

Os reservatórios produtores deste campo são formados por arenitos da Formação Candeias.

Neste campo foram perfurados os poços 1-QB-2-BA, 1-QB-3-BA, 1-QB-4-BA, 1-QB-4A-BA, 1-QB-5-BA, 1-QB-6-BA, 1-QB-7-BA, sendo que somente o poço 1-QB-4-BA se mostrou como produtor.

O poço 1-QB-4A-BA (poço gêmeo do 1-QB-4-BA) foi perfurado em 1983, tendo por finalidade de estudar o arenito turbidítico portador de óleo encontrado no 1-QB-4-BA no intervalo 625 a 629m. Em 1983 o poço 1-QB-4A-BA foi revestido, canhoneado e submetido a fraturamento no intervalo de 626 a 629 m, sendo posteriormente, recuperados 25,5 m³ de óleo em 21 horas, por pistoneio.

Produção	1983-1997 e 2003-hoje
Área (km ²)	2,1
Número de Poços	7
Volume in situ de óleo (m ³)	157 mil
Volume in situ de gás (m ³)	3,14 milhões
Fluido principal	óleo leve de 28,4° API
Produção acumulada de óleo	7 mil
Produção acumulada de gás	136 mil

Tabela 1.1: Tabela com algumas informações do Campo Quiambina

A figura 1.5 mostra a localização dos poços 1-QB-4A-BA, 1-QB-5-BA e 1-QB-6-BA, cujos dados foram fornecidos pelo Projeto Campo Escola e que serão aqui analisados.

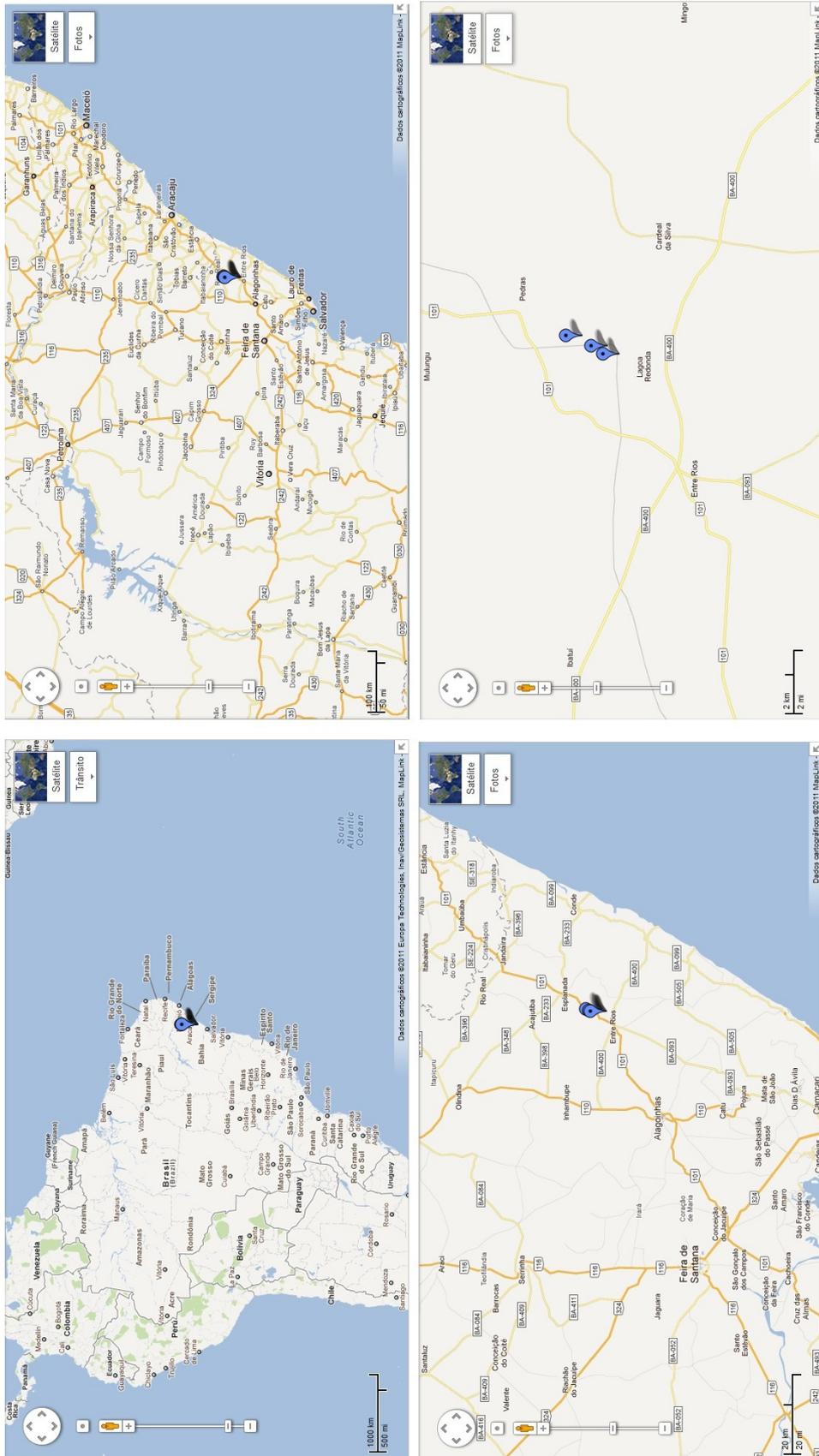


Figura 1.5: Localização dos poços estudados do Campo Quiambina

1.3 Os Dados Geofísicos

O Campo Quiambina possui dados disponibilizados referentes a dados de poços e seções sísmicas.

Os dados de poços disponibilizados correspondem a: perfis compostos desenvolvidos pela Petrobras; pasta de poço com informações sobre a operação da perfilagem, perfuração, descrição de amostras de calha e testemunhos, avaliação de testes de formação, avaliação geoquímica e todo o histórico de perfuração e completação dos poços; e dados numéricos dos perfis. As tabelas 1.2, 1.3 e 1.4 mostram as curvas e os intervalos perfilados nos poços usados neste trabalho.

Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Raios Gama	GR	98 - 634
Indução (ISF)	ILD	102 - 638
Densidade (FDC)	RHOB	101 - 639
Neutrônico (CNL)	NPHI	101 - 636

Tabela 1.2: Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-4A-BA

Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Raios Gama	GR	95 - 675
Indução (ISF)	ILD	100 - 677
Densidade (FDC)	RHOB	100 - 679
Neutrônico (CNL)	NPHI	100 - 677

Tabela 1.3: Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-5-BA

Curvas Corridas (Ferramentas)	Nome da Curva	Intervalo Perfilado (m)
Raios Gama	GR	100 - 745
Indução (ISF)	ILD	105 - 745
Densidade (FDC)	RHOB	110 - 745

Tabela 1.4: Curvas a serem trabalhadas do poço 1-QB-6-BA

A figura 1.6 representa o perfil composto (sem o cabeçalho) do poço 1-QB-4A-BA, cujos dados serão utilizados durante este trabalho.

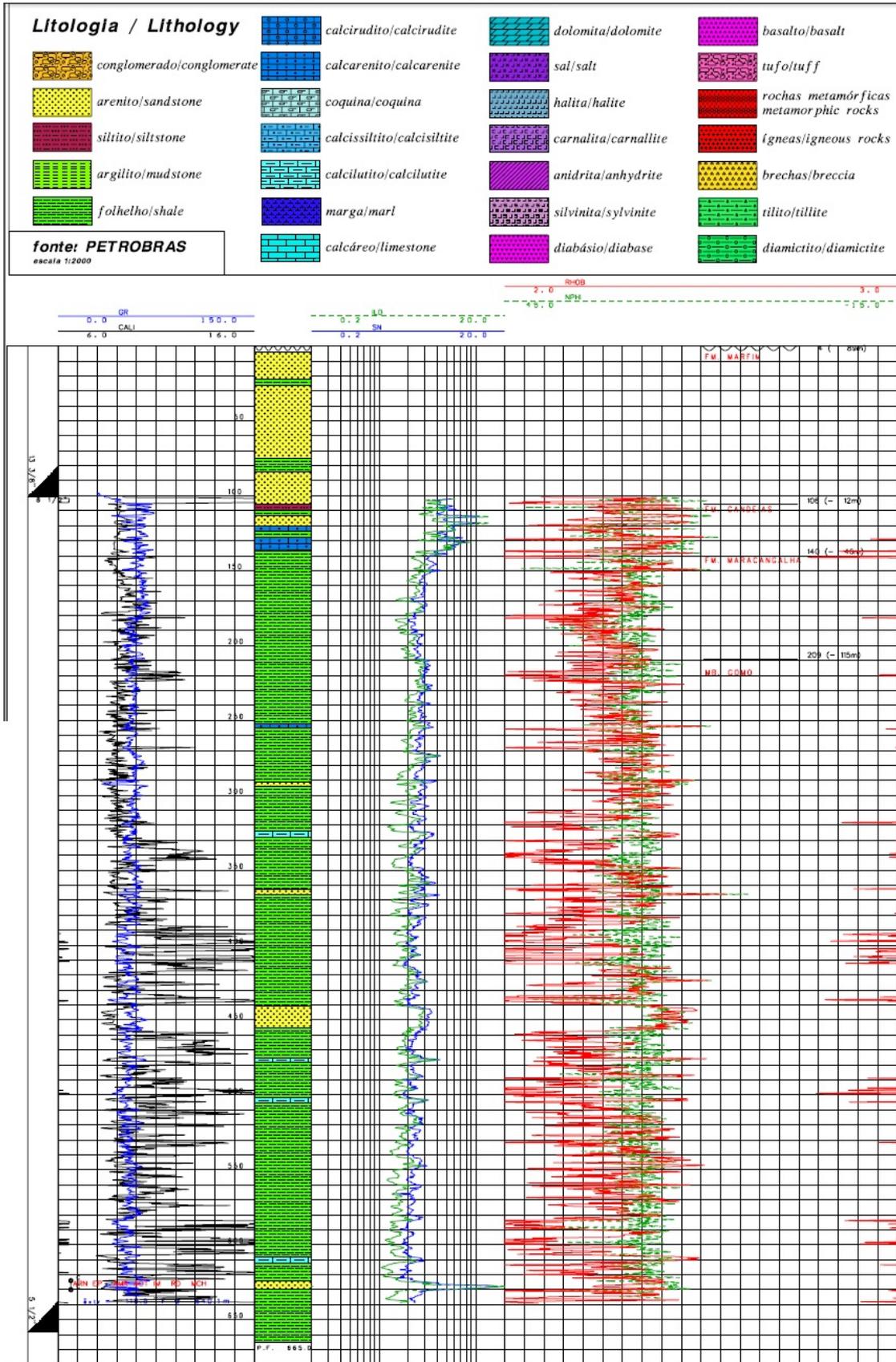


Figura 1.6: Trecho do perfil composto elaborado pela Petrobras do poço 1-QB-4A-BA, Campo de Quiambina.

CAPÍTULO 2

A Perfilagem Geofísica de Poços

A perfilagem geofísica de poços consiste essencialmente, de maneira direta ou indireta, na medida das propriedades físicas das rochas dentro de um poço. Segundo Nery (2009), a perfilagem é um procedimento padrão para todos os poços de petróleo, e essa técnica vem evoluindo com o tempo.

As ferramentas da perfilagem medem respostas geofísicas causadas por um estímulo físico ou não, resultando em gráficos da variação de uma determinada propriedade com a profundidade. Posteriormente, a caracterização da geologia ao redor do poço pode ser feita, devido aos parâmetros físicos obtidos, resultando na possibilidade de avaliação das formações existentes com base nos perfis, podendo-se localizar zonas de potencial interesse para produção.

2.1 O Ambiente da Perfilagem

As formações do poço tendem a ser perturbadas pela penetração do fluido de perfuração durante o processo de perfuração, resultando na invasão do filtrado nas rochas. Assim, divide-se o meio em: zona lavada (completamente alterada), zona de transição e zona virgem (não alterada). Na figura 2.1 é possível visualizar a influência do fluido de perfuração.

Mesmo causando certas mudanças nas propriedades físicas das formações, os fluidos de perfuração são importantes para se evitar *blowouts* (extravasão de fluidos). O conhecimento do fluido que se encontra na zona lavada exige a utilização de ferramentas que investiguem a diferentes profundidades, afim de minimizar o efeito da invasão, principalmente as de resistividade.

2.2 Perfil de Raios Gama - GR

O Perfil de Raios Gama tem como objetivo medir a radioatividade natural das formações. Os principais elementos químicos medidos neste métodos são o ^{40}K , ^{232}Th e ^{238}U . Mesmo emitindo radiação em um menor nível energético, quando comparado aos outros elementos,

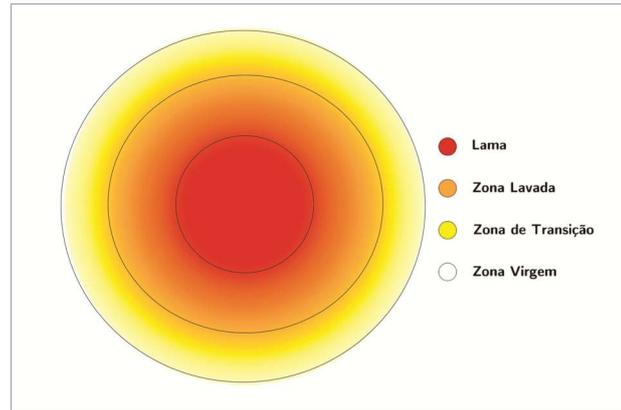


Figura 2.1: Compartimentos vicinais ao poço após invasão de fluido de perfuração.

Fonte: Pinto (2010)

o ^{40}K é o mais abundante, sendo muito encontrado nos minerais mais comuns da crosta terrestre, como por exemplo, feldspatos, micas e sais de potássio.

O volume de folhelho (V_{sh}), que é uma propriedade importante dos reservatórios, pode ser estimado a partir do perfil de Raios Gama, seguindo a equação abaixo.

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

O I_{GR} é o chamado Índice Linear de Argilosidade, o qual muitas vezes é utilizado como o próprio V_{sh} .

Neste trabalho, utilizou-se a expressão de Stieber (1970) para cálculo do volume de folhelho. Tal expressão é dada pela equação:

$$V_{sh(Stieber)} = \frac{I_{GR}}{2,0 - I_{GR}} \quad (2.2)$$

2.3 O perfil de Densidade - RHOB

Assim como o Perfil de Raios Gama, o perfil de Densidade (RHOB ou ρ_b) também é um perfil radioativo, mas não é um perfil que irá medir a radioatividade natural da formação. Uma fonte de ^{137}Cs emite radiação artificial, com uma energia tal que favoreça o Espalhamento Compton. A energia dos fótons liberados vai ser atenuada, devido a densidade eletrônica ($eletrons/cm^3$) das formações, que por sua vez, é função da densidade. Com isso, é possível fazer uma estimativa da densidade das rochas, medindo a proporção de radiação gama induzida e registrada pelo detector na ferramenta.

De posse dos valores de densidade, é possível fazer uma estimativa da porosidade (ϕ)

das rochas, considerando a densidade da rocha (ρ_b), como uma soma das contribuições da densidade da matriz (ρ_m) e dos fluidos nos poros (ρ_f).

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_m \quad (2.3)$$

Ou:

$$\phi_d = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (2.4)$$

Onde ρ_b é o valor da leitura (g/cm^3) nas profundidades a calcular e ϕ a porosidade. Usa-se a expressão como ϕ_d a porosidade determinada por este perfil.

Uma consideração que costuma ser feita é o efeito da porosidade devida à presença de argila:

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh} \cdot \phi_{d,sh} \quad (2.5)$$

Onde $\phi_{d,sh}$ é a porosidade aparente dos folhelhos, obtida a partir do perfil de densidade diante de uma camada espessa de folhelho.

As medidas do perfil de densidade podem sofrer influência da rugosidade das formações por ser uma ferramenta tipo *sapata*, ou seja, ela vai sendo pressionada contra a parede do poço.

2.4 O Perfil Neutrônico

Assim como o perfil de raios gama e o de densidade, o Perfil Neutrônico também é radioativo, com a finalidade de obter a porosidade das formações. Nesta ferramenta, nêutrons em alta velocidade são emitidos por uma fonte, contra a formação. Isso irá ocasionar uma perda de energia por parte dos nêutrons devido a choques sucessivos com os núcleos dos elementos das formações, principalmente os de hidrogênio.

Os íons de hidrogênio de rochas como arenitos e calcários estão presentes nos fluidos das mesmas, de tal forma que sua concentração é dependente somente da porosidade e algo das matrizes.

Uma calibração que deve ser feita na ferramenta neutrônica tem como base a litologia, pois os íons H^+ nos folhelhos podem ser resultado de água intersticial adsorvida pelos mesmos.

Assim como o perfil de densidade, o perfil neutrônico também pode ser compensado pela influência da argilosidade, segundo a equação que se segue:

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{sh} \cdot \phi_{n,sh} \quad (2.6)$$

Onde $\phi_{n,sh}$ é a porosidade aparente dos folhelhos, obtida a partir do perfil neutrônico obtido diante de uma camada espessa de folhelho.

2.5 Perfil de Indução -ILD

O ILD é um perfil de condutividade, utilizado em situações operacionais onde o fluido de perfuração não seja condutivo. As rochas são energizadas por um campo eletromagnético de cerca de 20 kHz, gerado por bobinas que originam correntes parasitas por indução eletromagnética. A bobina receptora vai medir o campo secundário, o que irá permitir obter o valor da condutividade.

De acordo com o sistema de indução, nós podemos ter: uma corrente, que circula na bobina transmissora; uma corrente de acoplamento direto, gerada pela bobina transmissora na bobina receptora e a corrente de Foucault, que é uma corrente defasada em 90° em relação à transmissora. As formações são responsáveis pela geração das correntes induzidas pela Corrente de Foucault.

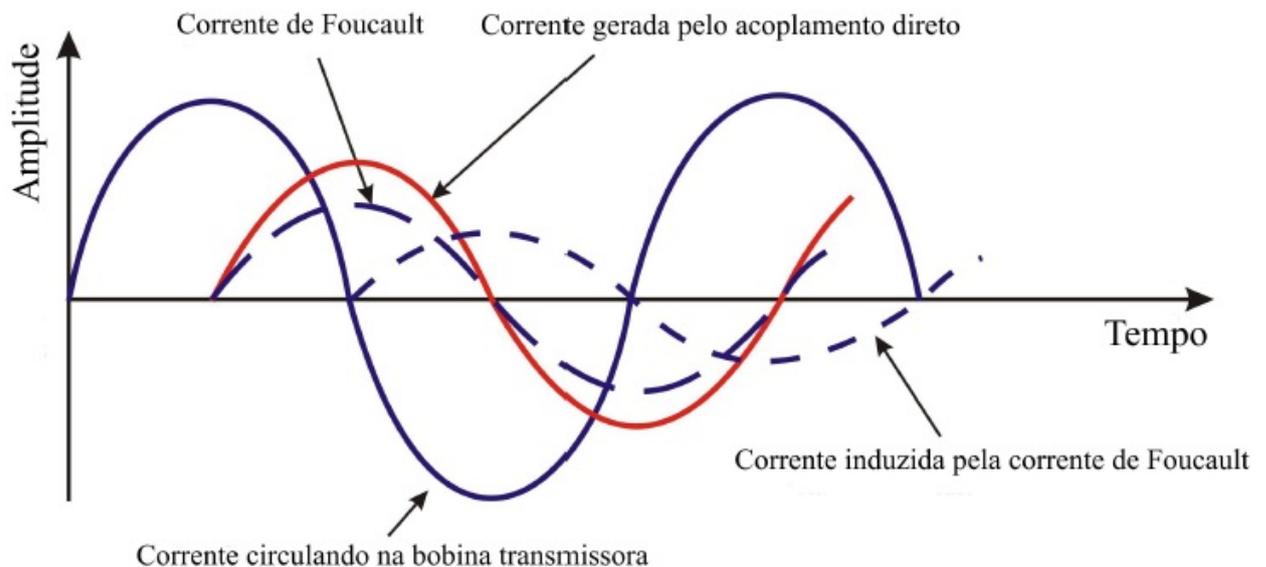


Figura 2.2: Comparação entre as fases observadas num sistema de bobinas do Perfil de Indução. Adaptado de Serra (1984)

Com a evolução da tecnologia, foram desenvolvidas ferramentas de indução focalizadas,

permitindo uma investigação mais profunda nas formações. Usualmente, considera-se o inverso do valor da condutividade registrada como a própria R_t (resistividade verdadeira da formação), porém é possível fazer uma correção devido às contribuições ambientais pelo efeito da invasão.

2.6 Perfil Sônico - DT

O sônico é um perfil acústico que registra o tempo de trânsito das ondas compressoriais que atravessam o poço. Como a velocidade das ondas variam de acordo com o meio que elas percorrem, o tempo que elas levam para percorrer um meio sólido será menor do que em um líquido. Assim, os intervalos de tempos das ondas que passarão por diferentes formações serão registrados por um receptor.

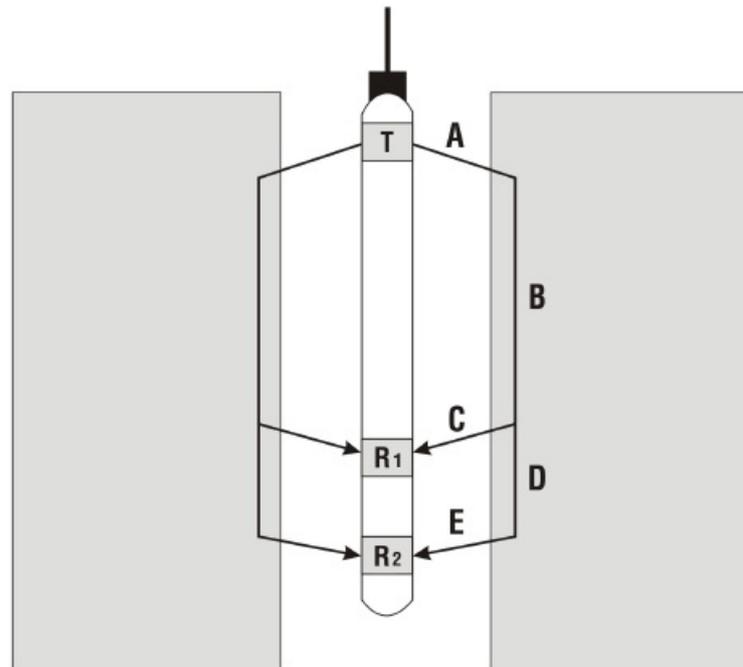


Figura 2.3: Esquema da ferramenta sônica, sendo T o transmissor e R_1 e R_2 os receptores

A ferramenta do perfil sônico é uma ferramenta tipo mandril, com uma fonte que gera impulsos de frequência da ordem de 20kHz. A figura 2.3 ilustra, de forma bem simples, o princípio da ferramenta, mostrando a trajetória do impulso sonoro que sai do transmissor T, percorre A-B-C até atingir o receptor R_1 e A-B-D-E, até atingir o receptor R_2 .

O tempo medido pelo receptor R_1 é:

$$t_{T \Rightarrow R,1} = \frac{A}{V_{lama}} + \frac{B}{V_{fm}} + \frac{C}{V_{lama}} \quad (2.7)$$

Sendo V_{lama} a velocidade da onda compressional na lama, e V_m na formação. O tempo captado em R_2 vale:

$$t_{T \Rightarrow R,2} = \frac{A}{V_{lama}} + \frac{B}{V_{fm}} + \frac{D}{V_{fm}} + \frac{E}{V_{lama}} \quad (2.8)$$

Entre R_1 e R_2 , tem-se um Δt que vale:

$$\Delta t = t_{T \Rightarrow R,1} - t_{T \Rightarrow R,2} = \frac{D}{V_{fm}} + \frac{E}{V_{lama}} - \frac{C}{V_{lama}} \quad (2.9)$$

Mas, como a ferramenta é construída de forma simétrica, para eliminar distorções, temos $A=C=E$, o que nos fornece:

$$\Delta t = \frac{D}{V_{fm}} \quad (2.10)$$

Como utiliza-se D igual a 1 pé, nota-se que o tempo de trânsito corresponde ao inverso da velocidade. Dessa forma, o tempo de trânsito provém da conversão da velocidade da onda sísmica compressional (V_p , expresso em $\mu s/pé$).

$$\Delta t = \frac{1}{V_P} \quad (2.11)$$

A partir do perfil sônico, também é possível efetuar o cálculo da porosidade. Uma equação que pode ser usada para este cálculo é a de Wyllie et al. (1956) abaixo:

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \cdot \Delta t_{matriz} \quad (2.12)$$

Expresso em termos de porosidade sônica (ϕ_s):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \quad (2.13)$$

Com a equação (2.12), e por razão inversa, temos:

$$\frac{1}{V_P} = \frac{\phi}{V_{fluido}} + \frac{(1 - \phi)}{V_{matriz}} \quad (2.14)$$

Uma questão que deve ser levantada é que a equação de Wyllie fornece valores de porosidade para rochas saturadas em água, compactadas, isentas de argila e com porosidade intragranular.

A importância do perfil sônico não se dá apenas no cálculo das porosidades. Com esse perfil é possível se fazer calibração de dados sísmicos, bem como é possível gerar sismogramas sintéticos.

CAPÍTULO 3

Modelagem Numérica de Dados

Os métodos de regressão linear são muito usados na indústria para determinação das propriedades das rochas, a partir das propriedades petrofísicas. Segundo Bucheb e Rodrigues (1997), qualquer curva de perfil pode ser considerada função de quaisquer outras curvas medidas para as mesmas profundidades, uma vez que as ferramentas de perfilagem são projetadas para registrar variações de litologia, porosidade e tipo de fluido. Assim, para este trabalho, o perfil sônico será gerado em função de algumas curvas disponíveis nos dados cedidos pelo Projeto Campo Escola.

Foram gerados modelos uni e multivariáveis de expressão linear e potência. Para cálculo dos coeficientes utilizou-se o Método dos Mínimos Quadrados, enquanto que a qualidade do resultado foi medida por métodos estatísticos.

A princípio, para a modelagem do perfil sônico, foram utilizadas equações presentes na literatura: equação de Wyllie et al. (1956); equação de Raymer et al. (1980); equação de Gardner et al. (1974); e equação de Smits (1968).

Posteriormente, foi feita a modelagem segundo os modelos uni e multivariáveis de expressão linear e potência.

Para a modelagem dos dados sintéticos foram utilizados os perfis GR, ILD, RHOB e NPHI, do poço 1-QB-4A-BA, que foi dividido em três intervalos:

- Formação Candeias - com registro dos perfis entre as profundidades de 106 a 140 metros.
- Formação Maracangalha - com registro dos perfis entre as profundidades de 140 a 209 metros.
- Membro Gomo - com registro dos perfis entre as profundidades de 209 a 634 metros.

Os dados foram modelados utilizando os pacotes de *software* **Microsoft Office Excel**[®] e **SPSS Statistics**[®].

3.1 Modelagem Utilizando Equações Empíricas Para o Poço 1-QB-4A-BA

3.1.1 Equação do Tempo Médio de Wyllie

Base Teórica

Medidas revelaram que a relação entre medidas de velocidade de ondas compressio-nais e porosidade nas rochas sedimentares pode ser feita de forma simples. Com isso, as aproximações dessas relações deu origem à equação de Wyllie:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{\phi}{V_{fluido}} + \frac{(1 - \phi)}{V_{matriz}} \quad (3.1)$$

Sendo:

- ϕ - porosidade
- V_p - velocidade da onda compressional na rocha saturada;
- V_{fluido} - velocidade da onda compressional no fluido constituinte;
- V_{matriz} - velocidade da onda compressional na matriz mineral.

Pode-se escrever ainda a Equação de Wyllie, por relação inversa, da seguinte maneira:

$$\Delta t = \phi \cdot \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \cdot \Delta t_{matriz} \quad (3.2)$$

Onde:

- Δt - tempo de trânsito da onda na rocha saturada;
- Δt_{fluido} - tempo de trânsito da onda no fluido;
- Δt_{matriz} - tempo de trânsito da onda na matriz mineral.

Suposições

Segundo Mavko et al. (2009), a equação de Wyllie et al. (1956), pode ser usada para:

- Calcular a velocidade de ondas compressionais na rocha a partir da porosidade, constituição mineral e conhecimento do fluido nos poros da rocha;
- Calcular a porosidade, a partir da velocidade da onda na matriz e no fluido.

Limitações

- Rocha isotrópica e de mineralogia uniforme;
- Rocha 100% saturada por água;
- Não pode ser usada em rochas não-consolidadas;
- As amostra estão sujeitas à alta pressão efetiva;
- A equação funciona melhor com porosidade primária;
- A equação foi feita com porosidades intermediárias.

Aplicação em dados reais

Com base na equação (3.2), foi possível fazer a primeira modelagem de dados.

Foram utilizados os valores mais convencionais bibliográficos, que são os mais usados na indústria:

- $\Delta t_{fluido} = 189 \mu s/pé$
- $\Delta t_{matriz} = 55,5 \mu s/pé$
- $\rho_b = 1,0 \text{ g/cm}^3$
- $\rho_m = 2,65 \text{ g/cm}^3$
- ϕ - calibrada para compatibilizar com a matriz arenosa.

Análise de resultados

Deve-se lembrar que a equação de Wyllie et al. (1956) possui certas limitações como já foi dito anteriormente: a geologia não é isotrópica e as rochas não são 100% saturadas em água. Mas, algumas considerações, como correção de argilosidade foram feitas para a realização do estudo.

Como, infelizmente não se tem dados de perfil sônico real, não foi possível fazer uma comparação para saber qual perfil modelado foi mais efetivo.

A seguir, foram plotados os gráfico referentes aos perfis sônicos modelados de cada formação *versus* profundidade, indicando alguns intervalos litológicos conforme descritos nos perfis compostos da ANP.

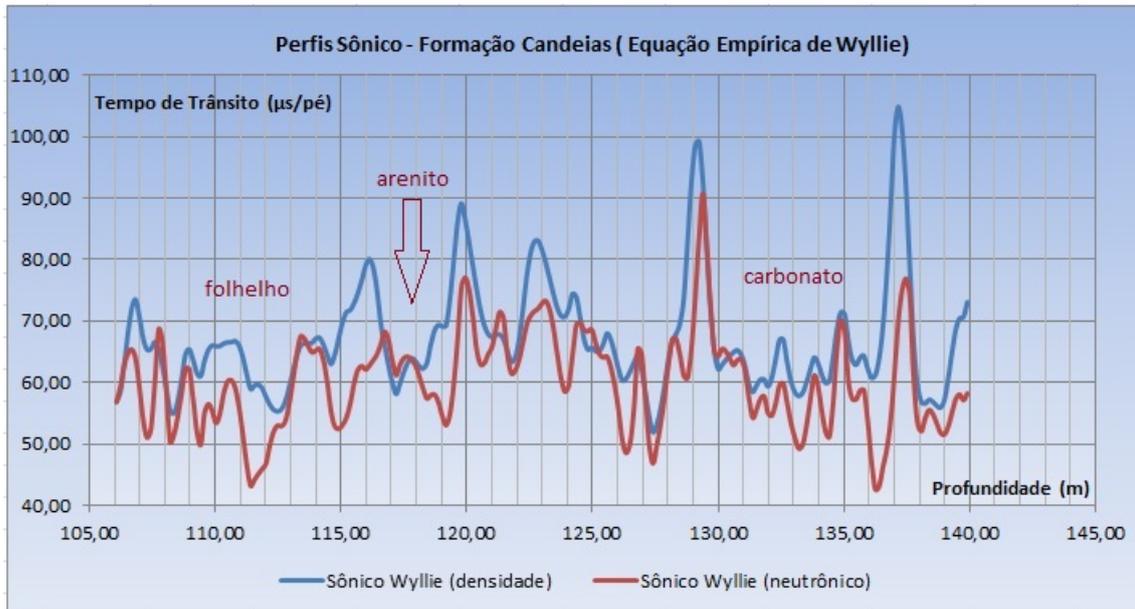


Figura 3.1: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, na formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA

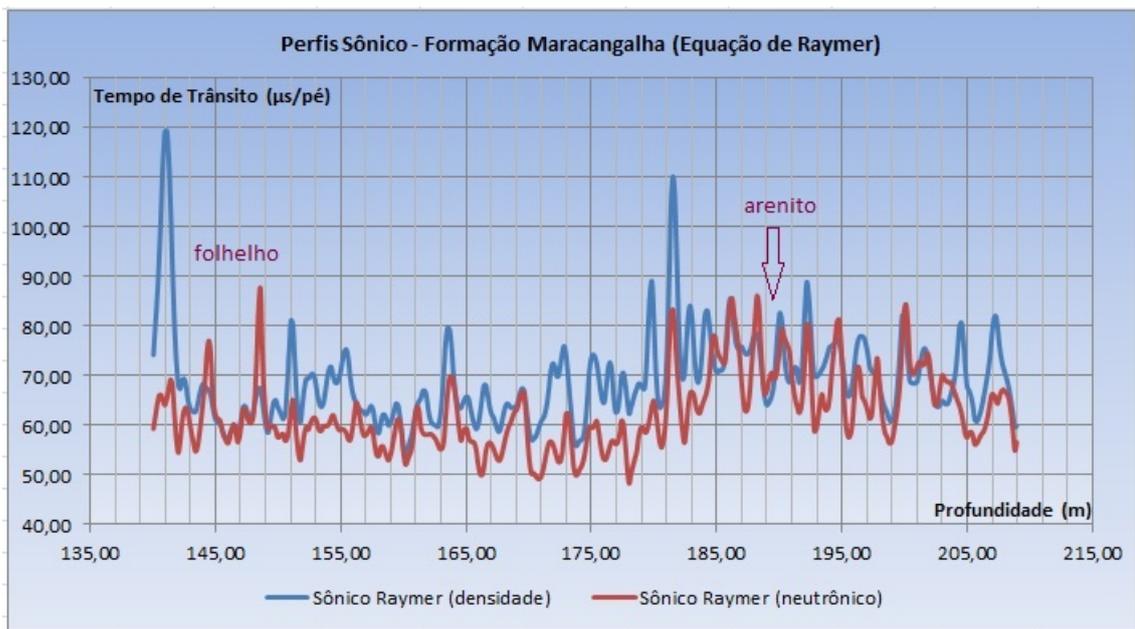


Figura 3.2: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, na formação Maracangalha

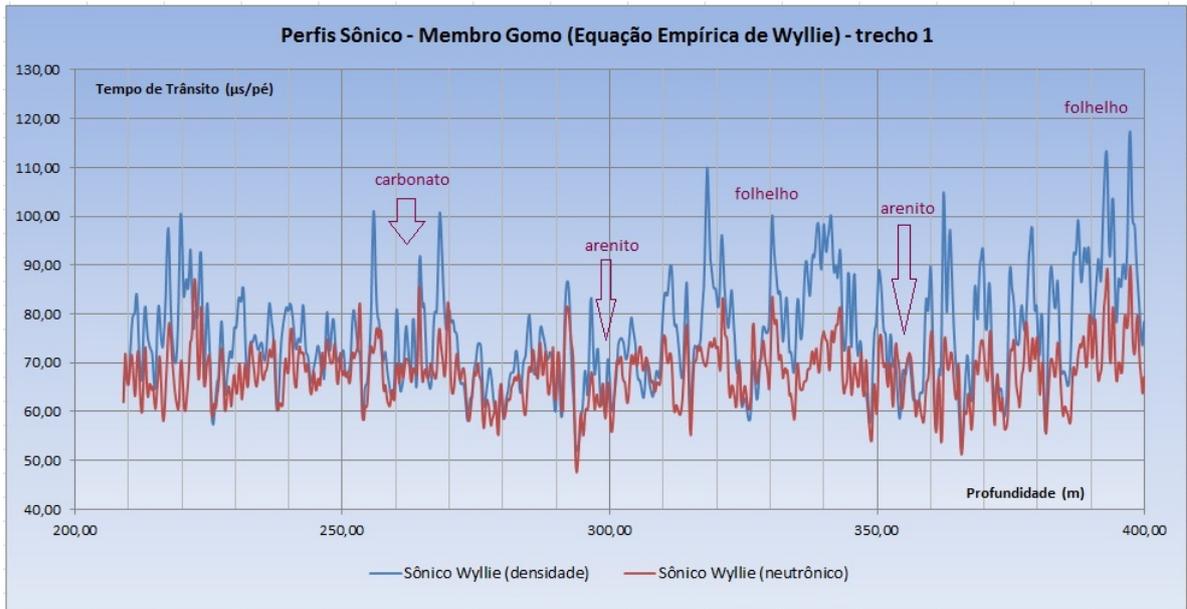


Figura 3.3: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

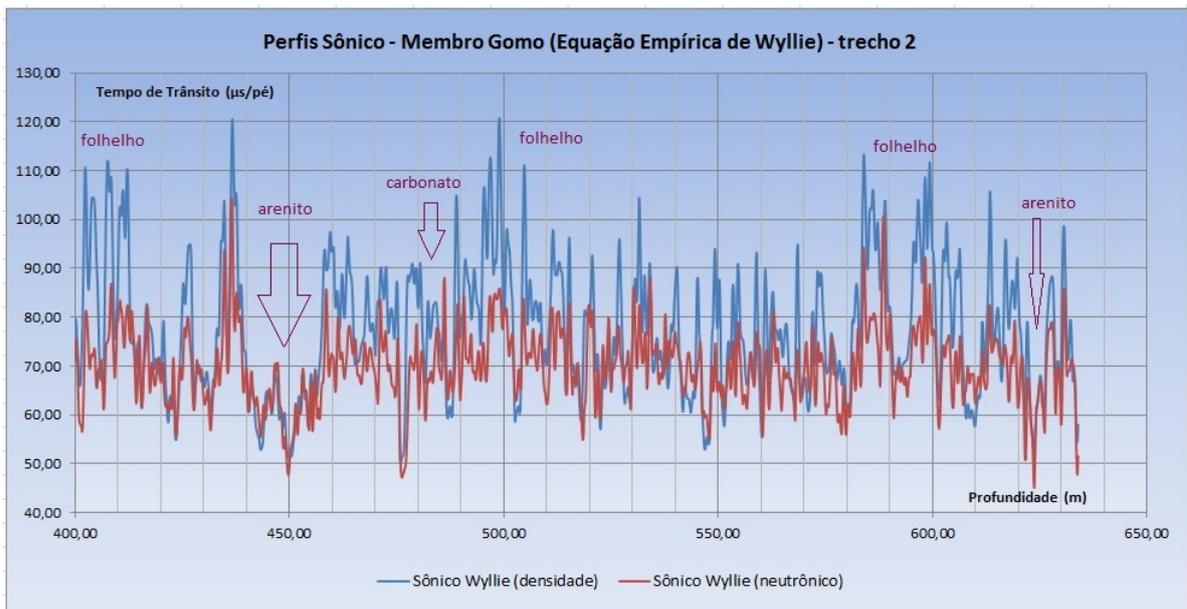


Figura 3.4: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

3.1.2 Equação de Raymer

Base Teórica

A Equação de Raymer compreende uma melhoria na equação de Wyllie, para a porosidade $\phi < 37\%$:

$$V_p = \phi \cdot V_{fluido} + (1 - \phi)^2 \cdot V_{matriz} \quad (3.3)$$

Ou ainda:

$$\Delta t = \left[\frac{\phi}{\Delta t_{fluido}} + \frac{(1 - \phi)^2}{\Delta t_{matriz}} \right]^{-1} \quad (3.4)$$

Suposições e Limitações

São as mesmas da Equação de Wyllie, porém aplicada a porosidades menores do que a definida experimentalmente (37%).

Aplicações em dados reais

Da mesma forma para a Equação de Wyllie, as equações (3.3) e (3.4) foram usadas para fazer a modelagem do perfil sônico, utilizando as mesmas considerações feitas para os valores de tempo de trânsito e densidade na Equação de Wyllie et al. (1956).

Análise do Resultado

Seguem os gráficos plotados referentes aos perfis sônicos modelados de cada formação *versus* profundidade, utilizando a Equação de Raymer.

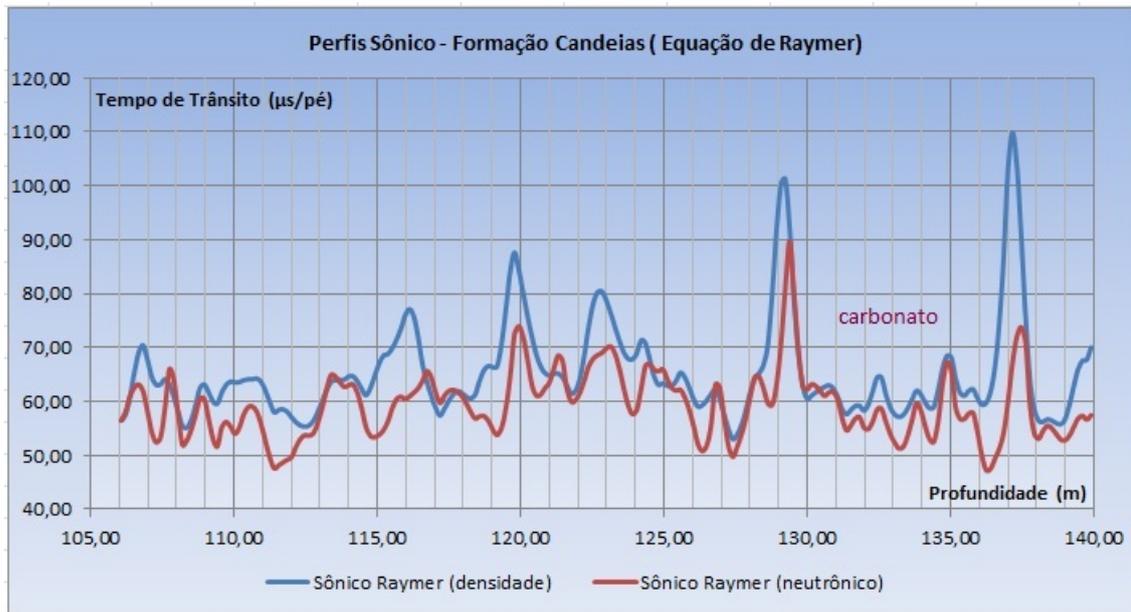


Figura 3.5: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA

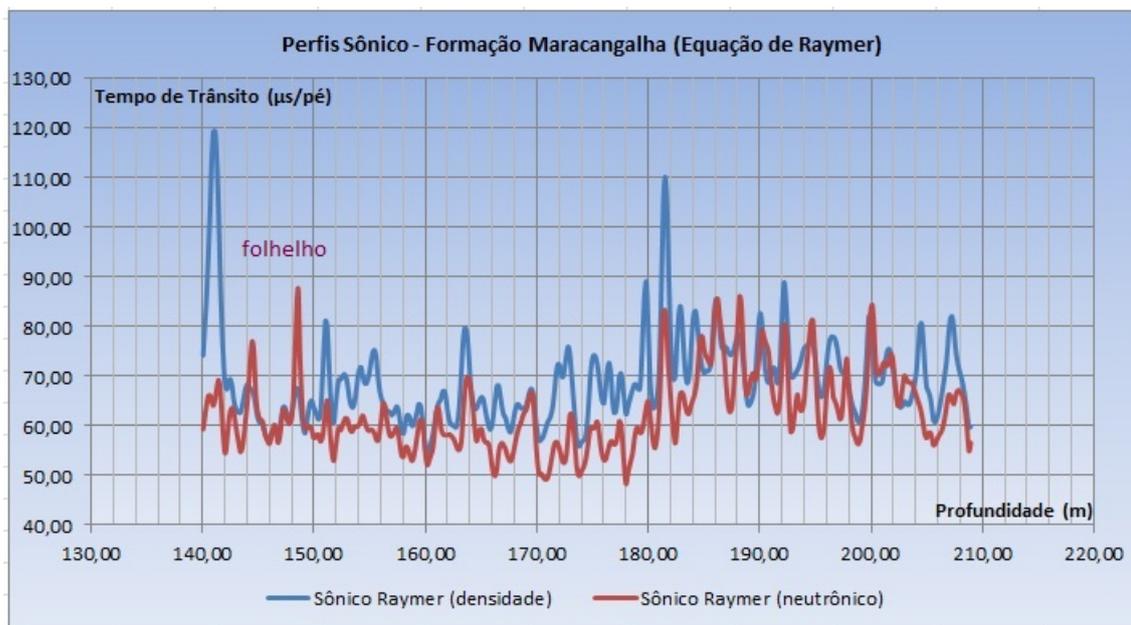


Figura 3.6: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA

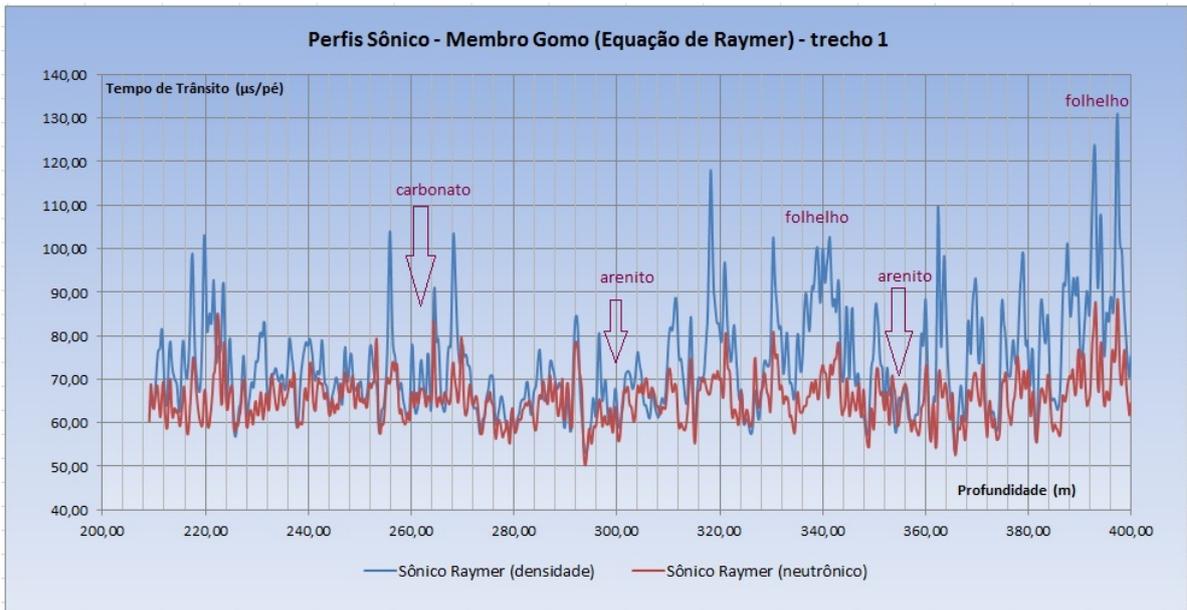


Figura 3.7: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

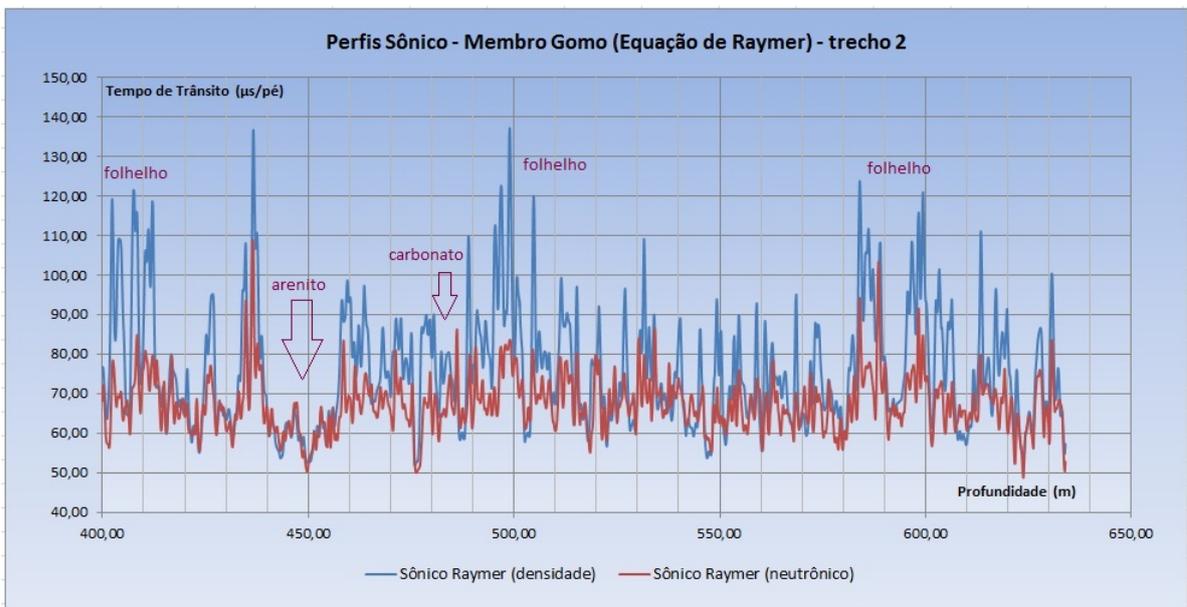


Figura 3.8: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

3.1.3 Equação de Gardner

Base Teórica

A Equação de Gardner é uma equação empírica, que relaciona a densidade com a velocidade da onda P na rocha:

$$\rho_b = 0,23 \cdot V_p^{0,25} \quad (3.5)$$

Sendo V_p dado em pés/segundo e ρ_b em g/cm^3 . Retirada do trabalho de Gardner et al. (1974), a figura 3.9 mostra que a equação se ajusta para densidades das ondas compressoriais nas rochas.

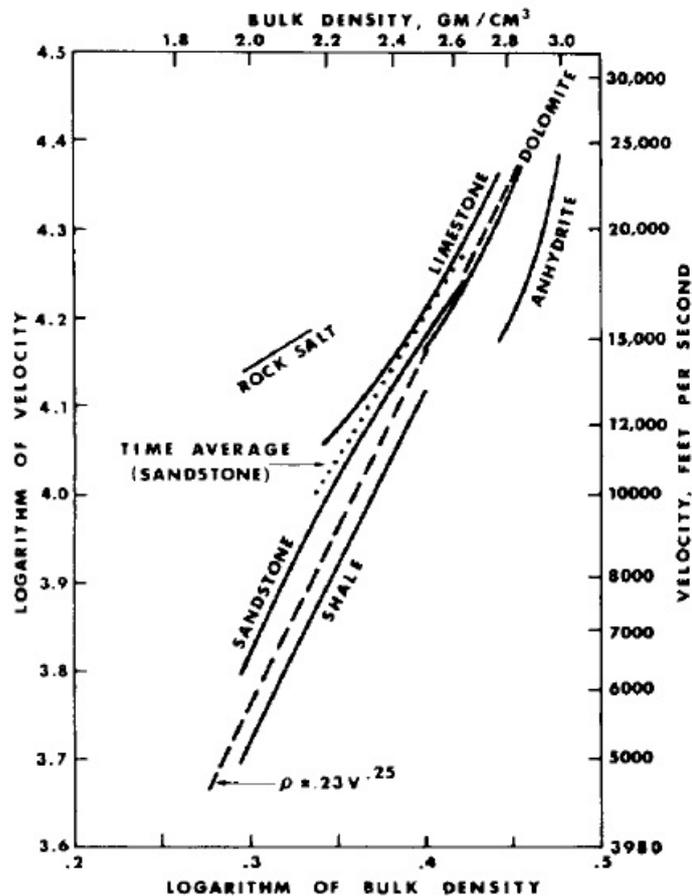


Figura 3.9: Relação densidade-velocidade empíricas em rochas de diferentes litologias. Fonte: Gardner et al. (1974)

Da equação (3.5), tem-se:

$$\Delta t = \left(\frac{0,23}{\rho_b} \right)^4 \quad (3.6)$$

Suposições e Limitações

Um problema a ser encarado é que densidade depende diretamente da porosidade do meio, e, por sua vez, pequenas alterações na porosidade vão causar grandes variações na velocidade das ondas sonoras. Mas, fatores como saturação do fluido e pressão efetiva podem ser adicionadas para melhoria da análise.

Aplicações em dados reais

A Equação de Gardner et al. (1974) é muito usada quando a densidade e a velocidade das ondas são as principais propriedades medidas.

Análise de Resultados

Seguem os gráficos plotados referentes aos perfis sônicos modelados de cada formação *versus* profundidade, utilizando a Equação de Gardner.

É possível visualizar nos gráficos a seguir que a escala está exagerada. Isso aconteceu pois, em certas regiões, a densidade é bem mais baixa, devido ao efeito de desmoronamento.

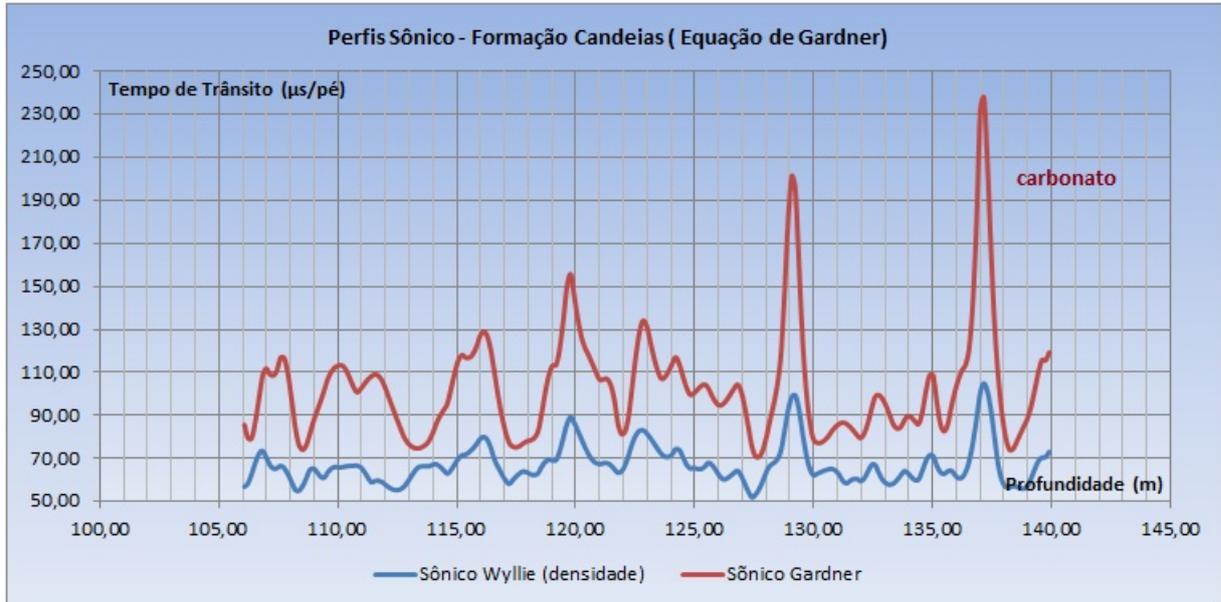


Figura 3.10: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA

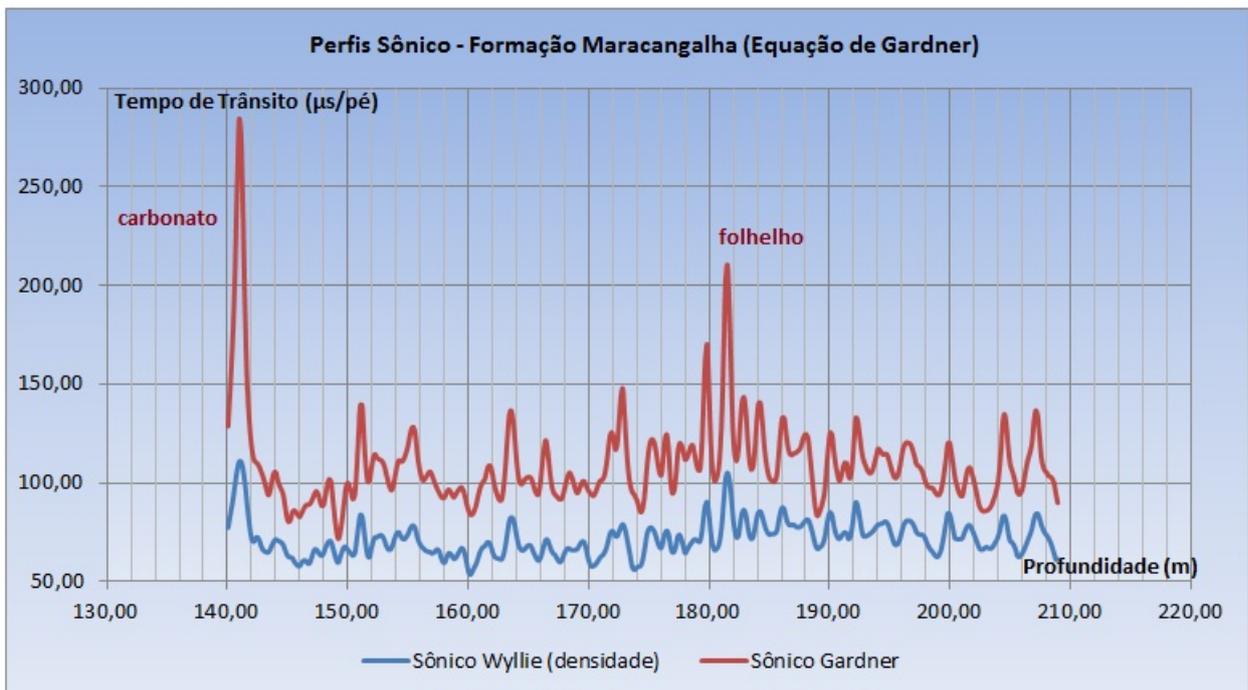


Figura 3.11: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA

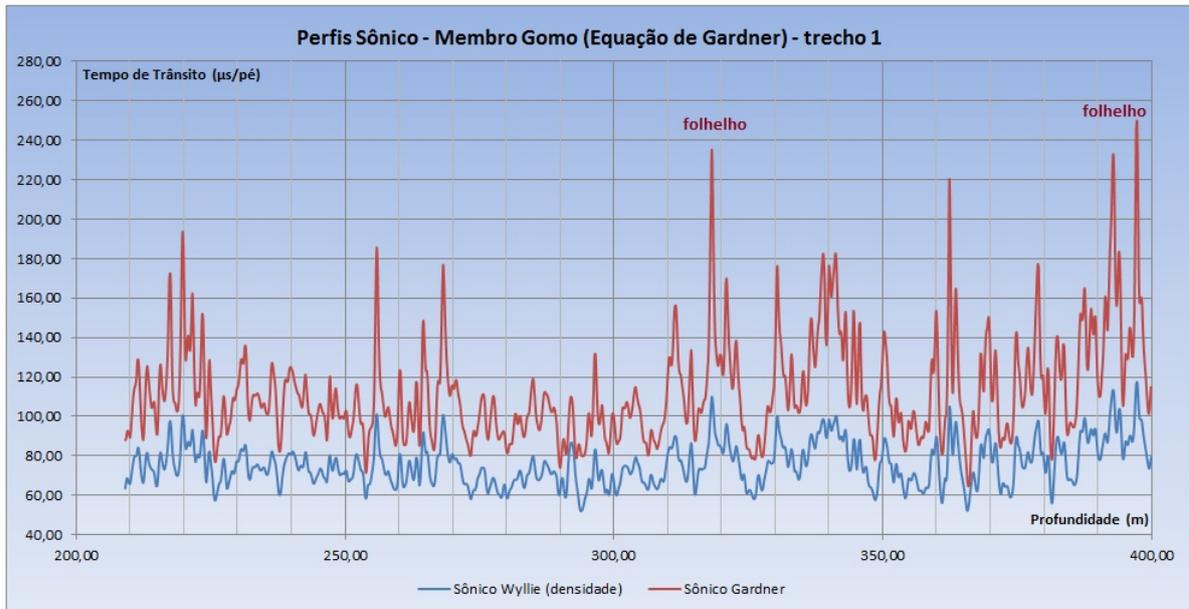


Figura 3.12: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

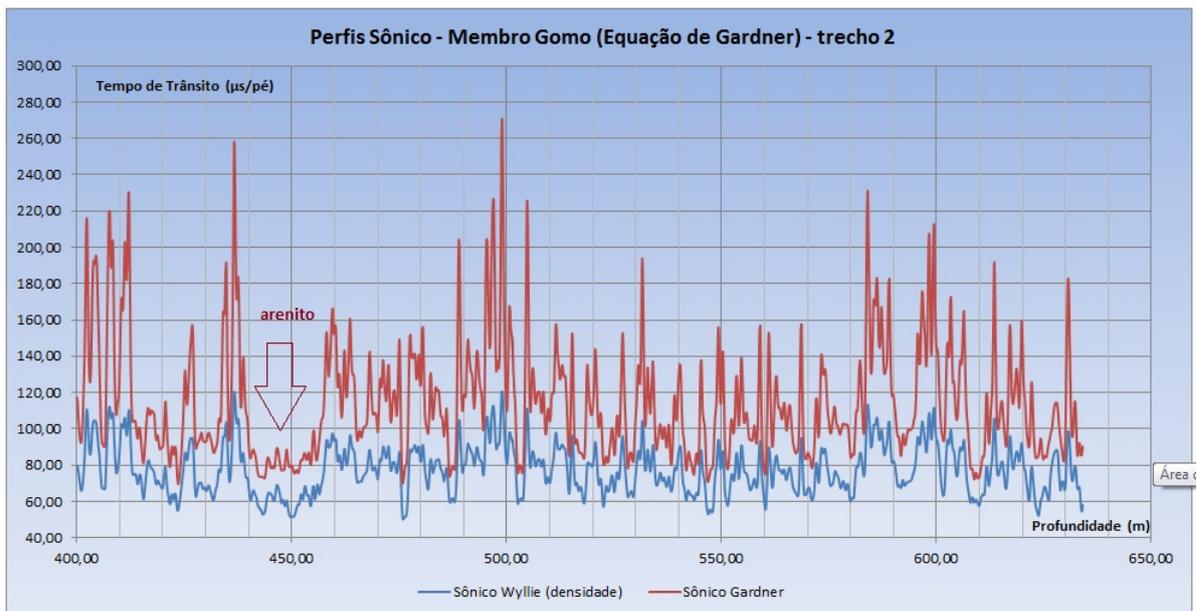


Figura 3.13: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

3.1.4 Equação de Smits

Base Teórica

A Equação de Smits (1968) relaciona o tempo de trânsito da onda, com a condutividade/resistividade para arenitos argilosos saturados em água:

$$\Delta t = 91R_t^{-0,15} \quad (3.7)$$

Sendo R_t a resistividade da formação.

Suposições e Limitações

A equação possivelmente não se ajustará aos dados do campo de Quiambina pois os dados de Smits são específicos do seu artigo

Aplicação em dados reais

Utilizando os valores do perfil ILD, é possível encontrar valores de tempo de trânsito, por substituição direta na equação (3.7).

Análise de Resultados

Seguem os gráficos plotados referentes aos perfis sônicos modelados de cada formação *versus* profundidade, utilizando a Equação de Smits.

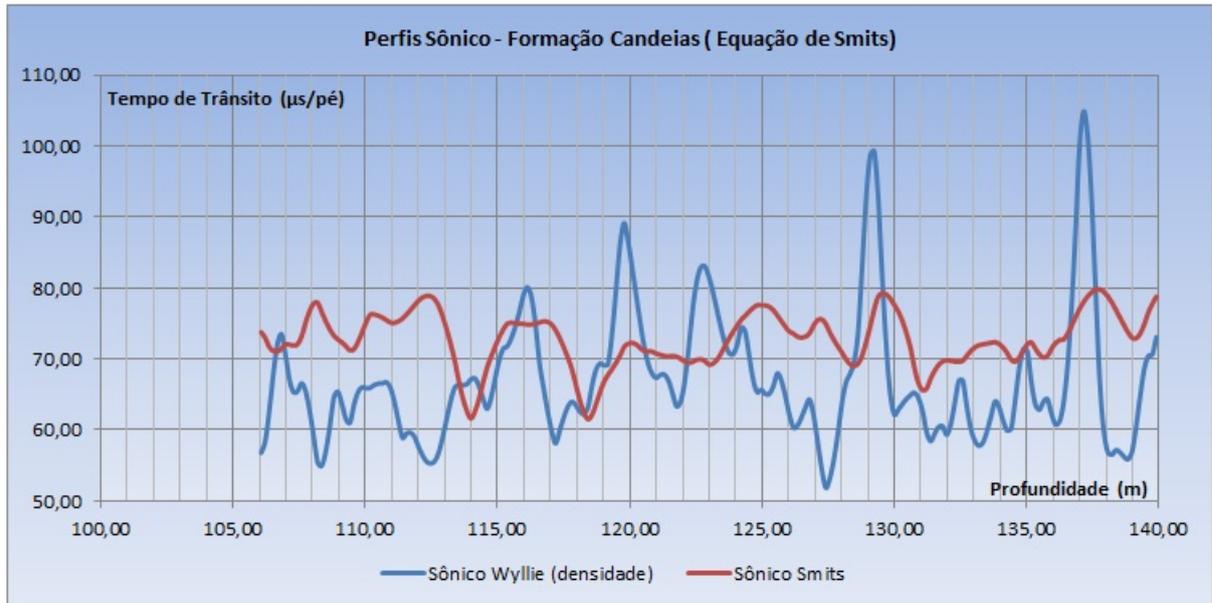


Figura 3.14: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Candeias, poço 1-QB-4A-BA

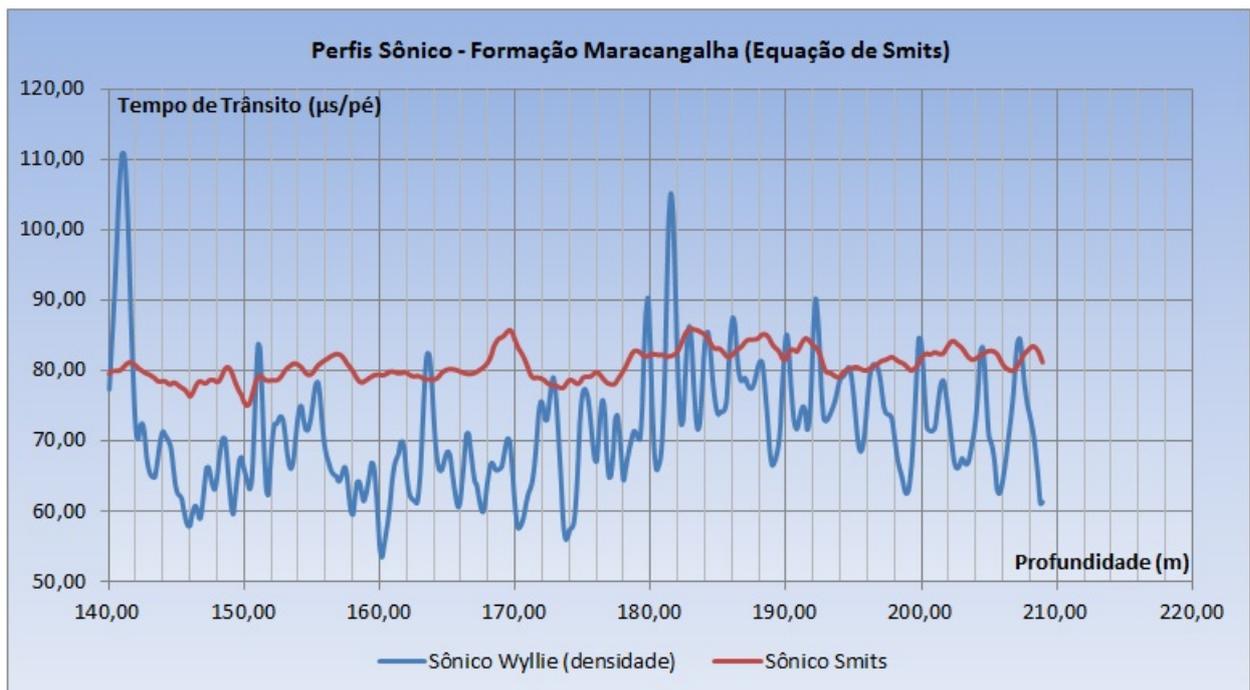


Figura 3.15: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade, Formação Maracangalha, poço 1-QB-4A-BA

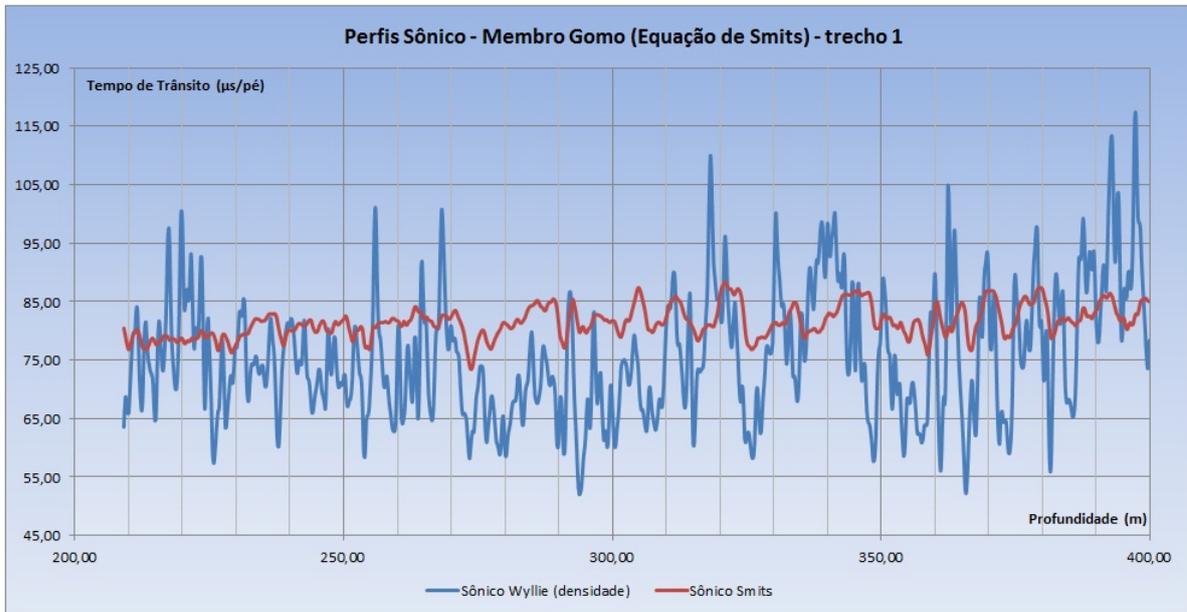


Figura 3.16: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (200 a 400m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

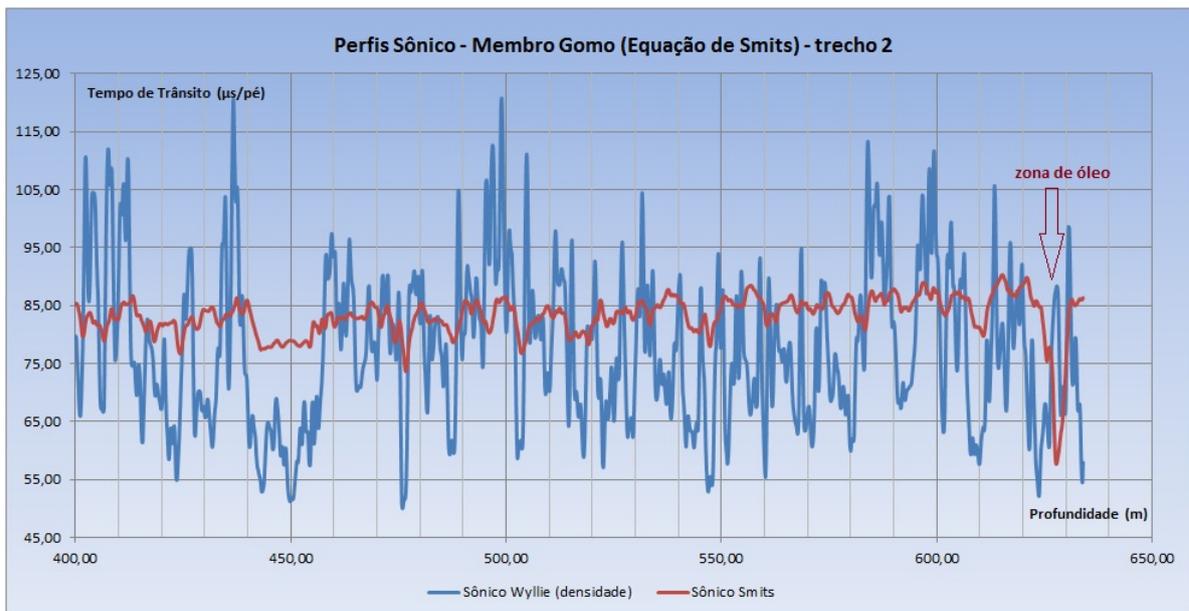


Figura 3.17: Relação entre perfil sônico gerado pelo valores de RHOB e NPHI e profundidade (400 a 633m), no Membro Gomo, poço 1-QB-4A-BA

3.2 Modelagem Baseada em Análise Estatística

Como não dispomos de dados de perfil sônico real em nenhum dos poços do campo Quiambina, utilizamos neste trabalho o perfil sônico gerado pela Equação de Wyllie, a partir dos valores do perfil de densidade (RHOB). Procedimento parecido com o proposto por Bucheb e Rodrigues (1997) será utilizado:

1. Definição dos limites da regressão
2. Treinamento e validação do modelo de regressão
3. Aplicação do método
4. Teste estatísticos e Análise dos Resultados

De posse dos dados, utilizou-se o pacote estatístico SPSS[®] para efetuar o procedimento de regressão, gerando as "curvas sintéticas".

3.2.1 Definição dos Limites da Regressão

Utilizamos os dados proveniente do poço 1-QB-4A-BA para fazer a modelagem a partir de um modelo de regressão e utilização de parâmetros estatísticos.

Primeiramente, os limites de regressão, que são as faixas de profundidades do perfil foram escolhidos, com as formações separadas segundo indicado na página 9 deste trabalho, tendo como objetivo encontrar as relações específicas para cada formação presente no poço de referência.

Outra importante etapa, segundo Santos (2010), é a seleção de variáveis que possam ser importantes, ou seja, as que exibam algum relacionamento com o perfil sônico.

Assim, foram criados gráficos relacionando o perfil sônico com outros perfis. Neste momento, os dados não foram divididos nos intervalos indicados anteriormente com o objetivo de verificar a relação dominante entre os dados.

As figuras 3.18 e 3.19 permitem concluir que:

- A profundidade e o perfil sônico mostram que não possuem uma tendência a agrupamento ou seguir uma curva. Logo, os pontos não podem ser extrapolados para intervalos fora da faixa, pois a expressão só vale para faixas de profundidade específicas.
- A relação entre o perfil sônico e o perfil de raios gama apresenta certa tendência dispersiva. Também é visível que altos valores do perfil sônico estão relacionados a regiões de maior valor de radioatividade e com tendências a desmoronamentos.
- O perfil sônico e o perfil de indução profunda mostram uma tendência que se aproxima de uma potência decrescente.
- A relação entre o perfil sônico e o perfil neutrônico apresentou medidas com uma certa tendência linear, porém, ainda dispersiva.
- A relação entre o perfil sônico e o de densidade foi muito boa, com pontos dispostos em torno de uma linha reta.

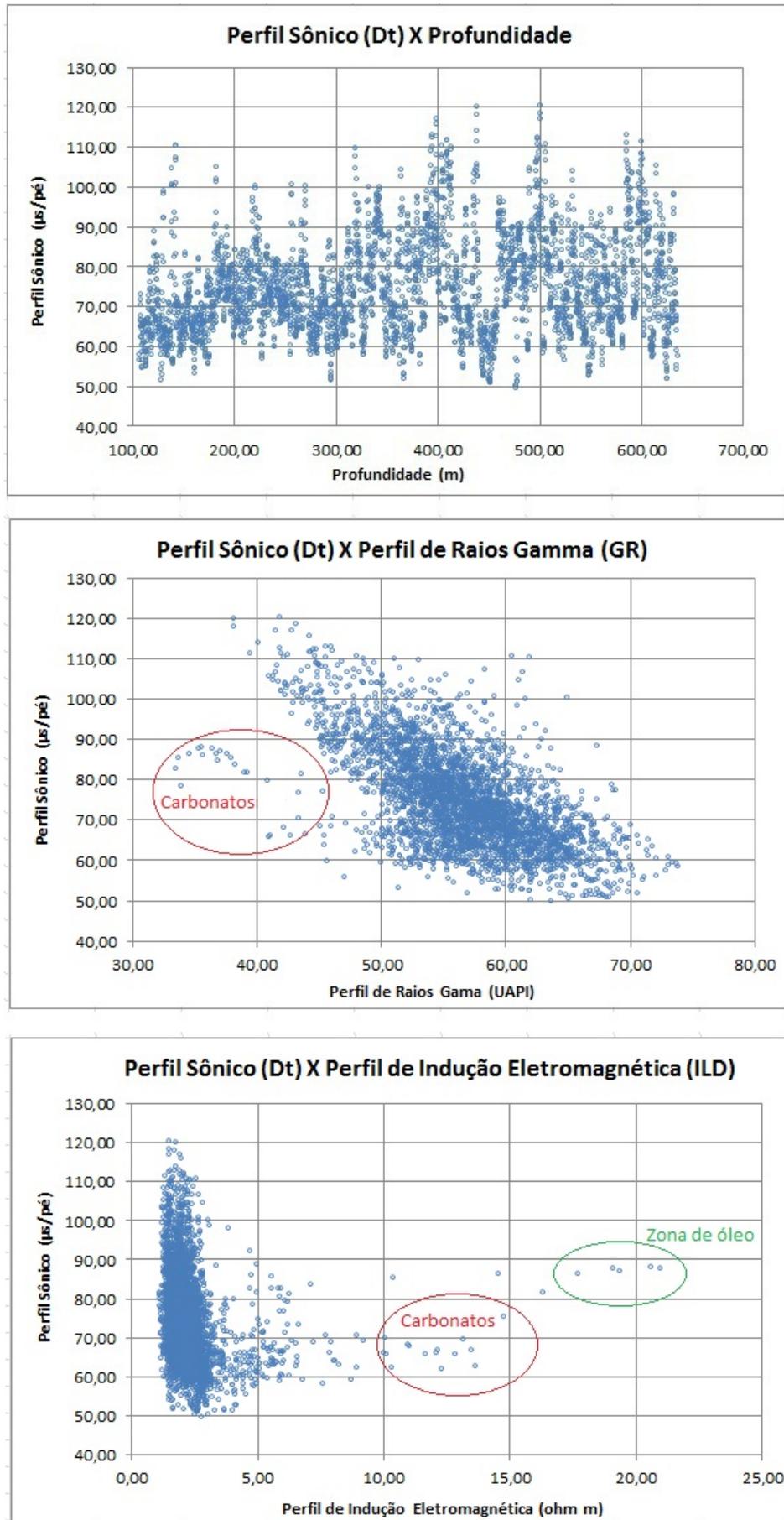


Figura 3.18: Relação entre perfil sônico real e a profundidade e os perfis de raios gama e indução eletromagnética, poço 1-QB-4A-BA

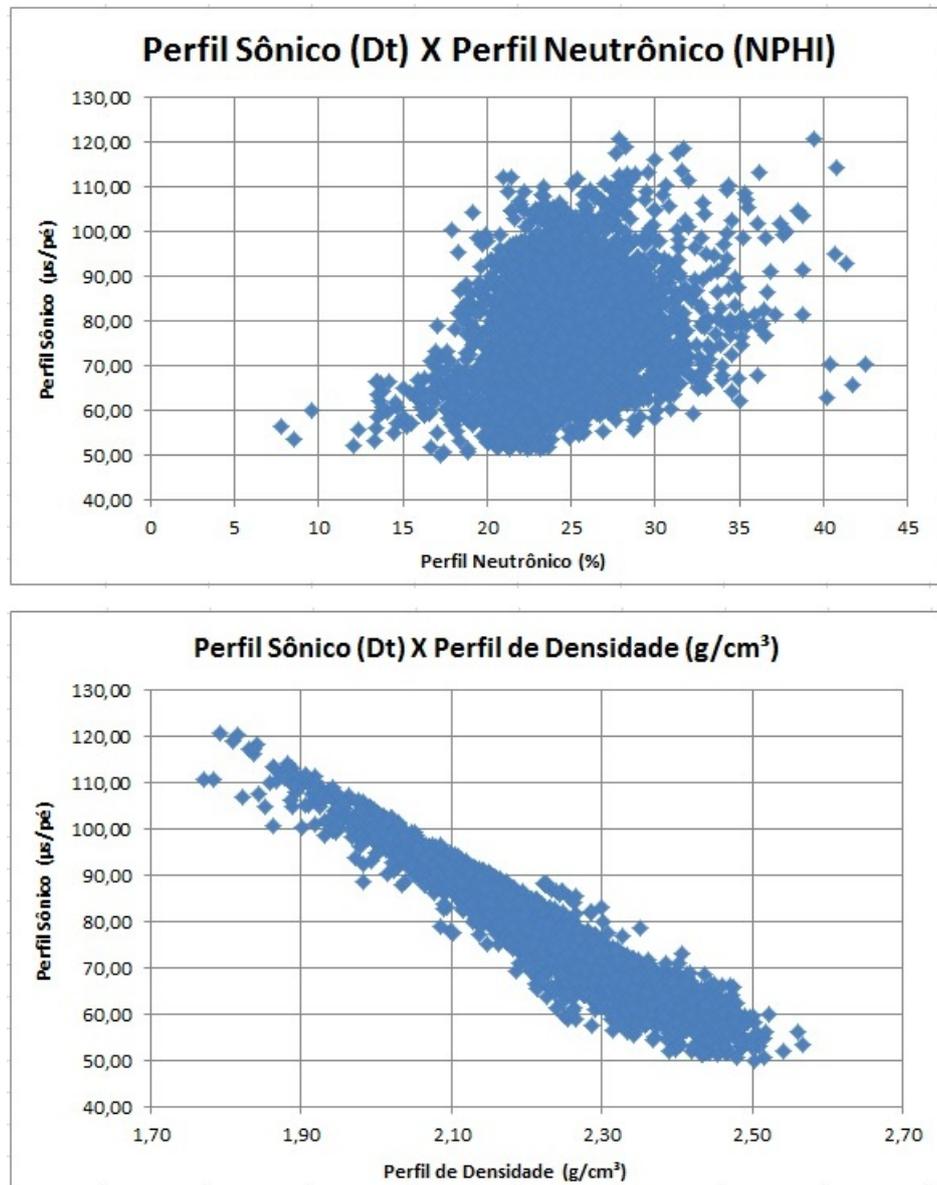


Figura 3.19: Relação entre perfil sônico Wyllie e a profundidade e os perfis neutrônico e de densidade, poço 1-QB-4A-BA

3.2.2 Treinamento e Validação do Modelo de Regressão

Aqui, será escolhido o grupo de variáveis para se efetuar a regressão, bem como o tipo de regressão e o método de validação das respostas obtidas.

As curvas usadas para o modelamento foram:

- Para o poço 1-QB-5-BA: GR, ILD, RHOB e NPHI
- Para o poço 1-QB-6-BA: GR, ILD e RHOB

Esses perfis foram utilizados como variáveis independentes para efeito do cálculo do perfil sônico. Assim, define-se:

- X como variável independente, caso univariável;
- X_1, X_2, \dots, X_n variáveis independentes, caso multivariável;
- Y como variável dependente, que corresponde ao perfil sônico.

Modelo Linear Univariável

Neste modelo, a relação entre as variáveis é dada por:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X \quad (3.8)$$

Essa equação é conhecida como a equação de uma reta de coeficiente angular α_1 e coeficiente linear α_0 .

Modelo Linear Multivariável

Neste caso, a regressão é dada por:

$$Y = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_2 + \alpha_3 \cdot X_3 + \dots + \alpha_n \cdot X_n \quad (3.9)$$

Aqui, os coeficientes $[\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n]$, transcendem à interpretação geométrica básica, mas continuam parâmetros da regressão.

O Modelo Não-Linear Univariável

Este modelo é dado pela equação que se segue:

$$Y = \alpha_0 \cdot X^{\alpha_1} \quad (3.10)$$

A linearização da equação acima ocorre da seguinte maneira:

$$\log Y = \log(\alpha_0 \cdot X^{\alpha_1}) = \log \alpha_0 + \alpha_1 \cdot \log X \quad (3.11)$$

Modelo Não-Linear Multivariável

Este modelo segue a relação definida pela equação abaixo:

$$Y = \alpha_0 \cdot X_1^{\alpha_1} \cdot \dots \cdot X_n^{\alpha_n} \quad (3.12)$$

A linearização da equação (3.12) se dá da seguinte forma:

$$\log Y = \log(\alpha_0 \cdot X_1^{\alpha_1} \cdot \dots \cdot X_n^{\alpha_n}) = \log \alpha_0 + \alpha_1 \cdot \log X_1 + \dots + \alpha_n \cdot \log X_n \quad (3.13)$$

Método de Ajuste - O Método dos Mínimos Quadrados (MMQ)

Este método foi utilizado para se obter o ajuste da regressão. O MMQ é um dos métodos que resultam nas melhores estimativas de uma variável, quando calculada a partir de outras variáveis, segundo Bucheb e Rodrigues (1997) *apud* SSI (1997).

A equação que minimizar os erros quadrados das diferenças entre os valores estimados, será a melhor equação ajustada para o modelamento do sônico.

3.2.3 Aplicação do Método

As equações para modelagem, seguindo a teoria descrita, ficaram da seguinte forma:

- Modelagem linear univariável

$$\Delta t = \alpha_0 + \alpha_1 X \quad (3.14)$$

- Modelagem linear multivariável

$$\Delta t = \alpha_0 + \alpha_1 \cdot X_1 + \alpha_2 \cdot X_2 + \alpha_3 \cdot X_3 + \dots + \alpha_n \cdot X_n \quad (3.15)$$

- Modelagem não-linear univariável

$$\Delta t = \alpha_0 \cdot X^{\alpha_1} \quad (3.16)$$

- Modelagem não-linear multivariável

$$\Delta t = \alpha_0 \cdot X_1^{\alpha_1} \cdot \dots \cdot X_n^{\alpha_n} \quad (3.17)$$

A partir dos softwares estatísticos, foram obtidos os resultados que seguem.

Formação Candeias

$$\Delta t_{univ,lin} = 76,613 - 0,153 \cdot GR \rightarrow (R^2 = 0,012) \quad (3.18)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 105,439 \cdot GR^{-0,112} \rightarrow (R^2 = 0,009) \quad (3.19)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 68,139 - 0,21 \cdot ILD \rightarrow (R^2 = 0,002) \quad (3.20)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 67,298 \cdot ILD^{-0,007} \rightarrow (R^2 = 4,138 \cdot 10^{-4}) \quad (3.21)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 9,566 + 0,719 \cdot NPFI \rightarrow (R^2 = 0,221) \quad (3.22)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 32,137 \cdot NPFI^{-0,230} \rightarrow (R^2 = 0,217) \quad (3.23)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 216,325 - 64,845 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,735) \quad (3.24)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 349,945 \cdot RHOB^{-1,996} \rightarrow (R^2 = 0,734) \quad (3.25)$$

$$\Delta t_{mult,lin} = 304,998 - 0,795 \cdot GR - 0,008 \cdot ILD + 0,007 \cdot NPFI - 82,041 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,992) \quad (3.26)$$

$$\Delta t_{mult,n-lin} = 5272,299 \cdot GR^{-0,637} \cdot ILD^{0,021} \cdot NPFI^{0,057} \cdot RHOB^{-2,354} \rightarrow (R^2 = 0,734) \quad (3.27)$$

$$\Delta t_{mult,lin} = 305,493 - 0,793 \cdot GR - 0,010 \cdot ILD - 82,232 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,992) \quad (3.28)$$

$$\Delta t_{mult,n-lin} = 5754,399 \cdot GR^{-0,584} \cdot ILD^{0,017} \cdot RHOB^{-2,500} \rightarrow (R^2 = 0,968) \quad (3.29)$$

Formação Maracangalha

$$\Delta t_{univ,lin} = 124 - 0,874 \cdot GR \rightarrow (R^2 = 0,227) \quad (3.30)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 1303,167 \cdot GR^{-0,708} \rightarrow (R^2 = 0,238) \quad (3.31)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 87,880 - 7,250 \cdot ILD \rightarrow (R^2 = 0,104) \quad (3.32)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 84,528 \cdot ILD^{-0,219} \rightarrow (R^2 = 0,109) \quad (3.33)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 43,986 + 1,061 \cdot NPFI \rightarrow (R^2 = 0,204) \quad (3.34)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 20,559 \cdot NPFI^{0,382} \rightarrow (R^2 = 0,212) \quad (3.35)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 261,436 - 84,017 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,735) \quad (3.36)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 494,311 \cdot RHOB^{-2,381} \rightarrow (R^2 = 0,786) \quad (3.37)$$

$$\Delta t_{mult,lin} = 302,102 - 0,771 \cdot GR + 0,095 \cdot ILD + 0,009 \cdot NPFI - 81,427 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,998) \quad (3.38)$$

$$\Delta t_{mult,n-lin} = 5248,075 \cdot GR^{-0,617} \cdot ILD^{-0,012} \cdot NPFI^{0,026} \cdot RHOB^{-2,268} \rightarrow (R^2 = 0,976) \quad (3.39)$$

Membro Gomo

$$\Delta t_{univ,lin} = 168,531 - 1,664 \cdot GR \rightarrow (R^2 = 0,465) \quad (3.40)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 6501,297 \cdot GR^{-1,111} \rightarrow (R^2 = 0,446) \quad (3.41)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 79,723 - 1,483 \cdot ILD \rightarrow (R^2 = 0,017) \quad (3.42)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 84,140 \cdot ILD^{-0,159} \rightarrow (R^2 = 0,079) \quad (3.43)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 45,127 + 1,295 \cdot NPFI \rightarrow (R^2 = 0,112) \quad (3.44)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 20,654 \cdot NPFI^{0,408} \rightarrow (R^2 = 0,115) \quad (3.45)$$

$$\Delta t_{univ,lin} = 286,307 - 93,260 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,949) \quad (3.46)$$

$$\Delta t_{univ,n-lin} = 626,614 \cdot RHOB^{-2,615} \rightarrow (R^2 = 0,929) \quad (3.47)$$

$$\Delta t_{mult,lin} = 293,106 - 0,634 \cdot GR - 0,104 \cdot ILD + 0,001 \cdot NPFI - 80,625 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,999) \quad (3.48)$$

$$\Delta t_{mult,n-lin} = 2317,395 \cdot GR^{-0,418} \cdot ILD^{-0,012} \cdot NPFI^{0,022} \cdot RHOB^{-2,237} \rightarrow (R^2 = 0,975) \quad (3.49)$$

Os gráficos referentes as variáveis de predição com o perfil sônico Wyllie (por densidade) e modelado estão presentes a seguir.

Observa-se que os coeficiente de determinação para os modelos multivariáveis apresentaram valores representativos nas três áreas.

Para a formação Candeias

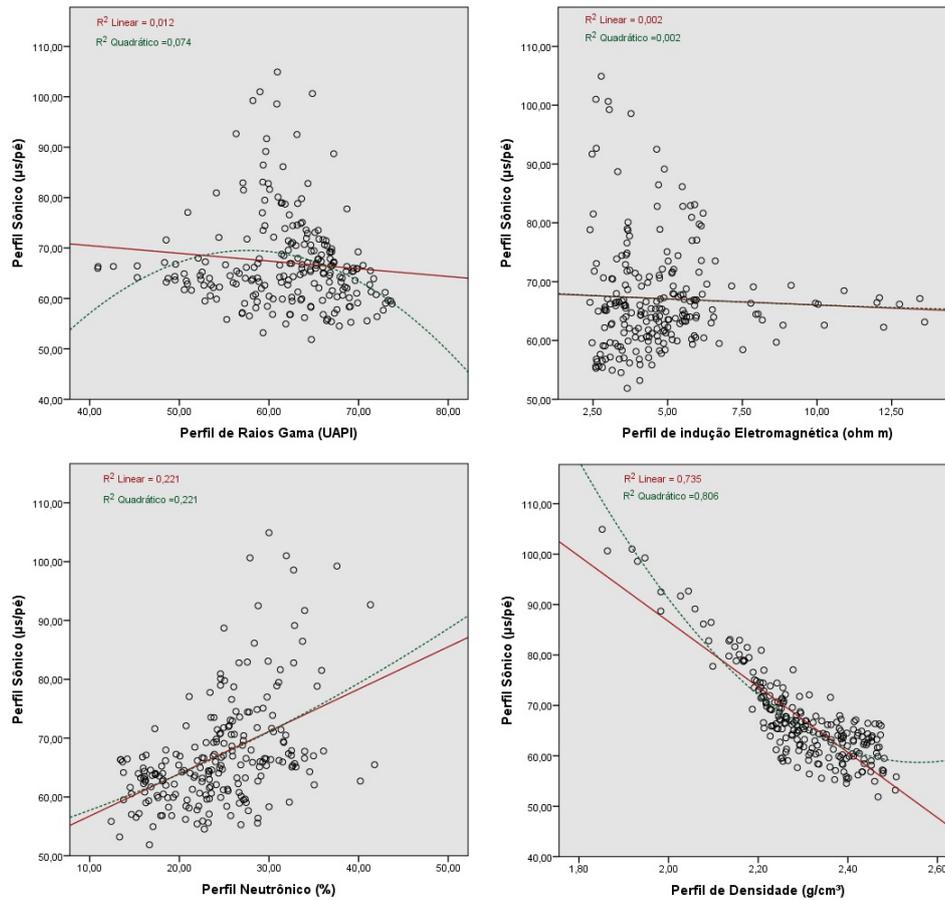


Figura 3.20: Gráficos dos modelos univariáveis lineares.

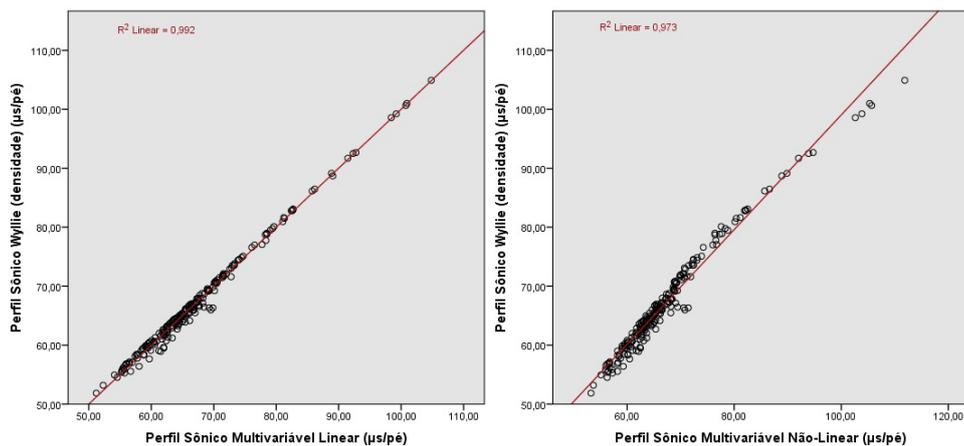


Figura 3.21: Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear *versus* perfil sônico Wyllie (densidade).

Para a formação Maracangalha

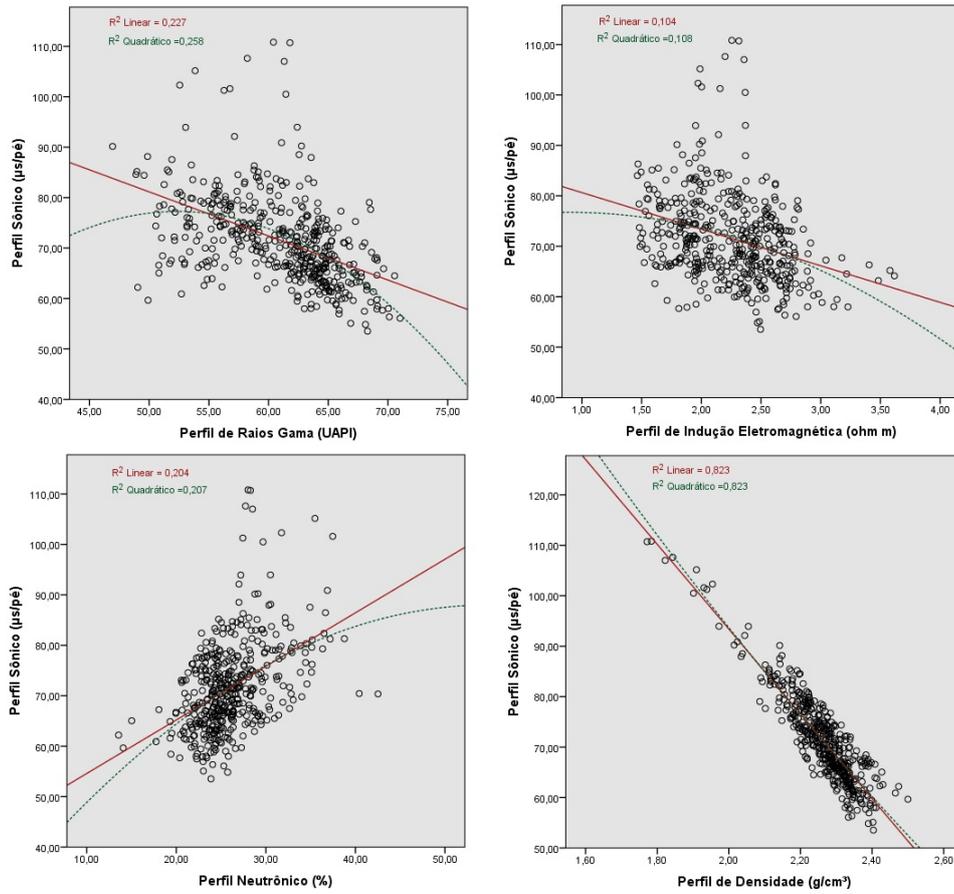


Figura 3.22: Gráficos dos modelos univariáveis lineares.

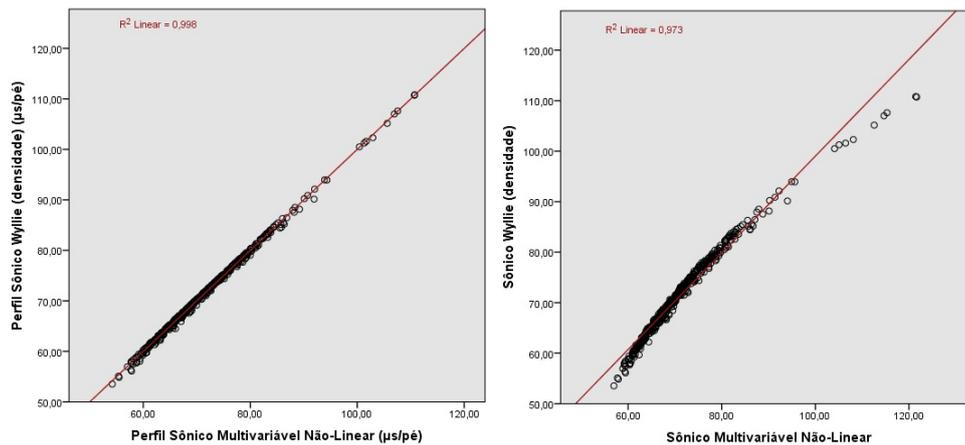


Figura 3.23: Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear *versus* perfil sônico Wylie (densidade).

Para O Membro Gomo

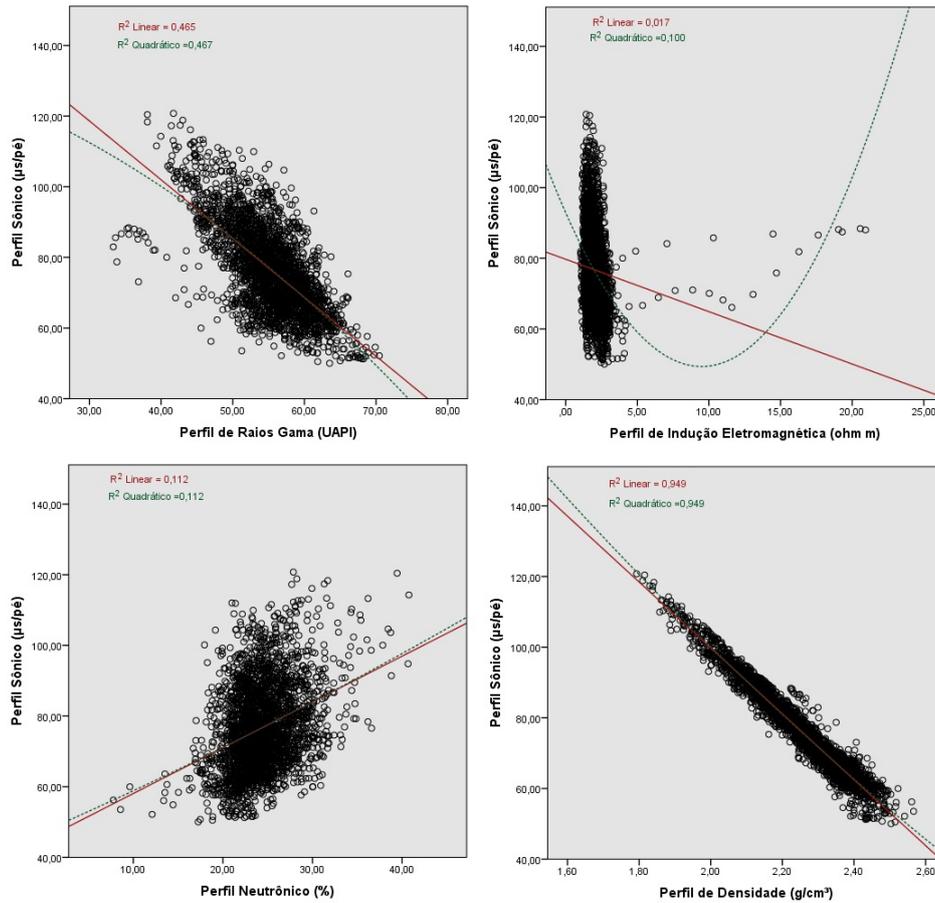


Figura 3.24: Gráficos dos modelos univariáveis lineares.

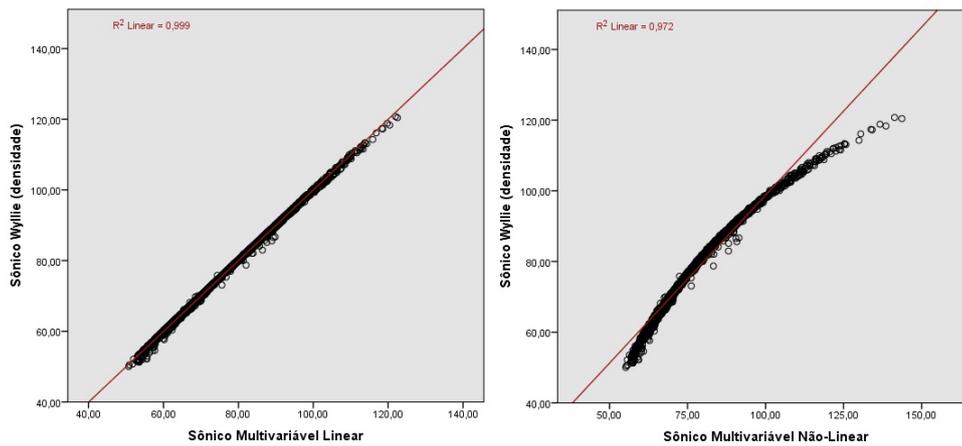


Figura 3.25: Gráficos dos modelos multivariáveis linear e não-linear *versus* perfil sônico Wyllie (densidade).

É possível verificar que nos gráficos relacionando o perfil sônico Wyllie e o perfil sônico modelados por regressão multivariável não-linear, para as três formações, existem pontos que se afastam da reta de ajuste. Essa ocorrência se deve provavelmente devido a efeito dos carbonatos existentes.

3.2.4 Testes e Análise dos Resultados

A confiabilidade das curvas geradas pelo Método dos Mínimos Quadrados pode se efetuada analisando o coeficiente de determinação (R^2) que acompanha a curva.

Os coeficientes de Correlação e de Determinação

A medida da excelência do ajuste de um determinado dado é representado pelo coeficiente de correlação (R), que mede o grau e o sentido da relação linear entre as variáveis.

Para um ponto (x_i, y_i) qualquer, a diferença entre o valor observado e o valor médio (\bar{y}) é:

$$y_i - \bar{y} \quad (3.50)$$

Podendo ser reescrita em termos do valor estimado pelo modelo na observação i , \hat{y}_i :

$$y_i - \bar{y} = (y_i - \hat{y}_i) + (\hat{y}_i - \bar{y}) \quad (3.51)$$

Agora, consideramos os valores quadráticos para garantir que os valores sejam sempre positivos:

$$SQ_{tot} = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad (3.52)$$

$$SQ_{exp} = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2 \quad (3.53)$$

$$SQ_{res} = \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2 \quad (3.54)$$

Sendo:

- SQ_{tot} : a soma dos quadrados totais - variação da variável resposta;
- SQ_{exp} : a soma dos quadrados explicada - variação da variável resposta que é explicada pelo modelo;

- SQ_{res} : a soma dos quadrados dos resíduos - variação da variável resposta que não é explicada no modelo.

Sendo assim, temos:

$$SQ_{tot} = SQ_{exp} + SQ_{res} \quad (3.55)$$

O coeficiente de determinação é definido da seguinte maneira:

$$R^2 = \frac{SQ_{exp}}{SQ_{tot}} = \frac{SQ_{tot} - SQ_{res}}{SQ_{tot}} = 1 - \frac{SQ_{res}}{SQ_{tot}} \quad (3.56)$$

Considerações:

- Coeficiente de determinação é adimensional, e varia de 0 a 1;
- Mais explicativo é o modelo quando o R^2 está próximo de 1;
- Mais confiável é a predição feita pelo modelo que apresente a menor soma dos quadrados dos resíduos;
- O coeficiente de determinação representa a porcentagem dos dados que é mais próxima à curva de melhor ajuste;
- O coeficiente de determinação mostra o quanto melhor é a equação de regressão em detrimento da média aritmética para predição de y .

Bucheb e Rodrigues (1997) consideram que valores acima de 0,36 de R^2 são considerados satisfatórios para geração de curvas sintéticas.

Os resultados obtidos

Primeiramente neste trabalho foi executado o modelamento do perfil sônico segundo equações empíricas, utilizando os dados disponíveis do poço 1-QB-4A-BA. É importante informar que nenhum dos poços do campos de Quiambina possui dados de perfil sônico real. Sendo assim, utilizou-se o perfil sônico modelado com a equação de Wyllie a partir do perfil de densidade, para executar a segunda parte deste trabalho.

Na segunda parte deste trabalho, modelou-se o perfil sônico gerado, e, analisando os coeficientes de determinação dos modelos, é possível dizer que:

- A relação entre o perfil sônico e o perfil de raios gama não possuiu bons valores de R^2 , apresentando um padrão dispersivo. Na formação Maracangalha a relação entre esses dois perfis melhora, mas ainda assim apresenta um padrão dispersivo.

- A relação entre o perfil sônico e o perfil de indução eletromagnética também é dispersiva, com valores de R^2 variando de 0,002 a 0,104.
- A relação entre o perfil sônico e o perfil neutrônico também não apresentou valores confiáveis para o modelamento, apresentando valores de R^2 variando de 0,112 a 0,221.
- A relação entre o perfil de densidade e o perfil neutrônico, apresentou valores muito bons de R^2 , o que traduz uma boa confiabilidade no processo de modelagem, atingindo valores variando de 0,735 a 0,949.
- Os modelos multivariáveis lineares ou não-lineares apresentaram valores de $R^2 > 0,970$, significando uma alta correlação entre o modelo e o perfil sônico Wyllie (densidade).

A seguir, a figura 3.26 mostra os perfis sônicos modelados com maiores valores de R^2 em função da profundidade, evidenciando também a semelhança entre eles. Vale lembrar que essa figura representa apenas a formação Candeias, tomada como exemplo.

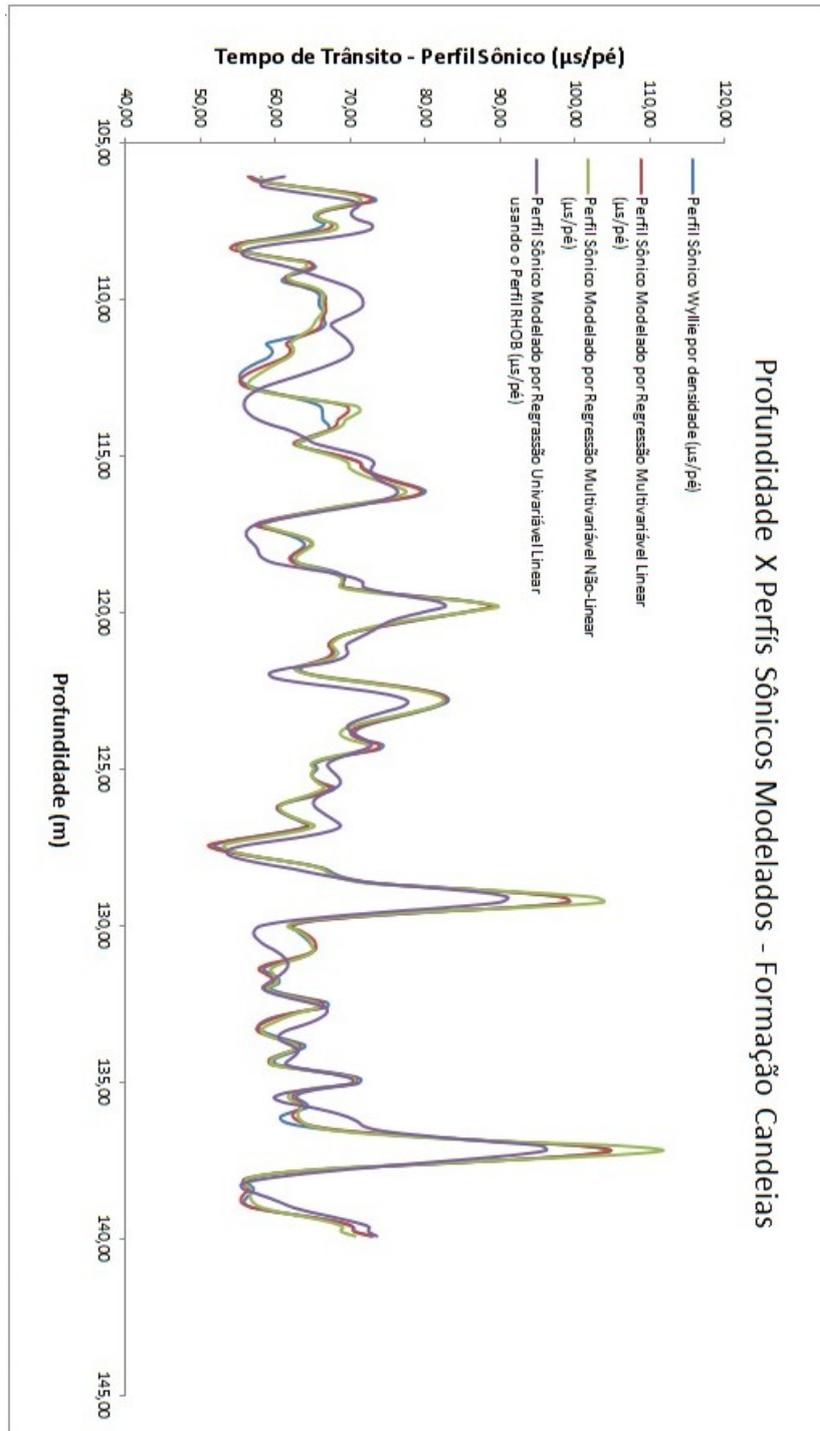


Figura 3.26: Gráfico do poço 1-QB-4A-BA com as curvas do perfil sônico modeladas pelos modelos uni e multivariáveis e obtida pela equação de Wyllie (densidade).

CAPÍTULO 4

Modelagem Para os Demais Poços.

As equações que foram calculadas para o poço 1-QB-4A-BA utilizadas na modelagem para os demais poços são aquelas que possuíram os maiores valores de coeficiente de determinação (R^2), que foram as seguintes:

- Modelo univariável linear, sendo o perfil de densidade como variável regressora.
- Modelo multivariável linear
- Modelo multivariável não-linear.

Modelos Empíricos			
Rótulo, Página	Equação	Formação	Observação
3.2, 19	$\Delta t = \emptyset \cdot \Delta t_{fluido} + 1 - \emptyset \cdot \Delta t_{matriz}$	Candeias	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_n
		Candeias	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_d
		Maracangalha	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_n
		Maracangalha	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_d
		Membro Gomo	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_n
		Membro Gomo	Equação de Wyllie - porosidade ϕ_d
3.4, 23	$\Delta t = \left[\frac{\emptyset}{\Delta t_{fluido}} + \frac{(1 - \emptyset)^2}{\Delta t_{matriz}} \right]^{-1}$	Candeias	Equação de Raymer - porosidade ϕ_n
		Candeias	Equação de Raymer - porosidade ϕ_d
		Maracangalha	Equação de Raymer - porosidade ϕ_n
		Maracangalha	Equação de Raymer - porosidade ϕ_d
		Membro Gomo	Equação de Raymer - porosidade ϕ_n
		Membro Gomo	Equação de Raymer - porosidade ϕ_d
3.6, 26	$\Delta t = \left(\frac{0,23}{\rho_b} \right)^4$	Candeias	Equação de Gardner
		Maracangalha	Equação de Gardner
		Membro Gomo	Equação de Gardner
3.7, 30	$\Delta t = 91R_t^{-0,15}$	Candeias	Equação de Smits
		Maracangalha	Equação de Smits
		Membro Gomo	Equação de Smits

Figura 4.1: Formações usadas na modelagem

Modelos Estatísticos - Formação Candeias				
Rótulo, Página	Equação	Formação	R ²	Observação
3.18, 39	$\Delta t = 76,613 - 0,153 \cdot GR$	Candeias	0,012	Regressão Univariável Linear
3.19, 39	$\Delta t = 105,439 \cdot GR^{-0,112}$	Candeias	0,009	Regressão Univariável Não-Linear
3.20, 39	$\Delta t = 68,139 - 0,21 \cdot ILD$	Candeias	0,002	Regressão Univariável Linear
3.21, 39	$\Delta t = 67,298 \cdot ILD^{-0,007}$	Candeias	$4,139 \cdot 10^{-4}$	Regressão Univariável Não-Linear
3.22, 39	$\Delta t = 9,566 + 0,719 \cdot NPHI$	Candeias	0,221	Regressão Univariável Linear
3.23, 39	$\Delta t = 32,137 \cdot NPHI^{-0,230}$	Candeias	0,217	Regressão Univariável Não-Linear
3.24, 39	$\Delta t = 216,325 - 64,845 \cdot RHOB$	Candeias	0,735	Regressão Univariável Linear
3.25, 39	$\Delta t = 349,945 \cdot RHOB^{-1,996}$	Candeias	0,734	Regressão Univariável Não-Linear
3.26, 39	$\Delta t = 304,998 - 0,795 \cdot GR - 0,008 \cdot ILD + 0,007 \cdot NPHI - 82,041 \cdot RHOB$	Candeias	0,992	Regressão Multivariável Linear
3.27, 39	$\Delta t = 5272,299 \cdot GR^{-0,637} \cdot ILD^{0,021} \cdot NPHI^{0,057} \cdot RHOB^{-2,354}$	Candeias	0,734	Regressão Multivariável Não Linear
3.28, 40	$\Delta t = 305,493 - 0,793 \cdot GR - 0,010 \cdot ILD - 82,232 \cdot RHOB$	Candeias	0,992	Regressão Multivariável Linear, Sem O NPHI
3.29, 40	$\Delta t = 5754,399 \cdot GR^{-0,584} \cdot ILD^{0,017} \cdot RHOB^{-2,500}$	Candeias	0,068	Regressão Multivariável Não Linear, Sem O NPHI

Modelos Estatísticos - Formação Maracangalha				
Rótulo, Página	Equação	Formação	R ²	Observação
3.30, 40	$\Delta t = 124 - 0,874 \cdot GR$	Maracangalha	0,227	Regressão Univariável Linear
3.31, 40	$\Delta t = 1303,167 \cdot GR^{-0,708}$	Maracangalha	0,238	Regressão Univariável Não-Linear
3.32, 40	$\Delta t = 87,880 - 7,250 \cdot ILD$	Maracangalha	0,104	Regressão Univariável Linear
3.33, 40	$\Delta t = 84,528 \cdot ILD^{-0,219}$	Maracangalha	0,109	Regressão Univariável Não-Linear
3.34, 40	$\Delta t = 43,986 + 1,061 \cdot NPHI$	Maracangalha	0,204	Regressão Univariável Linear
3.35, 40	$\Delta t = 20,559 \cdot NPHI^{-0,382}$	Maracangalha	0,212	Regressão Univariável Não-Linear
3.36, 40	$\Delta t = 261,436 - 84,017 \cdot RHOB$	Maracangalha	0,735	Regressão Univariável Linear
3.37, 40	$\Delta t = 494,331 \cdot RHOB^{-2,381}$	Maracangalha	0,786	Regressão Univariável Não-Linear
3.38, 40	$\Delta t = 302,102 - 0,771 \cdot GR - 0,095 \cdot ILD + 0,009 \cdot NPHI - 81,427 \cdot RHOB$	Maracangalha	0,998	Regressão Multivariável Linear
3.39, 40	$\Delta t = 5248,075 \cdot GR^{-0,617} \cdot ILD^{-0,012} \cdot NPHI^{0,026} \cdot RHOB^{-2,268}$	Maracangalha	0,976	Regressão Multivariável Não Linear

Modelos Estatísticos - Membro Gomo				
Rótulo, Página	Equação	Formação	R ²	Observação
3.40, 41	$\Delta t = 168,531 - 1,664 \cdot GR$	Membro Gomo	0,465	Regressão Univariável Linear
3.41, 41	$\Delta t = 6501,297 \cdot GR^{-1,111}$	Membro Gomo	0,446	Regressão Univariável Não-Linear
3.42, 41	$\Delta t = 79,723 - 1,487 \cdot ILD$	Membro Gomo	0,017	Regressão Univariável Linear
3.43, 41	$\Delta t = 84,140 \cdot ILD^{-0,159}$	Membro Gomo	0,079	Regressão Univariável Não-Linear
3.44, 41	$\Delta t = 45,127 + 1,295 \cdot NPHI$	Membro Gomo	0,112	Regressão Univariável Linear
3.45, 41	$\Delta t = 20,654 \cdot NPHI^{-0,408}$	Membro Gomo	0,115	Regressão Univariável Não-Linear
3.46, 41	$\Delta t = 286,307 - 93,260 \cdot RHOB$	Membro Gomo	0,949	Regressão Univariável Linear
3.47, 41	$\Delta t = 626,614 \cdot RHOB^{-2,615}$	Membro Gomo	0,929	Regressão Univariável Não-Linear
3.48, 41	$\Delta t = 293,106 - 0,634 \cdot GR - 0,104 \cdot ILD + 0,001 \cdot NPHI - 80,625 \cdot RHOB$	Membro Gomo	0,999	Regressão Multivariável Linear
3.49, 41	$\Delta t = 2317,395 \cdot GR^{-0,418} \cdot ILD^{0,012} \cdot NPHI^{0,022} \cdot RHOB^{-2,237}$	Membro Gomo	0,929	Regressão Multivariável Não Linear

Figura 4.2: Tabela com as equações empíricas usadas e o modelos estatísticos gerados

4.1 Modelagem para o poço 1-QB-5-BA

No poço 1-QB-5-BA, somente estão presentes a formação Candeias (100 - 133m) e o Membro Gomo (133 - 674)m.

Relembrando, as equações utilizadas são:

$$\Delta t_{Candeias} = 216,325 - 64,845 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,735) \quad (4.1)$$

$$\Delta t_{Candeias} = 304,998 - 0,795 \cdot GR - 0,008 \cdot ILD + 0,007 \cdot NPFI - 82,041 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,992) \quad (4.2)$$

$$\Delta t_{Candeias} = 5272,299 \cdot GR^{-0,637} \cdot ILD^{0,021} \cdot NPFI^{0,057} \cdot RHOB^{-2,354} \rightarrow (R^2 = 0,734) \quad (4.3)$$

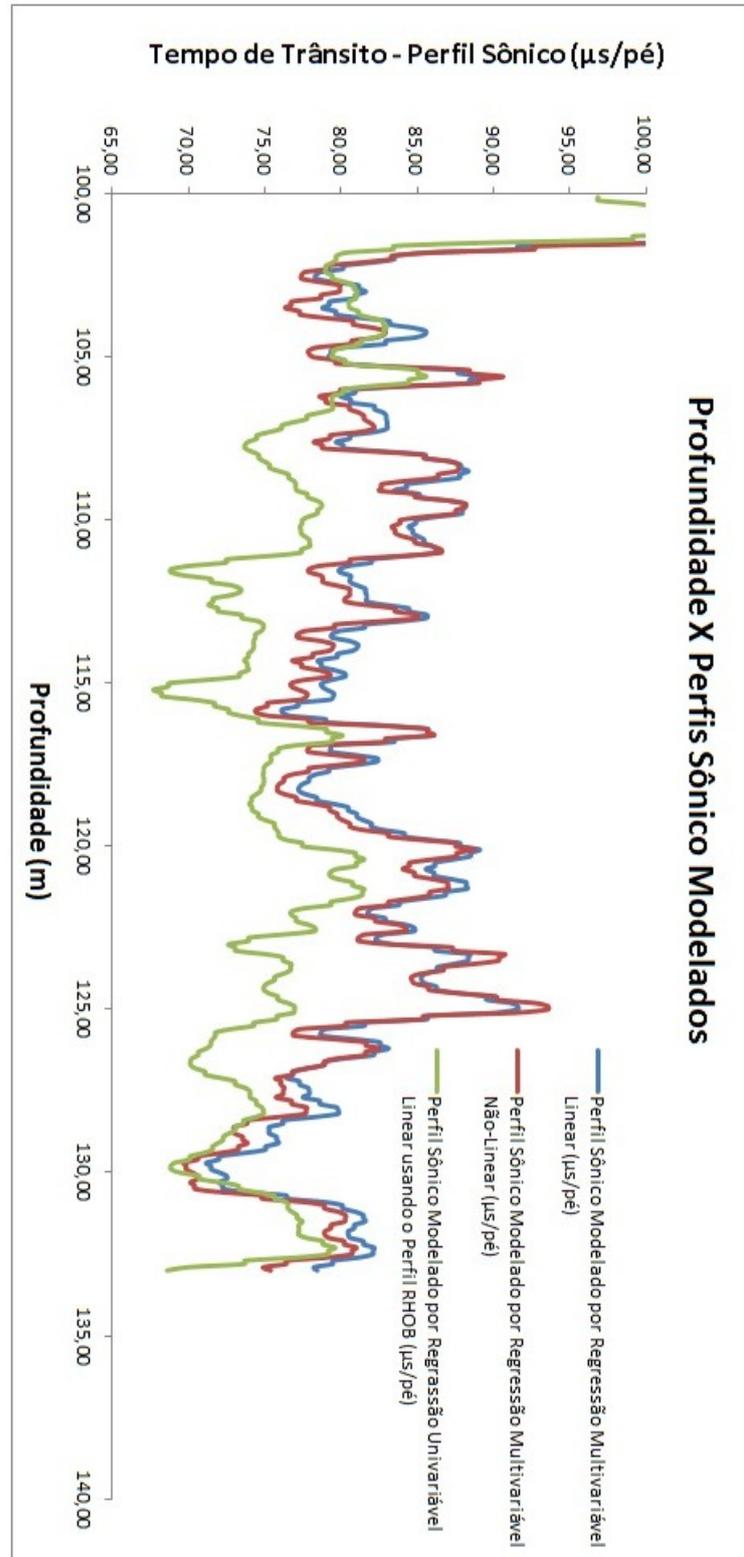


Figura 4.3: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para a formação Candeias, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear

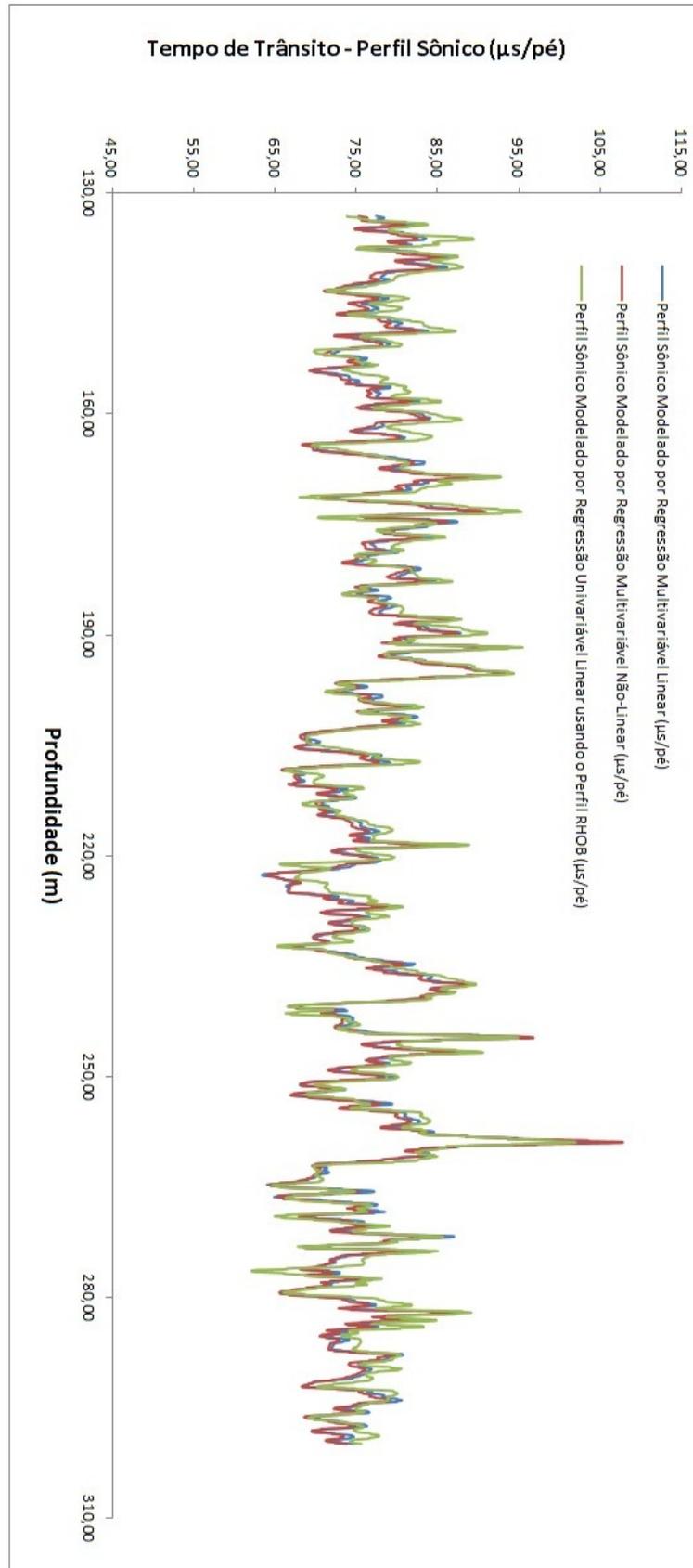


Figura 4.4: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 133 a 300m

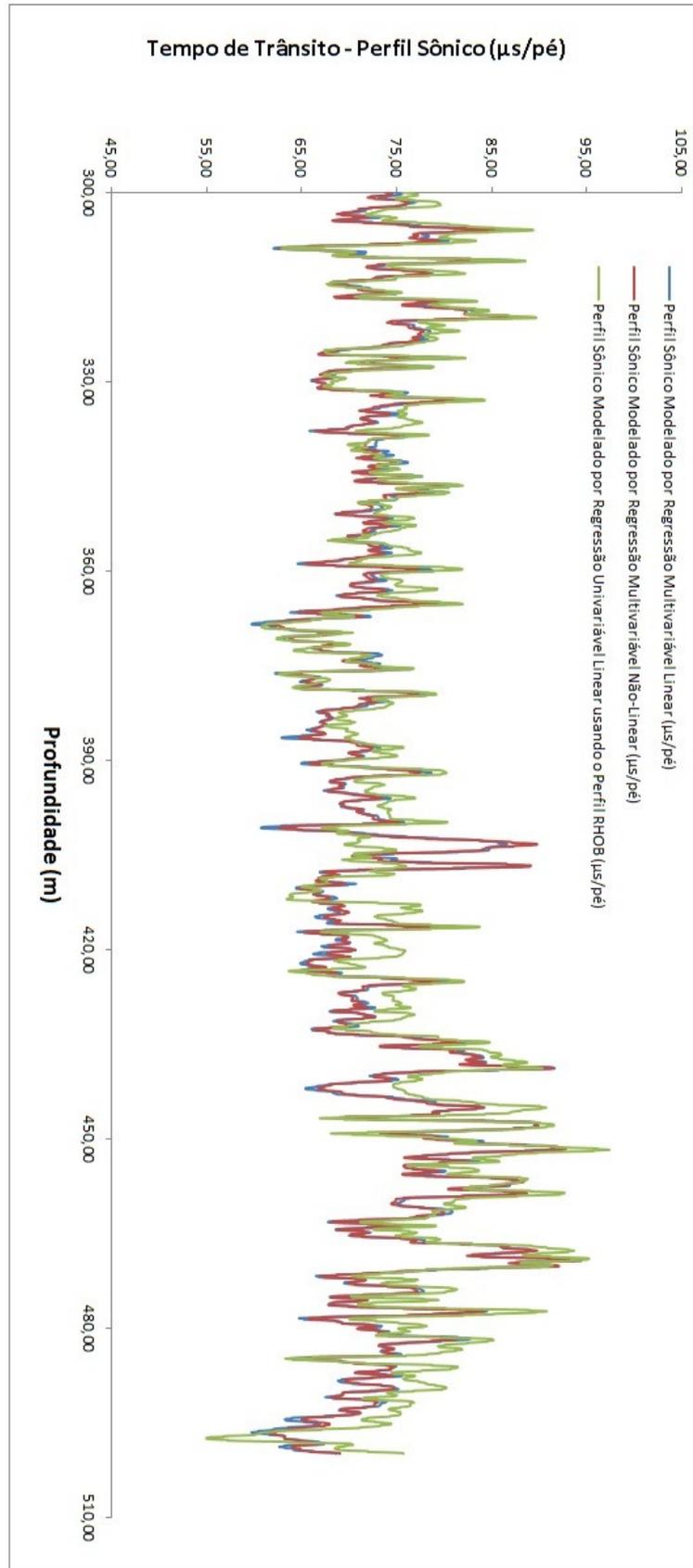


Figura 4.5: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 300 a 500m

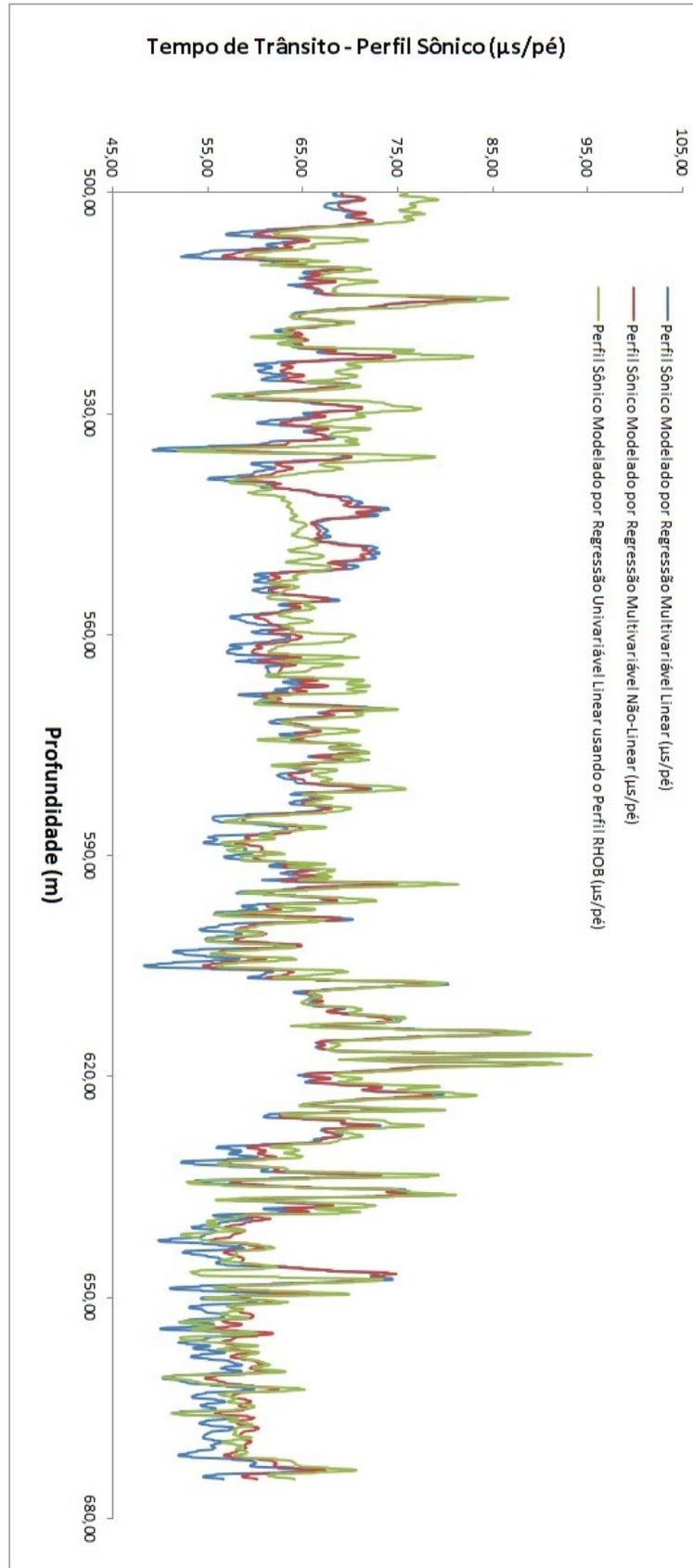


Figura 4.6: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-5-BA para o Membro Gomo, obtidos com os modelamentos multivariável linear e não linear e univariável linear, trecho de 500 a 674m

4.2 Modelagem para o poço 1-QB-6-BA

No poço 1-QB-5-BA somente está presente a formação Candeias (110 - 576m).

Por não possuir o perfil neutrônico, foram feitas as modelagens univariável linear a partir do perfil de densidade, e multivariável linear e não-linear a partir dos perfis de raios gama, indução eletromagnética e de densidade, conforme as equações abaixo:

$$\Delta t_{Candeias} = 216,325 - 64,845 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,735) \quad (4.4)$$

$$\Delta t_{mult,lin} = 305,493 - 0,793 \cdot GR - 0,010 \cdot ILD - 82,232 \cdot RHOB \rightarrow (R^2 = 0,992) \quad (4.5)$$

$$\Delta t_{mult,n-lin} = 5754,399 \cdot GR^{-0,584} \cdot ILD^{0,017} \cdot RHOB^{-2,500} \rightarrow (R^2 = 0,968) \quad (4.6)$$

Dividiu-se o gráfico da profundidade *versus* perfil sônico modelado para melhor efeito de visualização.

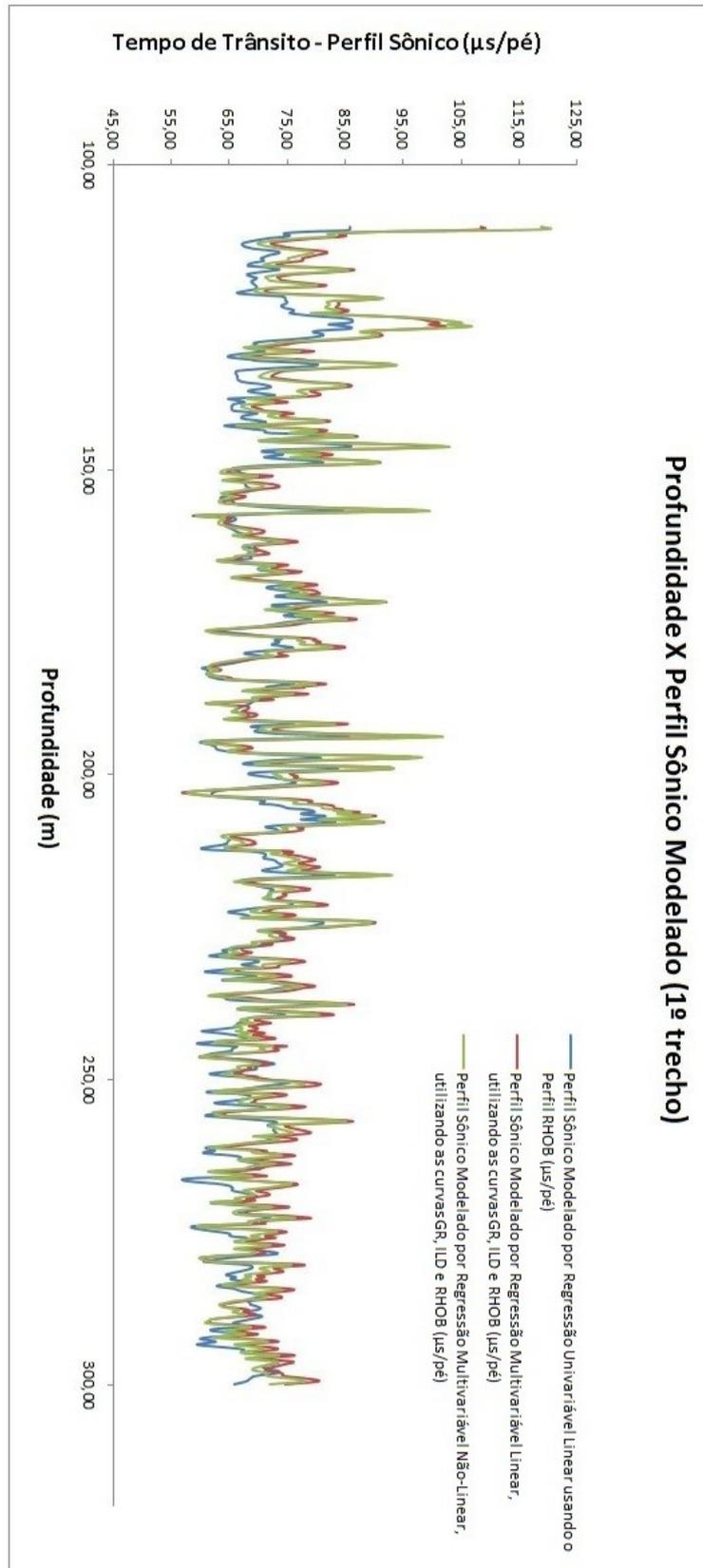


Figura 4.7: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-6-BA para o Formação Candeias (de 110 - 300 m)

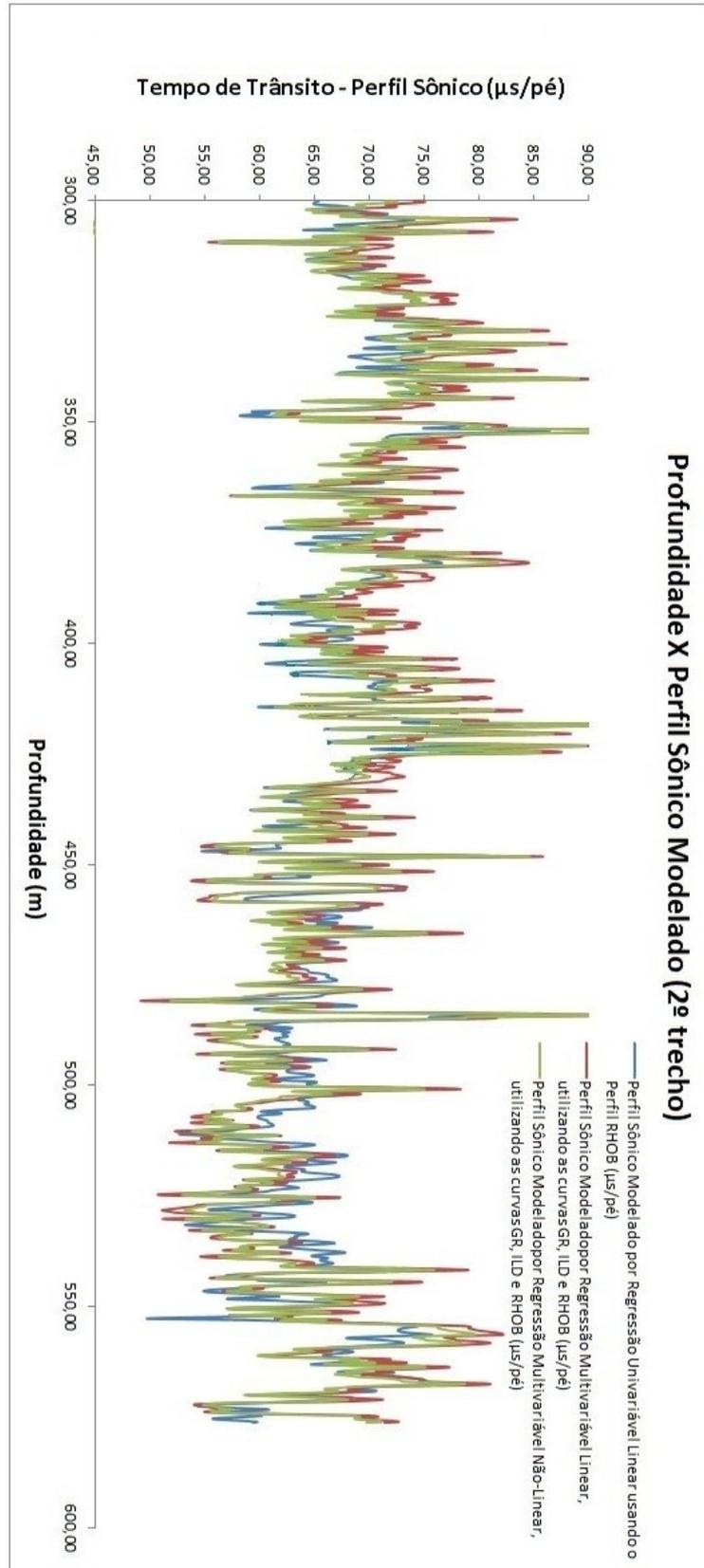


Figura 4.8: Gráfico com as curvas do perfil sônico modeladas para o poço 1-QB-6-BA para o Formação Candeias (de 300 - 576 m)

CAPÍTULO 5

Conclusões

Devido a facilidade de suas aplicações, as equações empíricas e os modelos de regressão para gerar curvas sintéticas são muito usadas na indústria de petróleo, porém, sempre se deve verificar a consistência do modelo, lembrando também que os dados modelados de perfis de poço devem ser avaliados quanto a sua qualidade.

Neste trabalho objetivou-se em modelar perfis sônicos a partir dos dados do poço 1-QB-4A-BA (que está em produção), e posteriormente, usar o modelo obtido para gerar valores do sônico para outros 2 poços (1-QB-5-BA e 1-QB-6-BA)

Como não havia informação acerca do perfil sônico real, utilizou-se o perfil sônico gerado pela Equação de Wyllie por valores de densidade como base para os modelamentos posteriores. Essa equação foi escolhida pois, analisando os modelamentos a partir das outras equações, a de Wyllie pela densidade foi a que apresentou melhores valores de coeficiente de determinação (R^2).

Dentre os perfis utilizados na modelagem univariável linear dos demais poços, o de densidade foi o que gerou uma melhor confiabilidade, com coeficientes de determinação maiores que 0,70.

Quando executou-se a modelagem utilizando os modelos multivariáveis, obteve-se também dados confiáveis, evidenciando que os valores dos perfis modelados estão bem próximos aos valores do perfil de Wyllie usados como base.

Os valores que se afastaram da reta de ajuste nos modelos multivariáveis linear e não-linear, bem como as escalas exageradas dos gráficos gerados pela equação de Gardner, podem ser devido ao efeito de demoramento.

Sugere-se para trabalhos posteriores correções ambientais e de argilosidade mais específicas para obtenção de melhores resultados.

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus, que me dá forças todos os dias para enfrentar as adversidades dessa vida cheia de perigos e caminhos tortuosos;

Agradeço a minha mãe Isabel, que vem sendo durante esses anos meu porto-seguro, minha amiga, orando e me dando os conselhos de quem já passou por muitas barreiras na vida;

A minha tia e madrinha Simone, que é uma segunda mãe para mim e que sempre esteve presente em todos os momentos na minha vida;

A meu tio Paulo e a minha tia Sueli, pelo apoio e carinho dado;

A minha tia Lícia (*in memoriam*) pelo carinho;

A todos os meus amigos, pelas risadas, celebrações e companheirismo.

Aos companheiros de caratê, lugar onde aprendi a ser paciente;

À professora Jacira, "queridinha", que sempre se esforçou para ajudar os alunos;

Ao professor Geraldo Girão Nery, meu orientador, pelas lições passadas dentro e fora da sala de aula.

A todos os professores do curso de Geofísica pelo esforço ao passar conhecimento com respeito as disciplinas.

Ao PRH-ANP pelo incentivo na forma de bolsa de estudo, que me ajudou muito em certos momentos;

A todas aquelas pessoas, não citadas aqui, mas que de alguma forma contribuíram ao longo dessa jornada.

Referências Bibliográficas

Archie, G. E. (1942) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Petroleum Transactions of AIME*, pp. 54-62.

Boore, D. M. (2007) Some thoughts on relating density to velocity, Unpublished Notes.

Brasil - ANP/UFBA, Convênio de Mútua Colaboração para a Implementação do Projeto Campo-Escola, Salvador, 2003.

Bucheb, J. A. e Rodrigues, F. S. (1997) Aspectos práticos relativos ao procedimento de geração de curvas sintéticas de perfis por meio de regressão, *Boletim de Geociências da Petrobras*, **11**:33-47.

Castagna, J. P.; Batzle, M. L. e Kan, T. K. (1993) Offset dependent re ectivity - theory and practice of avo analysis, In: *Rock physics: the link between rock properties and AVO response, Investigations in Geophysics Series, 8*, Society of Exploration Geophysicists.

Chagas, E. S.; Russo, S. L. e Simon, V. H. (2010) Geração de perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora, *Scientia Plena*, **6**(12).

Chopra, P.; Éva Papp e Gibson, D. (2000) Knowledge Creation Diffusion Utilization, vol. 1, cap. Geophysical Well Logging, pp. 105-115, Academic Press Inc.

Clavier, C.; Poupon, A.; Dumanoir, J.; Gaymard, R. e Misk, A. (1970) Log analysis of sandshale sequences - a systematic approach, *Journal of Petroleum Technology*, **22**:867-881.

da Cruz, M. M. (2003) Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado, Universidade Federal Fluminense - UFF, Niterói.

D'Abbadia, M. R. I. (1994) Processo de geração de perfil sônico sintético com o suporte de regressões lineares, Relatório técnico, PETROBRAS, Salvador, BA.

Dvorkin, J. e Nur, A. (2001) Time-average equation revisited, Department of Geophysics, Stanford University, Stanford.

Eberhart-Phillips, D.; Han, D.-H. e Zoback, M. D. (1991) Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone, *Geophysics*, **56**(12):1930-1939.

Ellis, D. V. e Singer, J. M. (2008) *Well Logging For Well Scientists*, Springer.

- Faust, L. Y. (1951) Seismic velocity as a function of depth and geologic time, *Geophysics*, **16**(2):192-206.
- Faust, L. Y. (1989) A velocity function including lithologic variation, *Geophysics*, **18**(2):271-288.
- Ferreira (Org.), D. F. (2009) *Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais, Um Nascente Mercado no Brasil*, Komedi, Campinas-SP.
- Gabaglia, G. P. R. e Milani, E. J. (1990) *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*, Gávea, Rio de Janeiro.
- Gardner, G. H. F.; Gardner, L. W. e Gregory, A. R. (1974) Formation velocity and density; the diagnostic basics for stratigraphic traps., *Geophysics*, **39**:770-780.
- Janke, S. J. e Tinsley, F. (2005) *Introduction to linear models and statistical inference*, Wiley.
- Júnior, O. G. S. (1992) Análise de dados multivariados, uma eficiente ferramenta para descrição e caracterização de reservatórios, **6**(3/4):149-154.
- Kleinbaum, D. G. (1998) *Applied regression analysis and other multivariable methods*, Pacific Grove : Duxbury Press, 3o edic..
- Klimentos, T. (1991) The effects of porosity-permeability-clay content on the velocity of compressional waves, *Geophysics*, **54**(1):82-89.
- Larionov, V. V. (1969) *Borehole Radiometry*, Nedra, Moscow.
- Leite, M.; Carrasquilha, A. e da Silva, J. (2008) Simulação do perfil sônico a partir dos perfis de raios gama e de resistividade, *Revista Brasileira de Geofísica*, **26**(2):141-151.
- de Lima, K. T. P. (2005) *Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e Testemunhos de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca da Bacia de Almada (BA)*, Universidade Estadual do Norte Fluminense - UENF, Macaé - RJ.
- Magnavita, L. P. (1992). *Geometry and Kinematics of the Recôncavo-Tucano-Jatobá rift, NE Brazil*. Oxford: Universidade de Oxford. Tese (Doutorado).
- Magnavita, L. P.; da Silva, R. R. e Sanches, C. P. (2005) Guia de campo da bacia do recôncavo, ne do brasil - roteiros geológicos, *Boletim de Geociências da Petrobras*, **13**(2):301-334.
- Mavko, G.; Mukerji, T. e Dvorkin, J. (2009) *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*, Cambridge University Press, 2o edic..
- Miller, S. L. M. e Stewart, R. R. (1990) Effects of lithology, porosity and shaliness on p- and s-wave velocities from sonic logs, *Geophysics*, **26**(1):94-103.

Nery, G. G. (2009) Perfilagem geofísica de poços, In: Hidrogeologia - Conceitos e Aplicações, cap. 6.2, CPRM, 3o edic..

de Oliveira Alves Augusto, F. e Martins, J. L. (2009) A well-log regression analysis for pwave velocity prediction in the namorado oil field, campos basin, Revista Brasileira de Geofísica, **27**(4).

de Oliveira Duarte, O. (2003) Dicionário Enciclopédico Inglês Português de Geofísica e Geologia, Sociedade Brasileira de Geofísica.

Pinto, R. F. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de Bela Vista, Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Porsani, M. J. (2009) O método dos mínimos quadrados, Notas de Aula.

Raymer, L. L.; Hunt, E. R. e Gardner, J. S. (1980) An improved sonic transit time-to-porosity transform, Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, 21st Annual Logging Symposium.

Rolon, L.; Mohaghegh, S.; Ameri, S.; Gaskari, R. e McDaniel, B. (2005) Developing synthetic well logs for the upper devonian units in southern pennsylvania, Society of Petroleum Engineers.

Rosa, A. L. R. (2010) Análise do Sinal Sísmico, Sociedade Brasileira de Geofísica - SBGf, Rio de Janeiro.

Russo, S. L.; Camargo, M. E. e Simon, V. H. (2010) Avaliação de perfis sônicos sintéticos em poços de petróleo perfurados nas unidades geológicas pertencentes a bacia sedimentar sergipe-alagoas, Revista Gest ao Industrial, **6**(1):217-238.

Santos, R. A. (2010) Interpretação e modelagem de perfis geofísicos de poço em campos marginais, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Schon, J. H. (1996) Physical Properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics, vol. 18 de *Handbook of Geophysical Exploration - Seismic Exploration*, Pergamon.

Serra, O. (1984) Fundamentals of Well Log Interpretation, vol. 1 e 2, Elviesier, Amsterdam.

Services, S. E. (1989) Schlumberger Manual Log Principles/Applications, New York.

Sheriff, R. E. (2002) Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics (Geophysical References No. 13), Society Of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, 4o edic..

da Silva, O. B.; Caixeta, J. M.; da Silva Milhomem, P. e Kosin, M. D. (2007) Bacia do recôncavo, Boletim de Geociências da Petrobras, **15**(2).

SSI, S. S. I. (1997) LOGCALD II Newsletter, Denver, Colo.

- Stieber, S. J. (1970) Pulsed neutron capture log evaluation in the louisiana gulf coast, SPE Annual Meeting, Houston.
- Telford, W. M.; Geltard, L. P. e Sheriff, R. E. (1990) Applied Geophysics, Cambridge University Press.
- Thomas (Org.), J. E. (2004) Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Interciência, Rio de Janeiro.
- Tiwary, D. N.; Singh, B.; Arasu, R. T.; Rhaman, M.; Saha, P. e Chandra, M. (2004) Travel time modeling using gamma ray and resistivity log in sand shale sequence of gandhar field, 5th Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad, pp. 146-151.
- Walls, J.; Dvorkin, J. e Carr, M. (2004) Well logs and rock physics in seismic reservoir characterization, Houston, Texas.
- Waxman, M. e Smits, L. (1968) Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands, SPE Journal, **8**(2).
- Wyllie, M. R. J.; Gregory, A. R. e Gardner, L. W. (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophysics, **21**(1):41-70.
- Yadav, L.; Prasad, K. K. e Bhattacharya, A. N. (2004) Generalised sonic porosity transform for upper assam oil fields, 5th Conference and Exposition on Petroleum Geophysics, India, pp. 95100.
- Zapparolli, L. H. (1991) Confecção da curva sintética do perfil sônico a partir da regressão de dados de perfis, Informe técnico, PETROBRAS, Natal.