



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

INCT-GP



GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**MODELAGENS DO PERFIL DE DENSIDADE
APLICADOS NUM POÇO DO CAMPO DE
NAMORADO, BACIA DE CAMPOS**

GLEIZER FERREIRA DA SILVA

SALVADOR – BAHIA

JUNHO – 2016

**Modelagens do perfil de densidade aplicados num poço do Campo de
Namorado, Bacia de Campos**

por

GLEIZER FERREIRA DA SILVA

Orientador: Prof. Me. Geraldo Girão Nery

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

Comissão Examinadora

Me. Geraldo Girão Nery - Orientador

Me. Alexsandro Guerra Cerqueira

Dra. Suzan Souza de Vasconcelos

Data da aprovação: 08/06/2016

“Uma resposta aproximada para o problema certo vale muito mais do que uma resposta exata para um problema aproximado.”

Jonh Wilder Tukey

Ao Senhor Jesus, por seu Amor e
Graça.

A minha família e amigos, pelo o
apoio incondicional.

RESUMO

O perfil de densidade é amplamente utilizado na avaliação geofísica, petrofísica e geomecânica de um campo petrolífero. Porém, por diversas razões, esse perfil encontra-se indisponível parcialmente ou integralmente num poço. Dessa forma, este trabalho objetiva estimar perfis sintéticos de densidade através de equações empíricas e análise de regressão. Essa metodologia foi aplicada aos dados de poço do Campo de Namorado (Bacia de Campos) e implementadas com a linguagem de programação R.

ABSTRACT

The Density log is widely used in geophysical, petrophysical and geomechanical evaluation of oil fields. However, for many reasons this log is partially or entirely not available in the wells of study. Thus, the present work aims to estimate synthetic Density logs by using empirical equations as well as regression analysis. These approaches have been applied to a set of well log data from Namorado Oil Field (Campos Basin) and implemented with the programming language R.

ÍNDICE

RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO 1 Área de Estudo: Bacia de Campos	2
1.1 Localização e Histórico	2
1.2 Aspectos Estratigráficos	3
1.3 Campo de Namorado	6
CAPÍTULO 2 Fundamentos de Perfilagem Geofísica de Poços	8
2.1 Considerações Iniciais	8
2.2 Breve Histórico	9
2.3 O Ambiente de Poço	10
2.4 Perfis de Poço	11
2.4.1 O Perfil de Raios Gama	11
2.4.2 O Perfil de Indução	13
2.4.3 O Perfil Sônico	15
2.4.4 O Perfil de Densidade	17
2.4.5 O Perfil Neutrônico	19
CAPÍTULO 3 Modelagem de Dados	22
3.1 Modelagem Baseada em Equações Empíricas	22
3.1.1 Equação de Gardner et al. (1968)	23
3.1.2 Equação de Lindseth (1979)	24
3.1.3 Equações de Bellotti e Giacca (1978)	24
3.1.4 Equações de Castagna et al. (1993)	25
3.1.5 Procedimentos	26
3.1.6 Análise dos Resultados	27
3.2 Modelagem Baseada em Análise de Regressão	36
3.2.1 Modelos de Regressão	36

3.2.2	Estimação dos Parâmetros dos Modelos	37
3.2.3	Avaliação dos Modelos de Regressão	39
3.3	Calibração dos Parâmetros das Equações Empíricas	41
3.3.1	Obtenção de Novos Parâmetros	41
3.3.2	Aplicação no Poço Alvo	43
3.4	Aplicação da Regressão Múltipla Linear	54
3.4.1	Obtenção dos coeficientes de Regressão	58
3.4.2	Aplicação no Poço Alvo	61
CAPÍTULO 4	Conclusões	67
Agradecimentos	68	
Referências Bibliográficas	69	
ANEXO I	Perfis de Poços	73
ANEXO II	Códigos em R	79
II.1	Modelagem por Equações Empíricas	79
II.2	Cálculo de erro percentual médio e correlação linear	82
II.3	Calibração dos parâmetros das Equações Empíricas	85
II.4	Modelagem por regressão múltipla	92

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Mapa de localização da Bacia de Campos (Rangel e Martins, 1998)	2
1.2	Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007)	5
1.3	Arcabouço Estrutural do Campo de Namorado. Lima, 2004 apud Guardado, 1990.	7
2.1	Primeira operação de perfilação num poço de petróleo (a) bem como o perfil rudimentar da resistividade obtida (b), em 5 de setembro de 1997, Pechelbronn (Luthi, 2001).	9
2.2	Zonas radiais ao poço após a infiltração do fluido de perfuração (Pinto, 2011).	10
2.3	Ilustração de uma ferramenta de medição Raios Gama, Borges (2012).	12
2.4	Esquema de funcionamento de uma ferramenta indutiva com um par de bobinas, modificado de Ellis e Singer (2007).	14
2.5	Esquema de funcionamento de uma ferramenta sônica. Graça, 2013.	16
2.6	Ilustração de uma ferramenta de densidade FDC. Modificado de Serra (1984).	18
2.7	Ilustração de uma ferramenta de densidade CNL. Modificado de Ellis e Singer (2007).	20
3.1	Relacionamento densidade-velocidade em rochas de diferentes litologias, Gardner et al. (1974).	23
3.2	Relacionamento impedância aústica-velocidade em rochas de diferentes litologias, Lindseth (1974).	24
3.3	Relações de Castagna aplicadas em dados de laboratório e perfis, conforme as seguintes litologias: Arenitos (a), Folhelhos (b) e Calcários (c). Mavko et al. (2009)	26
3.4	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Gardner: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBG), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	30
3.5	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Gardner com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	30
3.6	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Lindseth: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBL), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	31

3.7	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Lindseth com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	31
3.8	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Bellotti: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOB), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	32
3.9	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Bellotti com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	32
3.10	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em arenitos: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCA), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A	33
3.11	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos arenitos com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	33
3.12	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em folhelhos: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCF), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A	34
3.13	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos folhelhos com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	34
3.14	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em calcários: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCC), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A	35
3.15	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos calcários com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	35
3.16	Curvas da equação de Gardner original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).	46
3.17	Curvas da equação de Lindseth origignal e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).	47

3.18	Curvas da equação de Bellotti original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).	48
3.19	Curvas da equação de Castagna original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).	49
3.20	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Gardner ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)	50
3.21	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Lindseth ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)	50
3.22	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Bellotti ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)	51
3.23	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Castagna ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)	51
3.24	Relação das modelagens pelas equações empíricas e suas respectivas equações ajustadas através das regressões seccionadas. Curvas: Medida (RHOB) (a) Equação de Gardner (RHOBG) e a ajustada (RHOBGA), (b) Equação de Bellotti (RHOBB) e a ajustada (RHOBBA), (c) Equação de Lindseth (RHOBL) e a ajustada (RHOBLA), (d) Equação de Castagna em Arenitos (RHOBCa), Equação de Castagna em Folhelhos (RHOBCF) e a ajustada (RHOBCA)	52
3.25	Relação das modelagens pelas equações empíricas e suas respectivas equações ajustadas através da regressões em todo o intervalo disponível. Curvas: Medida (RHOB) (a) Equação de Gardner (RHOBG) e a ajustada (RHOBGAT), (b) Equação de Bellotti (RHOBB) e a ajustada (RHOBBAT), (c) Equação de Lindseth (RHOBL) e a ajustada (RHOBLAT), (d) Equação de Castagna em Arenitos (RHOBCa), Equação de Castagna em Folhelhos (RHOBCF) e a ajustada (RHOBCAT).	53
3.26	Zona 1 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.	55
3.27	Zona 2 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.	56
3.28	Zona 3 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.	57
3.29	Zona 1,2 e 3 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.	58

3.30	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão por partes): (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBE), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	62
3.31	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão total): (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBET), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	63
3.32	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão por partes) com subestimação de densidade corrigida por interpolação: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBE), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	64
3.33	Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão total) com a subestimação de densidade corrigida por interpolação: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBET), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	65
3.34	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação multivariada (regressão por partes) com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	66
3.35	Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação multivariada (regressão total) com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.	66
I.1	Perfil do poço 3NA1A - Intervalo (2950 - 3200) m	73
I.2	Perfil do poço 3NA02 - Intervalo (2975 - 3200) m	74
I.3	Perfil do poço 3NA04 - Intervalo (2950 - 3150) m	75
I.4	Perfil do poço 3NA07 - Intervalo (3025 - 3275) m	76
I.5	Perfil do poço 1RJS19 - Intervalo (2940 - 3120) m	77
I.6	Perfil do poço 7NA12 - Intervalo (2970 - 3175) m	78

INTRODUÇÃO

A perfilagem geofísica de poços é essencial na indústria petrolífera. Seus métodos de investigação permitem a caracterização qualitativa e quantitativa dos reservatórios, bem como a avaliação da qualidade de completação dos poços. As informações obtidas pela perfilagem também são úteis na integração com outros dados geofísicos.

A partir da operação de perfilagem a cabo são obtidos perfis geofísicos, que segundo Nery (2013), é a representação gráfica das propriedades petrofísicas das rochas atravessadas por um poço. Dentre os vários perfis existentes, o perfil de densidade é amplamente utilizado na avaliação geofísica, petrofísica e geomecânica de um campo petrolífero. As principais aplicações desse perfil são: a estimativa da porosidade intergranular total (Ellis e Singer, 2008), a determinação litológica e de zonas com hidrocarbonetos leves - quando combinada com o perfil neutrônico (Rider, 2002; Nery, 2013), o cálculo da impedância acústica para elaboração de sismogramas sintéticos e a obtenção de constantes elásticas - em conjunto com o perfil sônico.

Apesar da sua relevância, por razões econômicas é comum as companhias não adquirirem os dados de densidade em alguns poços ou perfilarem apenas os intervalos de interesse (Lindseth, 1979). Assim, com o intuito de minimizar tais problemas, este trabalho apresenta um estudo comparativo de metodologias já consagradas na modelagem de outros perfis, para efetuar a predição do perfil de densidade no poço 3NA1A do Campo de Namorado.

CAPÍTULO 1

Área de Estudo: Bacia de Campos

1.1 Localização e Histórico

A Bacia de Campos localiza-se no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo (Figura 1.1), limitada estruturalmente pelos Arcos de Vitória e Cabo Frio (Winter et al., 2007). Essa bacia abrange uma área de aproximadamente 100.000 km^2 e cota batimétrica de até 3.400 m, sendo que dessa área total apenas 500 km^2 estão emergentes (Dias et al., 1990).

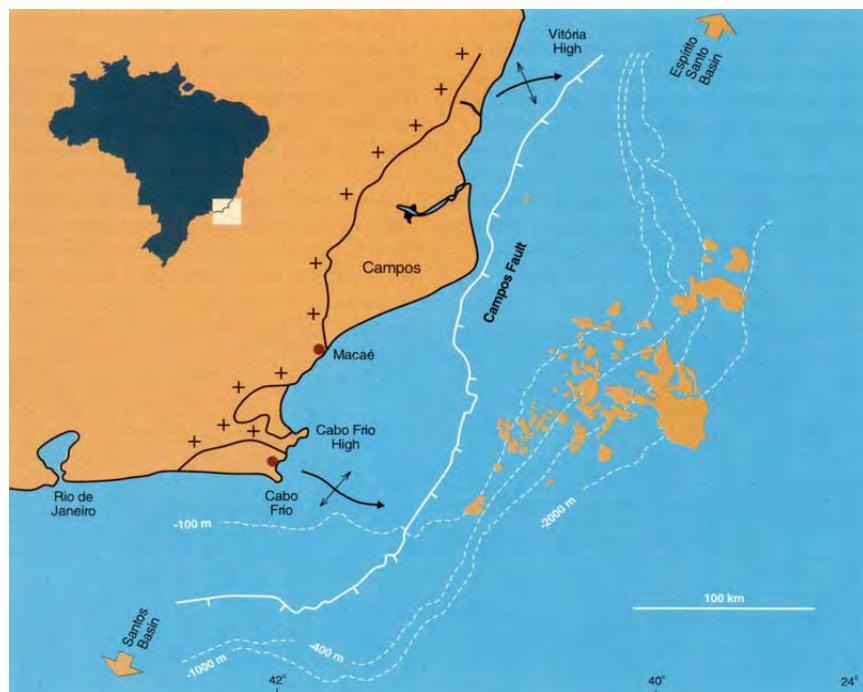


Figura 1.1: Mapa de localização da Bacia de Campos (Rangel e Martins, 1998).

Sob o ponto de vista histórico a existência da Bacia de Campos já era conhecida desde a década de 40 através dos trabalhos de geologia de superfície. Seu prolongamento submarino foi definido em 1958, devido ao levantamento gravimétrico efetuado pela PETROBRÁS. Somente em 1974, com o auxílio de dados sísmicos, foi possível a descoberta do seu primeiro

campo comercial de óleo: o Campo de Garoupa (Figueiredo e Martins, 1990). Novos campos em águas rasas, profundas e ultraprofundas foram sendo exploradas ao longo dos anos, em decorrência do desenvolvimento tecnológico e científico. Hoje, Campos é a maior produtora de petróleo do Brasil, pois é responsável por 59,62 % da produção total do país, o equivalente a 1.781.318 barris por dia. (ANP, 2015).

1.2 Aspectos Estratigráficos

Schaller (1973), propôs a primeira carta estatigráfica da Bacia de Campos. Esse estudo foi concebido a partir de poucos poços perfurados na zona costeira e na plataforma continental. Com o aumento do conhecimento geológico e geofísico da bacia, Rangel et al. (1994) realizaram uma atualização da carta, mas ainda com enfoque apenas litoestatigráfico. Já a carta atual (Figura 1.2), foi publicada por Winter et al. (2007). Com ênfase na análise cronoestratigráfica, eles agruparam as rochas da bacia em três unidades litoestatigráficas: Grupo Lagoa Feia, Grupo Macaé e Grupo Campos; os quais foram depositadas durante as supersequências: rifte, pós-rifte e drifte.

O **embasamento cristalino** da Bacia de Campos, com base em poucas informações da subsuperfície, foi caracterizado com os mesmos domínios litológicos de gnaisses pré-cambrianos que afloram nas áreas vizinhas à bacia (Milani et al., 2001). Dando início a fase rifte, a **Formação Cabiúnas** está sobreposta discordantemente a esse embasamento. Ela é representada principalmente por basaltos, associados com rochas vulcanoclásticas e conglomerados. Essa unidade compõem o assoalho de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos (Rangel et al., 1994).

O **Grupo Lagoa Feia** é composto por uma diversidade de rochas com idade barremiana a aptiana. A parte inferior é composta pelas formações Itabapoana, Atafona e Coqueiros. Essa sequência continental de origem lacustre é constituída por conglomerados, arenitos, siltitos, folhelhos e carbonatos. Destacam-se os espessos pacotes de coquinas porosas, da Formação Coqueiros, e os folhelhos ricos em matéria orgânica da idade Buracica e Jiquiá. A discordância pré-neo-Alagoas marca a base da porção superior do Grupo Lagoa Feia, no qual integra as formações Itabapoana, Gargaú, Macabau e Retiro. Essa sequência transicional representa conglomerados e arenitos; sedimentos carbonáticos, margas e arenitos depositados em ambiente raso (Winter et al., 2007). No topo, a suíte evaporítica que forma a Formação Retiro foi remobilizada, originando grandes domos salinos (Rangel et al., 1994).

As rochas do **Grupo Macaé** representam os primeiros sedimentos essencialmente marinhos da Bacia de Campos, recobrindo concordantemente o Grupo Lagoa Feia. Com idade Albiano a Cenomaniano, o Grupo Macaé é subdividido em quatro formações: Quissamã, Goitacás, Outeiro, Namorado e Imbetiba. Conhecida informalmente como "Macaé Inferior"

ou "Macaé Águas Rasas", a Formação Quissamã é formada por bancos de calcarenito e calcirrudito oolítico. Os depósitos de dolomitos bem desenvolvidos dessa formação estão inseridos no Membro Búzios. A porção proximal (Formação Goitacás), conhecida também por "Macaé Proximal", é caracterizada por conglomerados polimíticos, arenito mal selecionado, calcilutito branco e marga cinzenta. A Formação Outeiro é composta por calcilutitos, folhelhos e margas, como consequência da progressiva subida relativa do nível do mar que resultou no afogamento da plataforma rasa. Situada na parte superior do Grupo Macaé, a Formação Imbetiba é representada por margas bioturbadas. Por fim, Intercalada as duas formações anteriores, estão os reservatórios arenosos que compõem a Formação Namorado. Eles foram originados por fluxos hiperpicnais e encaixados nos baixos deposicionais gerados e controlados pela tectônica salifera albiana (Winter et al., 2007; Rangel et al., 1994).

O **Grupo Campos**, com idades entre Turoniano e Pleistoceno, é designada como a sequência clástico-carbonática da Bacia de Campos depositada durante a fase final de subsidência térmica e basculamento do substrato para leste (Schaller, 1973; Milani et al., 2001). Sobreposta discordantemente ao Grupo Macaé, o Grupo Campos é constituído pelas formações Carapebus, Ubatuba, Emboré e Barreiras. A Formação Carapebus é formada por arenitos finos a conglomeráticos, resultantes de fluxos hiperpicnais. Ele se apresenta intercalado à Formação Ubatuba, que é definida por uma extensa sucessão pelítica (principalmente folhelho, marga, argila, calcilutito e diamictito) (Rangel et al., 1994). A Formação Emboré é caracterizada por arenitos e conglomerados (Membro São Tomé), calcarenitos e calcirruditos de bancos algálicos (Membro Grussaí) e recifais (Membro Siri). Nas posições proximais, depósitos conglomeráticos, arenosos e lamosos (ricos em concreções ferruginosas) compõem a Formação Barreiras. No Grupo Campos também há ocorrência de rochas que representam intensas atividades vulcânicas, como basaltos, hialoclastitos, diabásios e gabros (Winter et al., 2007).

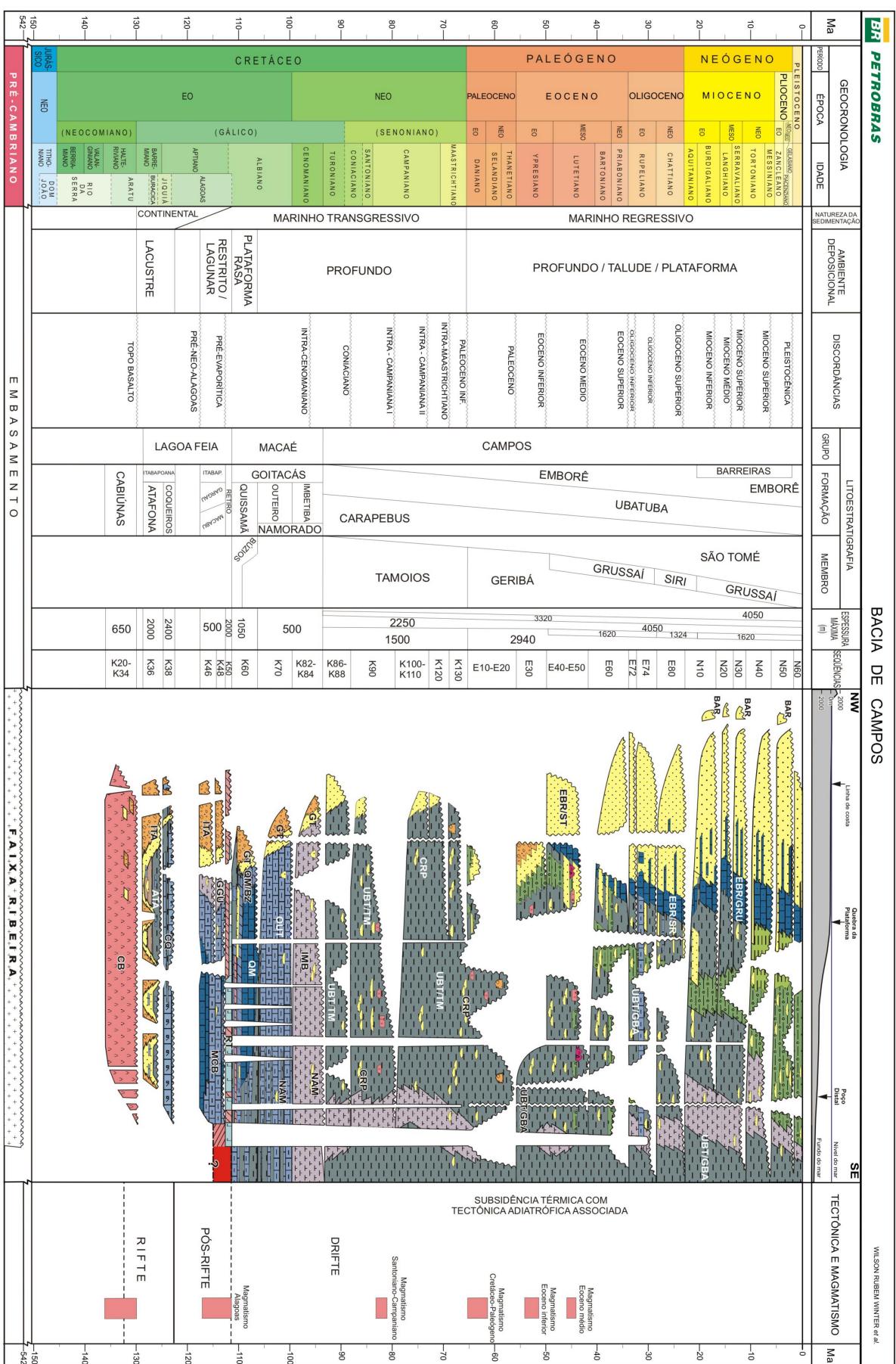


Figura 1.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (Winter et al., 2007)

1.3 Campo de Namorado

Em 1975, foi-se perfurado o poço 1-RJS-19 (em lâmina d'água de 172 m), com o objetivo de atingir possíveis calcários Albo-Turoniana do Grupo Macaé. Sua locação foi baseada na similaridade com as anomalias de amplitude sísmica apresentadas pelos carbonatos do Campo Garoupa. No entanto, o poço penetrou uma seção portadora de petróleo em arenitos turbidíticos albianos, conhecidos posteriormente como "Arenito Namorado".(Mendonça et al., 2003/2004)

Dessa forma, foi descoberto o Campo de Namorado, considerado o primeiro gigante da plataforma continental brasileira com reservas estimadas acima de 250 milhões barris de petróleo (Mendonça et al., 2003/2004). A produção de óleo teve início em junho de 1979, enquanto o desenvolvimento do campo só começou em dezembro de 1982, através da perfuração do poço 7-NA-7-RJS (Barboza, 2005). Devido ao declínio da produção ao longo desses anos, atualmente ele é considerado um campo maduro.

O Campo de Namorado encontra-se na região centro-norte da zona de acumulação de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, aproximadamente 80 km da costa e sob lâminas de água que variam de 110 a 250m (Meneses e Adams, 1990).

Sob o ponto de vista estratigráfico, a litologia presente no Campo de Namorado está situado no Grupo Macaé, mas especificamente no "Macaé Superior". O principal reservatório desse campo são os arenitos turbidíticos que pertencem a Formação Namorado - conhecidos informalmente como Arenito Namorado, os quais estão intercalados com calcilutitos, margas e folhelhos das Formações Outeiro e Imbetiba; e acima das sequências carbonáticas da Formação Quissamã.

O sistema turbidítico do Arenito Namorado foi gerado no intervalo de tempo do Albiano Superior até o Cenomaniano, sobre os carbonatos albianos de plataforma. Isso ocorreu durante a fase transgressiva da megassequência clástica marinha, caracterizada pelos efeitos combinados de subsidência térmica e elevação no nível relativo do mar (Barboza, 2005).

Os arenitos turbidíticos estão distribuídos espacialmente na direção NW-SE. Eles ocorrem em profundidades que variam entre 2900 a 3400m, ocupando uma área de aproximadamente 23 km^2 . Exibem uma geometria externa lenticular/tabular, com espessura variando de 5 a 130m (média de 60m). Quanto a sua geometria sua interna, são dominamente maciços e com granulometria que variam desde fina a grosseira, porém, predomina o tamanho médio (Meneses e Adams, 1990).

As sete principais fácies sedimentares distinguidas no Campo de Namorado são, da base para o topo: microconglomerados e arenito com seixos, arenitos maciços, turbiditos de Bouma de laminação espessa, turbiditos de Bouma de laminação delgada, conglomerado suportado por matriz, *slumps* e lamitos. Essas fácies foram interpretadas como resultantes

de uma tectônica gravitacional (Cruz, 2003 apud Souza Jr., 1997).

Com relação as propriedades petrofísicas, esse reservatório apresenta respectivamente uma média de porosidade e permeabilidade igual a 26% e 400mD. Há também camadas em que os poros estão obliterados pela cimentação calcífera, atribuindo localmente baixos valores de porosidade (Passarela, 2012 apud Bacoccoli et al., 1985; Guardado et al., 1989)

O Campo de Namorado é estruturalmente subdividido por quatro blocos (principal, marginal, adjacente e secundário) e ainda a área nordeste de Namorado, os quais são delimitados por falhas normais (Figura). O bloco principal está na parte central do campo, área mais relevante na produção de óleo (Rosa, 2011 apud Guardado et al, 1989). Como resultado da intensa atividade halocinética ocorrida no Cretáceo Superior, o reservatório está sobre o alto de uma estrutura dômica anticlinal e apresenta-se parcialmente falhado (Lima, 2004 apud Bacoccoli et al. 1985).

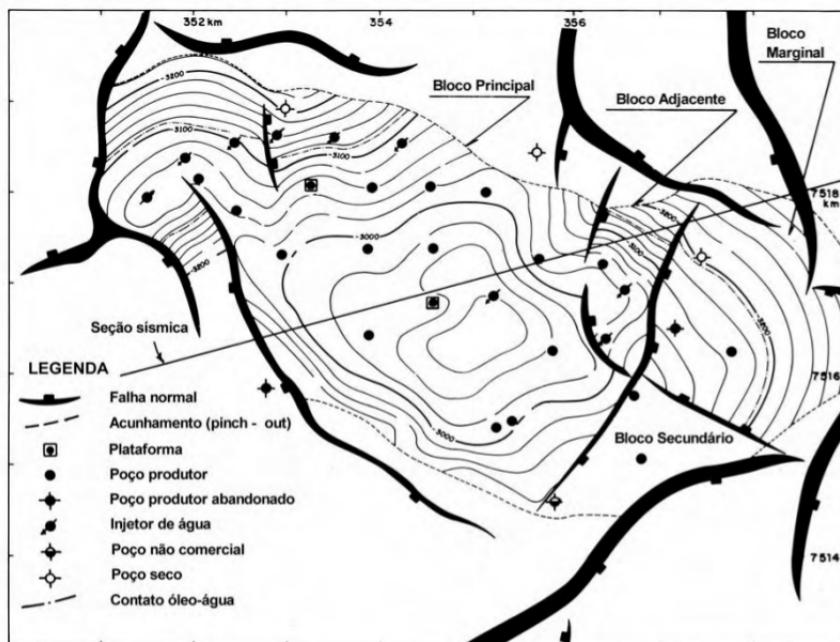


Figura 1.3: Arcabouço Estrutural do Campo de Namorado. Lima, 2004 apud Guardado, 1990.

Os hidrocarbonetos acumulados na área do Campo de Namorado são formados nos folhelhos orgânicos lacustres da formação Lagoa Feia. A migração e acumulação desses fluidos é controlada pela tectônica salífera, sendo trapeadas por atributos estruturais e estratigráficos (*pinch out*). Já o selo do reservatório ocorre por margas e folhelhos da sequência hemipelágica (Barboza, 2005).

CAPÍTULO 2

Fundamentos de Perfilagem Geofísica de Poços

Neste capítulo, objetiva-se descrever brevemente alguns aspectos da perfilagem geofísica de poço aberto. Inicialmente, contextualiza-se a perfilagem na história mundial e do Brasil. Em seguida, são apresentados os principais conceitos da perfilagem, além do ambiente de operação. Por fim, cada perfil utilizado neste trabalho é abordado resumidamente sob o ponto de vista instrumental, propriedades físicas medidas, aplicações principais e etc..

2.1 Considerações Iniciais

A perfilagem de poços é uma técnica geocientífica que visa principalmente o estudo das propriedades físicas das rochas que foram atravessadas pela perfuração de um poço, abrangendo todo o processo de aquisição, processamento e interpretação de dados. Atualmente, tem sido amplamente aplicada na prospecção de hidrocarbonetos, de águas subterrâneas e na mineração.

A medida das propriedades físicas das rochas é realizada continuamente de modo direto ou indireto, através de sondas que se deslocam ao longo do poço. Em outras palavras, a partir de estímulos físicos induzidos ou naturais, as ferramentas registram uma resposta geofísica. A representação gráfica de uma dessas propriedades em função da profundidade, é conhecida como o perfil de poço, onde cada amostra exibida corresponde a média ponderada de uma propriedade para o volume de rocha investigado.

No âmbito deste trabalho, que são poços petrolíferos, os dados de perfilagem podem conceder informações petrofísicas e geológicas sobre os reservatórios. Pode-se inferir, por exemplo, as melhores zonas de produção de hidrocarbonetos, tipos e volumes de fluidos intersticiais, porosidades, permeabilidade, argilosidade e etc.. A perfilagem também é usada na avaliação da qualidade da cimentação.

2.2 Breve Histórico

Acredita-se que a ideia de perfilagem foi inicialmente usada para fins acadêmicos pelo professor James D. Forbes, do observatório de Edinburgh. De 1837 a 1842, ele usou sensores para medir a variação de temperatura da subsuperfície com relação ao tempo e a profundidade. Porém, a aplicação comercial da perfilagem foi atribuída aos irmãos franceses Conrad e Marcel Schlumberger. Em 1921, Marcel tentou pela primeira vez efetuar medidas elétricas num poço de carvão situado na bacia de Bessèg (França). Henri Doll, sob o comando dos irmãos Schlumberger, realizou em setembro de 1927 a primeira perfilagem elétrica num poço exploratório de petróleo, localizada no Campo de Pechelbronn, Alsace. Toda operação foi feita de modo rudimentar, no qual os resultados eram manualmente desenhados a cada metro de profundidade (Ellis e Singer, 2008; Luthi, 2001) (Figura 2.1).

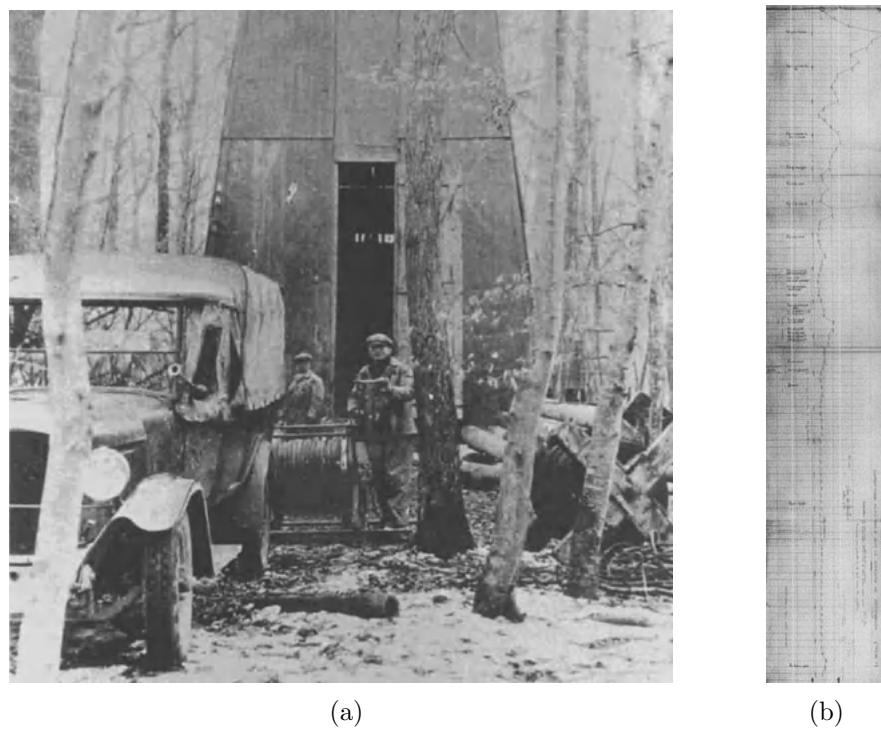


Figura 2.1: Primeira operação de perfilagem num poço de petróleo (a) bem como o perfil rudimentar da resistividade obtida (b), em 5 de setembro de 1927, Pechelbronn (Luthi, 2001).

No cenário brasileiro, a perfilagem de poços foi inserida no final da década de 40. Inicialmente, a interpretação dos registros era feita de modo artesanal. Só após a criação da PETROBRAS, em 1953, que as aquisições foram realizadas de modo mais sistemáticas. Nesse período, as medições eram registradas na forma analógica, reproduzidas em filmes e cópias em papel. A instalação de unidades informatizadas, no final da década de 70, possibilitou o registro de dados na forma digital e o uso de várias ferramentas numa só descida. Esse

fato contribuiu substancialmente para a realização de operações mais rápidas e eficientes (Rodríguez et al., 1998).

2.3 O Ambiente de Poço

A tarefa de perfurar um poço de petróleo requer o uso de um fluido de perfuração, também conhecido como lama. Ele permite a sustentação da parede do poço, refria e lubrifica a broca, desloca as calhas¹ para a superfície e exerce o controle da pressão na formação, dentre outras utilidades.

Nas camadas permo-porosas do poço ocorre a infiltração da lama. A fase sólida (argilas e aditivos) se deposita na parede do poço, formando o reboco. Sua porção líquida, chamada de filtrado, desloca-se radialmente no meio poroso. A extensão da invasão depende tanto de fatores concernentes ao poço e a lama (tempo de perfuração, viscosidade do filtrado e etc), bem como a natureza das camadas (litologia, porosidade, permeabilidade e etc.). Essas interações dão origem a zonas fluidas com propriedades físicas distintas (Figura 2.2):

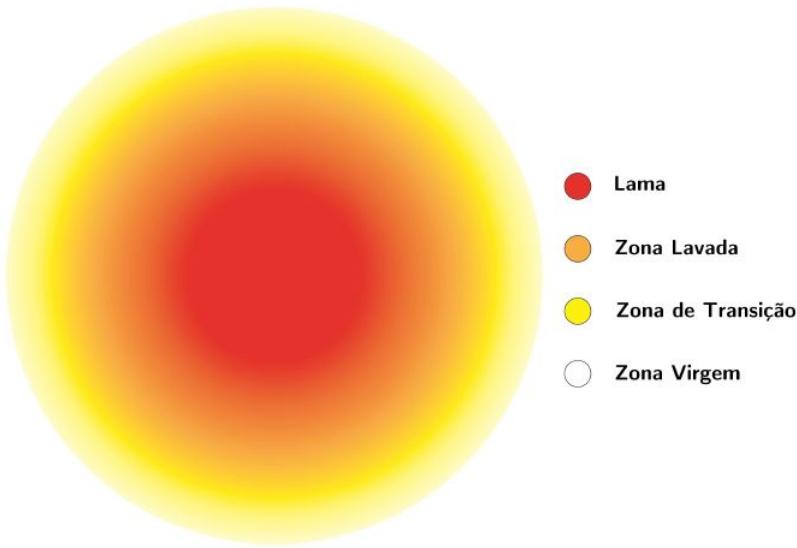


Figura 2.2: Zonas radiais ao poço após a infiltração do fluido de perfuração (Pinto, 2011).

- Zona lavada - os poros são preenchidos pelo filtrado e a água retida, e eventualmente com hidrocarbonetos residuais;
- Zona invadida - os poros são preenchidos difusamente pelo filtrado, a água da formação e hidrocarbonetos;

¹Fragmentos de rochas trituradas durante a perfuração.

- Zona virgem - os poros não foram afetados pelo filtrado, preservando-se o fluido intersticial orginal.

O ambiente de perfilagem influencia diretamente a leitura das ferramentas, que por consequência afeta os dados contidos nos perfis e suas interpretações. Além do diâmetro de invasão, pode-se citar: a geometria do poço, a composição química e resistividade elétrica da lama, etc..

2.4 Perfis de Poço

2.4.1 O Perfil de Raios Gama

Lançado em 1939, o perfil de raios gama é considerado o primeiro perfil do tipo não-elétrico. Seu princípio baseia-se no registro das variações da radiação gama natural emitida pelas formações rochosas ao longo de um poço. Este trabalho faz referência apenas ao perfil de raios gama convencional, o qual registra o somatório da radiotividade natural emitida principalmente pelos isótopos instáveis de ^{40}K , ^{232}Th e ^{238}U ², assim como dos elementos resultantes de cada decaimento³.

Originalmente, os elementos radioativos ocorrem nas rochas ígneas. Ao longo do tempo essas rochas são submetidas aos processos de inteperismo e erosão, ocasionando no transporte de fragmentos que permitem a distribuição dos elementos radioativos num ambiente deposicional. Em rochas sedimentares as argilas e folhelhos são os mais radioativos. A primeira razão disso é a presença de K-feldspatos, micas (ambas ricas em ^{40}K) e matéria orgânica na sua constituição. A segunda, é habilidade que eles apresentam em absorver e realizar trocas iônicas, retendo nesse casos Tório e Urânia. Nas rochas reservatórios de hidrocarbonetos o comportamento radioativo depende da sua origem deposicional. De modo geral, o comportamento radioativo dos arenitos está diretamente associada ao teor de argilominerais, porém, arenitos arcóseos (com grãos feldspáticos) e conglomerados polimíticos podem apresentar elevados valores de radioatividade. Em relação aos carbonatos, é comum a expectativa de baixos valores de radioatividade. Mas, por exemplo, dolomitos apresentam radioatividade um pouco maior do que os calcários devido estarem sujeitos a passíveis contaminações de águas mineralizantes.

O registro da curva de raios gama pode ser feito com três tipos de detectores, no entanto, o mais utilizado é o cintilômetro. Para a melhor compreensão do funcionamento desse sensor, os raios gama devem ser analisados sob a ótica de partículas (fôtons). Sendo assim, quando

²Esses radioisótopos são os mais abundantes no meio geológico, devido apresentarem meia vida na ordem de 10^9 anos.

³O perfil de espectrometria gama exibe a contribuição individual de cada principal elemento radioativo.

o cristal do cintilômetro (os mais comuns são de fósforo com iodeto de sódio tório ativado) é atingido por um fóton, o tubo fotomultiplicador acoplado o transforma em um pulso elétrico, que serão convertidos posteriormente em valores de radioatividade. A sensibilidade desse detector é em função da geometria do cristal usado, enquanto a intensidade da cintilação do cristal é diretamente proporcional à energia do fóton incidente.

Vale ressaltar que alguns aspectos podem influenciar na representação e consequentemente interpretação da curva de raios gama (Tabela 2.1).

Fatores Ambientais	Fatores Operacionais
Mineralizações eventuais	Tipo do detector
Rochas arcoseanas	Posição do detector no poço
Conglomerados policompostos	Presença de revestimentos de aço
Espessura e densidade da camada	

Table 2.1: Fatores que podem influenciar a representação da curva de raios gama. Fonte: Nery, 2014

A sonda de perfilagem dos raios gama é comumente deslocada de forma centralizada (Figura) e em baixa velocidade (com relação aos demais perfis), com intuito de amostrar o maior número de fótons emitidos. O raio de investigação dessa ferramenta pode chegar a um pouco mais de 9 cm, com uma resolução vertical de aproximadamente 30 cm de espessura. A unidade das medições efetuadas foi convencionada em unidade API (*American Petroleum Institute*) ou UAPI. Ela corresponde a 1/200 da leitura feita entre os valores máximos e mínimos de um poço de teste localizada nos Estados Unidos.

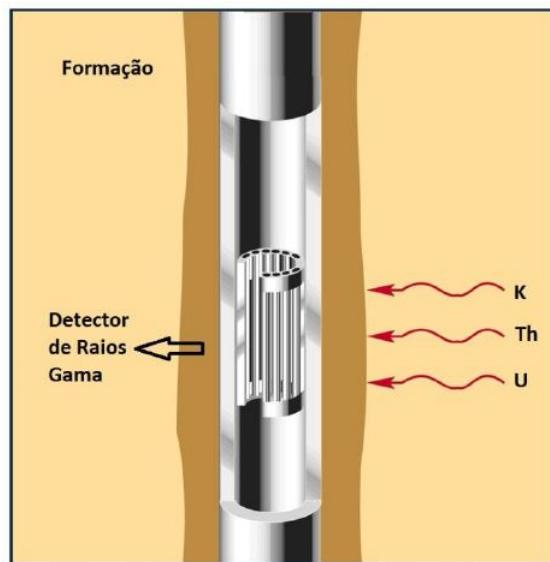


Figura 2.3: Ilustração de uma ferramenta de medição Raios Gama, Borges (2012).

Os principais usos do perfil de raios gama são: previsão litológica por meio do que seja folhelho e não folhelho, identificação de eventuais ambientes deposicionais, correlação entre poços vizinhos, identificação de anomalias causadas por minerais radioativos (composto com césio, polônio, idídio e etc.) e estimativas da argilosidade ou volume de folhelho numa determinada camada (V_{shGR}).

2.4.2 O Perfil de Indução

O perfil de indução representa as medições aproximadas da condutividade elétrica das camadas perfuradas de um poço.⁴ Ele foi introduzida na indústria por Henri Doll em 1949, baseado num projeto de detector de mina. Inicialmente, seu objetivo foi substituir o perfil elétrico galvânico em poços com lama a base de óleo (usado desde 1948), já que esses só apresentam melhores resultados em operações que usam lamas condutivas (Etnyre, 1989; Rider, 2002).

As ferramentas de indução operam em conformidade com as leis do eletromagnetismo. Uma ferramenta indutiva relativamente simples (Figura 2.4) pode ser composta por duas bobinas, uma transmissora e outra receptora. Uma corrente alternada energiza a bobina transmissora. Pela Lei de Ampere, é gerado um campo magnético variável denominado campo primário. Consequentemente, um campo eletromagnético propaga-se radialmente na lama e nos estratos ao nível da bobina transmissora. Pela Lei de Faraday, esse campo induz um fluxo de correntes circulares (corrente de Foucault) nas rochas permoporosas saturadas por fluidos condutores. A magnitude dessas correntes depende da condutividade das rochas, e suas fases estão defasadas 90° em relação a corrente da transmissora. Novamente pela Lei de Ampere, ocorre a formação e propagação de um novo campo magnético variável, chamado de campo secundário. Assim, a bobina receptora recebe ambos os campos, primário (do acoplamento direto) e o secundário (oriundo da lama, zona lavada e zona virgem). Porém, pela diferença de fases e amplitudes entre elas somente o campo secundário gera a uma força eletromotriz (FEM) induzida na receptora (Lei de Lenz). Então, a partir da FEM medida, associada com alguns parâmetros do arranjo e outras correções complementares, é então calculado o valor a ser impresso no perfil de indução.

⁴Por convenção, esses valores são transformados e exibidos como resistividade elétrica.

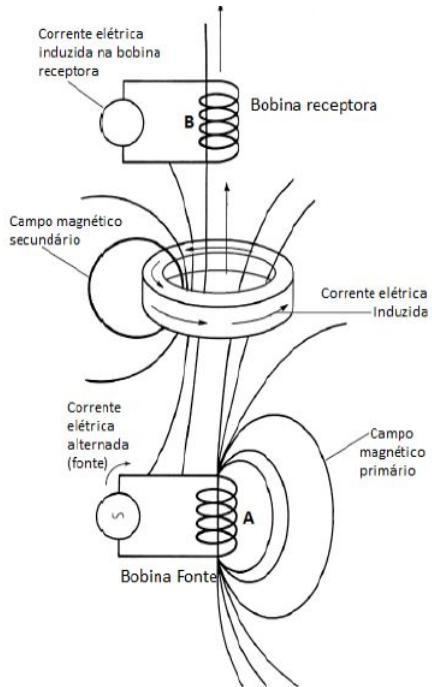


Figura 2.4: Esquema de funcionamento de uma ferramenta indutiva com um par de bobinas, modificado de Ellis e Singer (2007).

Apesar do desenvolvimento de ferramentas indutivas mais sofisticadas, o princípio operacional supracitado continua o mesmo. Geralmente a faixa de frequência da corrente alternada está entre 20 a 40 KHz. A ferramenta corre de modo centralizado no interior de poços, gerando campos induzidos focalizados. Seu raio de investigação vertical depende do espaçamento entre as bobinas de recepção e transmissão, no qual a maioria é de aproximadamente 0,85 m, enquanto a profundidade de investigação radial 2,0 m. A unidade de medida de resistividade elétrica desse perfil é dado em $\Omega \cdot m$.

Alguns fatores ambientais, além do erro instrumental, podem prejudicar as medidas do perfil de indução. Os efeitos de poço são aqueles apresentados em poços de extensos diâmetros ou/e em que são usados lamas condutivas. O efeito da invasão ocorre quando camadas apresentam uma profunda invasão da lama, dificultando a obtenção da resposta resistiva da zona virgem. O efeito de espessura dá-se em camadas com espessuras inferiores à resolução vertical da ferramenta. Uma limitação adicional é fato do perfil de indução torna-se impreciso em camadas rochosas com altas resistividades, a partir de valores acima de $100 \Omega \cdot m$.

O perfil de indução é usado para estimar a resistividade elétrica verdadeira da zona virgem (R_t ou R_o), sendo necessário efetuar correções inerentes aos efeitos já citados.⁵ Ele também pode auxiliar na identificação qualitativa da litologia das rochas e seus fluidos percolantes. Por essa razão, é comum a correlação entre poços a partir desse perfil. Outra aplicação do

⁵As companhias de perfuração fornecem cartas de correção para esses fins.

perfil de indução é obtenção aproximada da saturação de água na formação S_w , com o uso da equação:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}. \quad (2.1)$$

2.4.3 O Perfil Sônico

O perfil sônico ou acústico registra o tempo de propagação que ondas acústicas realizam ao percorrerem uma determinada distância dentro rochas de um poço. Ele surgiu na perfilação em 1953, com o intuito de auxiliar a prospecção sísmica. Mas, a partir dos trabalhos de Wyllie et al. (1956) passou a ser principalmente usado na determinação da porosidade nas rochas sedimentares. O advento dos demais perfis de porosidade, permitiu a obtenção de cálculos mais precisos de porosidade, proporcionando ao perfil acústico maior atuação em aplicações secundárias.⁶

O princípio de uma ferramenta sônica pode ser explicada simplificadamente a partir de uma ferramenta constituída por um transmissor e dois receptores (Figura 2.5). O transmissor emite trens de onda (impulsos sonoros) que se propagam de modo tridimensional no meio, no entanto, neste contexto é analisado na perspectiva de raios de onda. A propagação dessas ondas ocorrem em diferentes velocidades e formas, conforme as propriedades eláticas das rochas. Elas também estão sujeitas a dispersões, conversões e atenuações. Após instantes de tempo os receptores captam as primeiras ondas compressionais. A diferença entre os valores de tempo (Δt) registrados é a medida impressa no perfil. Assim, considerando-se que a ferramenta está centralizada num poço sem desmoronamentos e ou/rugosidades, essa diferença de tempo é a igual:

$$\Delta t = \frac{d}{V_{fm}}, \quad (2.2)$$

onde V_{fm} é a velocidade da onda compressional na formação, e d é distância entre o receptores.

⁶Em alguns países como o Brasil, a estimativa da porosidade em reservatórios de água ainda é efetuada pelo perfil sônico, devido a proibição do uso de ferramentas com fonte radioativa.

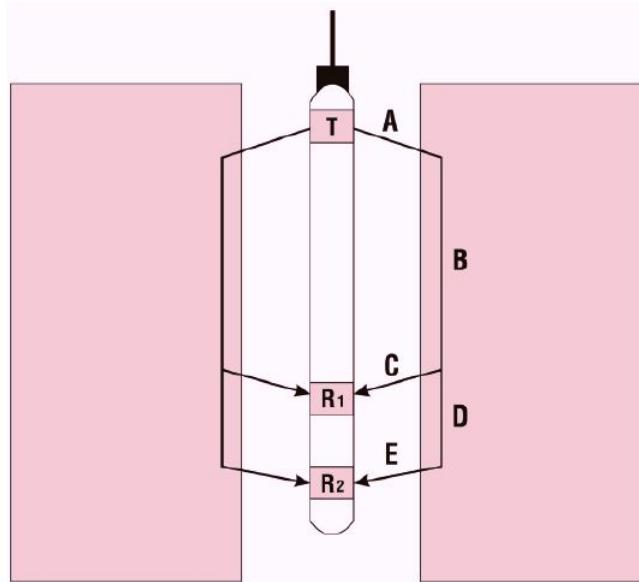


Figura 2.5: Esquema de funcionamento de uma ferramenta sônica. Graça, 2013.

Os transmissores são transdutores que transformam sinais elétricos em deformação mecânica, gerando pulsos com frequências entre 10 - 400 KHz. Já os receptores realizam o processo de transdução oposta. Com o objetivo de minimizar os efeitos das eventuais variações na geometria do poço, as ferramentas convencionais são formadas por dois transmissores e dois a quatro receptores. Nesses casos, o perfil sônico também é conhecido como BHC (*Bore Hole Compensated Sonic Log*). A resolução vertical e raio de investigação em média são de 60 e 6 cm, respectivamente. As ferramentas modernas possibilitam a detecção de ondas superficiais e cisalhantes, úteis nos estudos das propriedades mecânicas da rocha, fraturas e permeabilidade. Por fim, a unidade de tempo de trânsito no perfil sônico é expresso em $\mu\text{s/pé}$ ou $\mu\text{s/m}$.

As aquisições sônicas também podem se tornar imprecisas por motivos ambientais e operacionais. Até mesmo as ferramentas BHC podem ser afetadas por grandes desmoronamentos e rugosidades na parede do poço⁷. Nessas circunstâncias, o perfil apresenta valores elevados de Δt que não correspondem as propriedades físicas da rocha. Mais um fator que pode alterar a leitura das ferramentas é o surgimento de "saltos de ciclo". Esse fenômeno é caracterizado pela não chegada de uma onda compressional num dos detectores, devido a atenuação da onda em zonas fraturadas, rochas não consolidadas, zonas de gás, desmoronamentos, excentralização e etc..

O perfil acústico foi inicialmente aplicado na perfilação de poços na determinação da porosidade primária, a partir da publicação de Wyllie et al. (1956). Esses autores consideraram

⁷O perfil Cáliptor é ideal para verificação da integridade do poço.

que o tempo de trânsito da onda numa rocha é dado pela equação:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m, \quad (2.3)$$

onde ϕ é a porosidade, Δt , Δt_f e Δt_m representam o tempo de trânsito das ondas compressionais na rocha, no fluido intersticial e na matriz rochosa, respectivamente. Desse modo, a porosidade pode ser calculada através da expressão:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}. \quad (2.4)$$

A Equação 2.3, conhecida como equação de Wyllie, foi estabelecida em rochas sedimentares compactadas, sem argilas, apenas com porosidade primária e completamente saturada por água ($S_w = 1$). Assim, devido as heterogeneidades do meio⁸, o uso indiscriminado da Equação 2.4 resultará em valores de porosidade não confiáveis. Os efeitos da argilosidade e falta de compactação ainda podem ser contornados através de correções matemáticas.

2.4.4 O Perfil de Densidade

O perfil de densidade, conhecido desde 1957, pertence a categoria de perfil do tipo radioativo. Ele exibe a contínua medição das variações de densidade em que camadas rochosas apresentam ao longo de um poço. Ressalta-se que neste trabalho o termo densidade corresponde a propriedade de massa específica, como é tradição na literatura.

O princípio operacional das ferramentas de densidade é descrito a seguir. Uma fonte emite um feixe de raios gama artificiais (fótons) com intensidade fixa. Essa interação permite a ejeção de elétrons, enquanto os raios gama emitidos sofrem processo de dispersão e absorção (Efeito Compton). Por consequência, os detectores recebem menor fluxo de fótons. As Equações 2.5 e 2.6 mostram que esse fluxo final de fótons está relacionada com a densidade eletrônica das formações (número de elétrons/volume amostrado), que por sua vez é diretamente proporcional a densidade da formação.

$$I_f = I_i^{-\mu x \rho_e}, \quad (2.5)$$

onde I_f é o fluxo final dos fótons, I_i é o fluxo inicial, μ é o coeficiente de absorção do alvo, x é a espessura do material e ρ_e é a densidade eletrônica do material.

$$\rho_e = \frac{NZ}{A} \rho = C \rho \quad (2.6)$$

onde ρ_e é a densidade eletrônica de um corpo monoatômico, N é a constante de Avogadro, Z é número atômico do elemento, A é a massa atômica e ρ é a densidade do corpo em g/cm^3 . O fato de que para a maioria dos elementos que constituem as rochas sedimentares $C \approx 1$, permite as ferramentas calcularem a densidade das rochas através dos feixes mensurados.

⁸Presença de argilosidade, hidrocarbonetos, matriz complexa, porosidade secundária e etc..

As ferramentas convencionais que adquirem os dados de densidade possuem uma fonte radioativa colimada, atualmente sendo usado o Césio 137. Esse radioisótopo é usado porque emite raios gama com energia de 0,66 Mev, possibilitando a ocorrência do Efeito Compton. Adicionalmente, apresentam dois detectores para reduzir os efeitos da lama e reboco dentro de um poço, sistema conhecido como FDC (Compensated Formation Density) (Figura). Ambos estão situados em um patim metálico e são pressionados contra a parede do poço, além de serem colimados para evitar o acoplamento direto. Essa ferramenta apresenta uma resolução vertical de 2" (5,08 cm) e uma investigação radial de 10" ($\approx 25\text{cm}$). No perfil, os valores de densidade são impressas na unidade g/cm^3 .

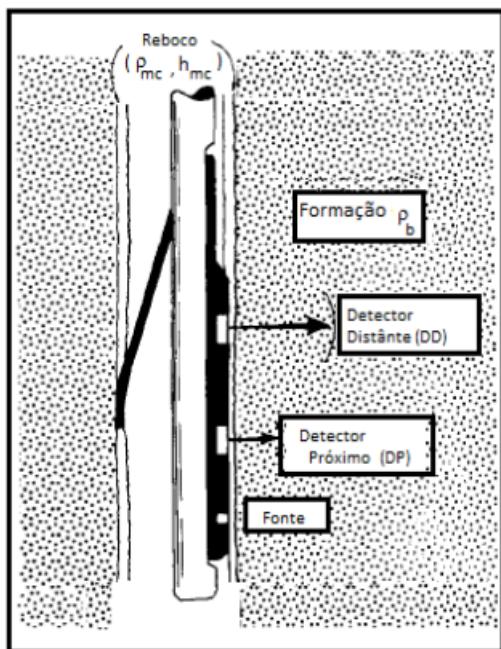


Figura 2.6: Ilustração de uma ferramenta de densidade FDC. Modificado de Serra (1984).

Os principais problemas na coleta de dados estão relacionados à desmoronamento e/ou reboco em frente as camadas perfiladas. Em ambos os casos, o feixe incial é atenuado antes mesmo de penetrar nas rochas, restringindo ainda mais a obtenção de informações de zonas afastadas. O mesmo efeito ainda pode ser intensificado quando usa-se lama à base de barita, devido ao elevado coeficiente de absorção de massa do bário. Felizmente, nas ferramentas FDC, essas influências podem ser minimizadas por correções automáticas. Nesses aspectos, as curva do cílipe e $\Delta\rho_B$ ⁹ são úteis no controle de qualidade do perfil. Vale lembrar que, pelo princípio de funcionamento da ferramenta, as rochas saturadas com hidrocarbonetos e/ou argilosas também afetam as medidas de densidade.

O perfil de densidade possui relevantes aplicações quantitativas. Pela lei da mistura, a

⁹ ...

densidade mensurada pode ser aproximada pela expressão:

$$\rho_B = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m, \quad (2.7)$$

onde ρ_B é a densidade medida pelo perfil, ρ_f é a densidade do fluido investigado, ρ_m é a densidade da matriz da rocha e ϕ é a porosidade total. Assim, de modo semelhante ao perfil sônico, pode-se fazer um estimativa da porosidade:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_B}{\rho_m - \rho_f}. \quad (2.8)$$

O cálculo obtido pela Equação 2.8 é afetada pelas influências já comentadas sobre ρ_B e a falta do conhecimento exato de ρ_m e ρ_f . No entanto, o resultado desses efeitos é posteriormente corrigido com o uso de outros perfis de porosidade. Em conjunto com o perfil sônico, o perfil densidade também possibilita o cálculo das constantes elásticas e a confecção de sismogramas sintéticos. Com relação as interpretações qualitativas, o perfil de densidade auxilia na identificação litológica das camadas e de zonas com hidrocarbonetos leves.

2.4.5 O Perfil Neutrônico

Em uso desde 1941, o perfil neutrônico é o único perfil radioativo que apresenta estimativas diretas de porosidade, e também é considerada pioneira quanto ao manuseio de ferramentas nucleares na perfilagem de poços. Ele se diferencia dos demais perfis de radiatividade porque são baseados nos fenômenos de interação dos nêutrons com a matéria, enquanto os outros, estão relacionados aos raios gama.

Os nêutrons são partículas eletricamente neutras, com massa semelhante ao do hidrogênio () e possuem uma curta meia-vida, entre 10 e 30 minutos. Sua neutralidade elétrica permite maior penetração na matéria, interagindo apenas com os núcleos dos átomos que compõem as rochas. Basicamente, essa interação ocorre em quatro fases: colisão, espalhamento, termalização e absorção. Durante seu decaimento, o nêutron é classificado conforme seu nível energético em cada fase: nêutron rápido (maior que 0,1 Mev), nêutron epitermal (entre 0,1 Mev e 0,025 ev) e nêutron termal (energia na ordem de 0,025 eV a 20 °C).

Na colisão, os nêutrons rápidos colidem de modo elástico (o de maior importância) e inelástico com os núcleos dos elementos que formam os minerais. A probabilidade dos choques ocorrerem é diretamente proporcional a densidade de núcleos, isto é, número de núcleos por unidade de volume de rocha. A chance das colisões acontecerem também depende da seção eficaz dos núcleos, uma propriedade relacionada com a energia do nêutron e a massa do núcleo envolvido no choque.

No espalhamento, os nêutrons apresentam movimentos caóticos, dispersando-se no meio. Aqueles que eventualmente colidem com núcleos atômicos tem sua energia cinética reduzida

a cada choque. Para avaliar essa diminuição energética, usa-se o parâmetro denominado perda de máxima de energia (PME), que depende da massa do átomo a ser colidido (M):

$$PME = \frac{4M}{(1+M)^2}. \quad (2.9)$$

No meio sedimentar, observa-se que o hidrogênio apresenta um valor relativamente alto de PME, assim como de seção eficaz de espalhamento. Por essas razões, atribui-se a presença do elemento de hidrogênio o principal responsável pelo amortecimento dos nêutrons.

Após sucessivas colisões, os nêutrons adquirem energia cinética igual ao do meio ambiente, cerca de 0,025 eV. Apesar das interações ainda existirem em menor intensidade, não há mais perdas energéticas significativas. Os nêutrons termais são absorvidos ou capturados por um núcleo atômico, ocasionando consequentemente a liberação de raios gama com energia na faixa de 2 a 8 MeV, de acordo com o elemento absorvedor.

Há quatro tipos principais de ferramentas neutrônicas, variando apenas o princípio de detecção. Nesta pesquisa, os perfis neutrônicos foram adquiridos apenas pela a ferramenta CNL (*Compensated Neutron Log*) (Figura). Essa é uma ferramenta do tipo mandril e ex-centralizada, com uma fonte e dois detectores colimados. Eles captam os nêutrons termais existentes no meio, emitindo um pulso elétrico com amplitude proporcional ao nível energético das partículas. Por razões já citadas, a medição da porosidade neutrônica é baseada no índice de hidrogênio (HI), definida como a teor de hidrogênio por unidade de volume. O perfil neutrônico é registrado em Unidades de Porosidade (PU), com relação a litologia de calibração.

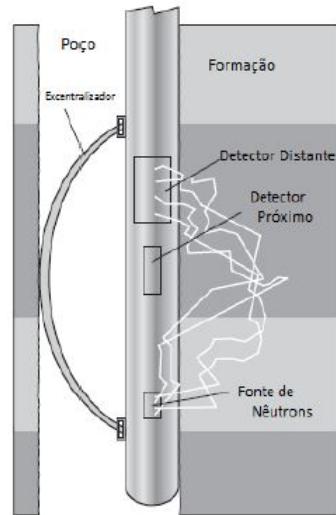


Figura 2.7: Ilustração de uma ferramenta de densidade CNL. Modificado de Ellis e Singer (2007).

A própria estrutura da ferramenta CNL permite a redução dos efeitos de poço sobre o perfil, mas grandes desmoronamentos podem prejudicar as contagens de nêutrons. Outro fator é o efeito matricial, alteração da leitura de porosidade em litologias com elevado teor de elementos absorvedores, a exemplo do Cl, Cd, B, Cl e Ba. Esses absorvedores também podem estar contidos em lamas muito salinas. Assim como nos outros perfis de porosidade, a presença de argilosidade e/ou hidrocarbonetos leves (gás e/ou óleos acima de 30 graus API) nas rochas também podem afetar a interpretação deste perfil.

CAPÍTULO 3

Modelagem de Dados

A confecção de perfis sintéticos é um procedimento recorrente na literatura e indústria de petróleo. Destaca-se a simulação do perfil sônico (e.g., Tiwary et al., 2004; Leite et al., 2007; Bomfim et al., 2012) e da velocidade da onda S (e.g., De Oliveira Martins, 2009; Akhundi et al., 2014; De Sousa et. al, 2015). Os principais métodos empregados são as relações empíricas, análise estatística (regressão e análise multivariada) e algoritmos inteligentes (redes neurais e lógica *fuzzy*). Já como variáveis preditoras, são usados os perfis disponíveis ou parâmetros calculados, a exemplo do volume de argilominerais e porosidade efetiva. Apesar de alguns trabalhos abordarem a simulação do perfil de densidade (e.g., Ribeiro et al., 2009; Rolon et al., 2005) a presente pesquisa análise comparativa de dois métodos para a modelagem do perfil de densidade, os quais serão apresentados neste capítulo.

3.1 Modelagem Baseada em Equações Empíricas

No contexto petrofísico, as equações empíricas relacionam as propriedades física das rochas na forma de expressões matemáticas, os quais são obtidas por meio de métodos estatísticos aplicados numa determinada distribuição de dados. Após o estabelecimento de sua validade e restrições, pode-se também usá-las no desenvolvimento de outras equações.

As equações empíricas aplicadas nesta modelagem são baseadas em Gardner et al. (1968), Lindseth (1979), Bellotti e Giaca (1978), e Castagna et al. (1993). Em todos os casos são expressões que associam densidade à velocidade da ondas compressionais, pois conforme proposto por Faust (1953) as velocidades aumentam com o acréscimo na densidade das rochas sedimentares.

Deve-se ter conhecimento de alguns fatores que limitam o uso dessas equações empíricas:

- Os parâmetros usados nas equações foram ajustados conforme as informações de outras bacias e amostras rochosas, e não necessariamente irá se adequar nos dados deste trabalho.
- O pseudoperfil estará sujeito às influências e princípios que regem o perfil sônico, em que

se distingue em alguns aspectos ao perfil de densidade - resoluções, posição ferramental, nível de sensibilidade à presença de porosidades, argilosidadade, hidrocarbonetos, desmoronamentos, estratos não compactados e etc..

3.1.1 Equação de Gardner et al. (1968)

Gardner et al. (1974) determinaram uma relação entre a velocidade das ondas compressionais e a densidade. Eles a obtiveram a partir de dados dos principais tipos de rochas sedimentares coletadas em diversas bacias, com diferentes idades e profundidades (a partir de 750 m) (Figura 3.1). Fica claro que o objetivo dos autores foi conceber uma equação de ajuste geral para a maioria das rochas estudadas. Até os dias atuais ela é rotineiramente utilizada na sísmica.

$$\rho = 0,23V_p^{0,25}, \quad (3.1)$$

onde V_p está em pés/s e ρ em g/cm^3 .

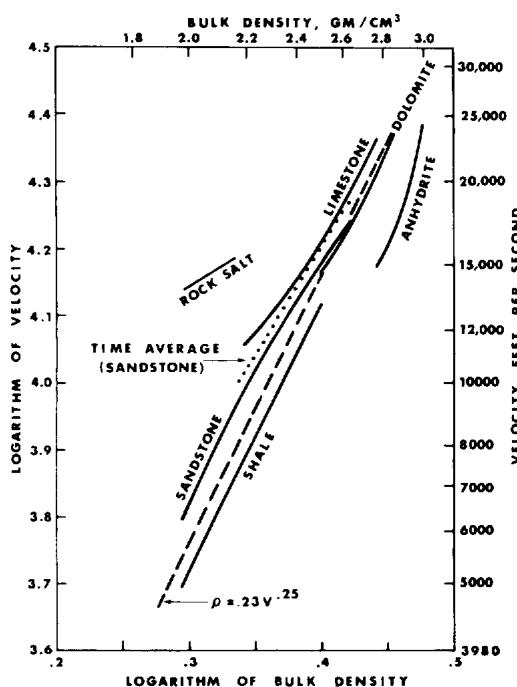


Figura 3.1: Relacionamento densidade-velocidade em rochas de diferentes litologias, Gardner et al. (1974).

3.1.2 Equação de Lindseth (1979)

Lindseth (1979) a partir do trabalho de Gardner et al. (1974), concebeu uma relação linear empírica entre a impedância acústica e a velocidade (Figura 3.6):

$$V = 0,308\rho V + 3460, \quad (3.2)$$

onde V está em pés/s e ρ em g/cm³.

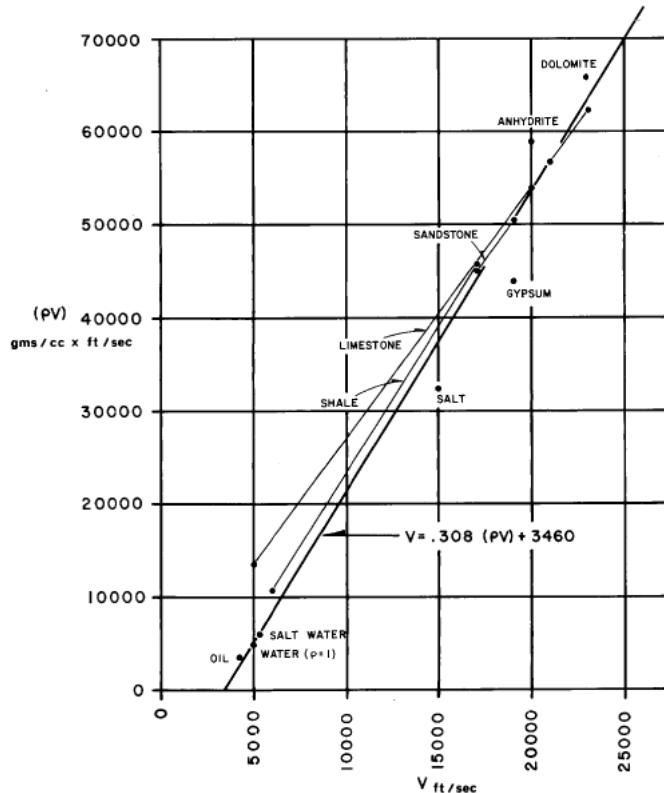


Figura 3.2: Relacionamento impedância acústica-velocidade em rochas de diferentes litologias, Lindseth (1974).

Desse modo, pode-se obter a densidade pela equação:

$$\rho = \frac{(V - 3460)}{0,308V}. \quad (3.3)$$

3.1.3 Equações de Bellotti e Giacca (1978)

Bellotti e Giacca (1978) apud Pereira (2007), correlacionaram a densidade com o tempo de trânsito da formação rochosa.

Para formações consolidadas:

$$\rho = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95} \quad (\Delta t < 100 \mu\text{s/pé}) \quad (3.4)$$

Para formações inconsolidadas:

$$\rho = 2,75 - 2,11 \left(\frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t + 200} \right) \quad (\Delta t > 100 \text{ } \mu\text{s/pé}) \quad (3.5)$$

onde Δt está em $\mu\text{s/pé}$ e ρ em g/cm^3 .

3.1.4 Equações de Castagna et al. (1993)

Castagna et al. (1993) apud Mavko et al. (2009), apresentaram uma relação polinomial entre a densidade e a velocidade compressional para alguns litotipos.

Folhelho:

$$\rho = -0,0261V_p^2 + 0,373V_p + 1,458. \quad (1,5 \leq V_p \leq 5,0) \quad (3.6)$$

Arenito:

$$\rho = -0,0115V_p^2 + 0,261V_p + 1,515. \quad (1,5 \leq V_p \leq 6,0) \quad (3.7)$$

Calcário:

$$\rho = -0,0296V_p^2 + 0,461V_p + 0,963. \quad (3,5 \leq V_p \leq 6,4) \quad (3.8)$$

Onde V_p está em km/s e ρ em g/cm^3 . Esses autores também geraram expressões de potência que se ajustassem aos dados utilizados no artigo, os quais não serão utilizados neste trabalho. Mavko et al. (2009) também ilustram as equações de Castagna et al. (1993) aplicadas em dados laboratoriais e de perfis (Figura 3.11)

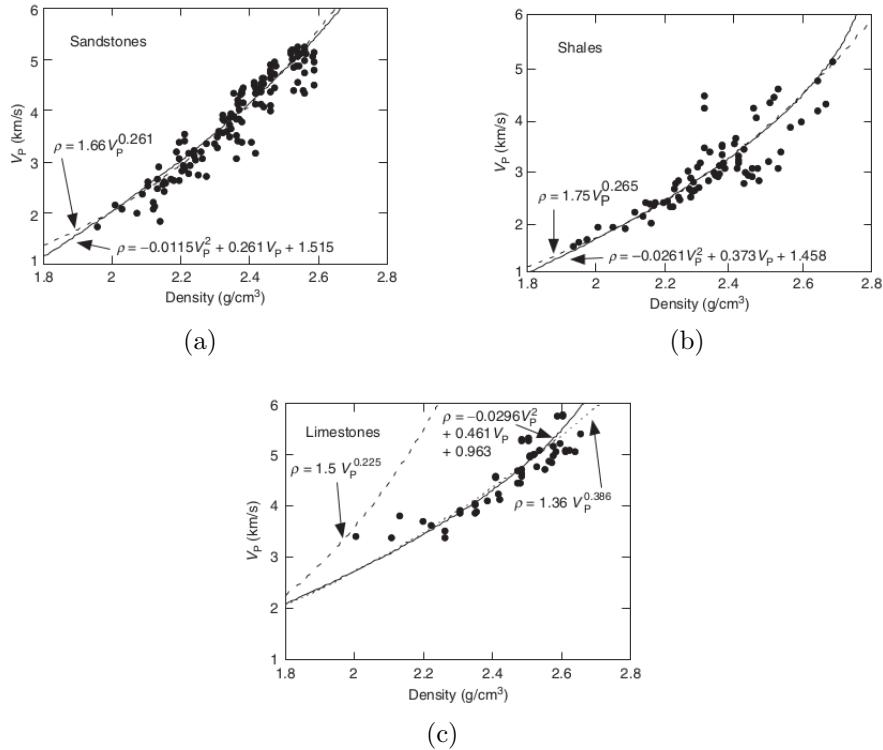


Figura 3.3: Relações de Castagna aplicadas em dados de laboratório e perfis, conforme as seguintes litologias: Arenitos (a), Folhelhos (b) e Calcários (c). Mavko et al. (2009)

3.1.5 Procedimentos

O processo de predição usando as equações comentadas foi viável através do perfil de tempo de trânsito ou da velocidade calculada:

$$V = \frac{(304, 8)}{\Delta t}, \quad (3.9)$$

onde o tempo de trânsito (Δt) está em $\mu\text{s/pé}$ e a velocidade (V) em km/s.

Os dados sintéticos de densidade foram comparadas com o original mensurado, conforme cada equação aplicada (Figura 3.5, 3.7, 3.9, 3.11, 3.13, 3.15). Esses resultados também estão exibidos em gráficos de dispersão (Figura 3.6, 3.8, 3.10, 3.12, 3.14, 3.16). A discriminação litológica foi apoiada na interpretação qualitativa prévia dos perfis existentes, assim como na coluna litológica presente em Borges (2012). A validação das

Nas três zonas principais, a avaliação numérica do grau de ajuste foi dada pelo Erro Percentual Médio (ϵ):

$$\epsilon (\%) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{Y_i - X_i}{X_i} 100}{n}, \quad (3.10)$$

e a correlação entre dados reais e estimados foi feita pelo coeficiente de correlação (r):

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}, \quad (3.11)$$

onde X_i é o valor da curva real, Y_i é o respectivo valor da curva sintética e n é o número de amostras da zona considerada (Tabela 3.1 e 3.2).

No ANEXO II.1 consta o código em R desenvolvido para calcular os valores estimados de densidade.

Validação das equações

Foi observado nos dados que há zonas com o tempo de trânsito acima de $100 \mu\text{s/pé}$, o que sugere a aplicação da Equação 3.5. No entanto, nos arenitos esses valores superiores a $100 \mu\text{s/pé}$ estão vinculados à presença de hidrocarbonetos leves, e não a inconsolidação da rocha. Por essa razão, quanto as equações de Bellotti, aplicou-se apenas a Equação 3.4. Já o uso das equações de Castagna, na maior parte das amostras, é legítima nas especificações litológicas.

3.1.6 Análise dos Resultados

No intervalo que compreende os folhelhos e/ou margas (Zona 1) sobrepostos ao Arenito Namorado, a curva sintética desenvolvida pela a equação de Castagna no folhelho (RHOBCF) ajustou-se de modo mais satisfatório ao perfil real ($\epsilon = 1,51 \%$) e o grau de correlação manteve-se numa faixa moderada (0,4 - 0,6). Nos demais modelos, observou-se a tendência geral de subestimação da densidade e discrepâncias pontuais marcantes, próximas de 2962,5 m e 2875 m. A primeira pode ser justificada pelo desmoronamento do poço em (2952,4 - 2063)m, visto no perfil cílico fornecido à De carvalho (2013). A segunda foi interpretada como resultado da diferença de "fase" do perfil sônico e densidade no contato entre as margas e os folhelhos radioativos.

Na Zona 2, onde está situado o Arenito Namorado, foi constatado que as curvas estimadas pela equação de Castagna em arenitos (RHOBCA) e pela equação de Bellotti (RHOB), mostraram-se mais semelhantes à orginal ($\epsilon = 2,99 \%$ e $\epsilon = 3,06 \%$, nessa ordem). Todos os perfis preditos apresentaram forte nível de correlação (um pouco acima de 0,7). Pela análise visual dos perfis e gráficos notou-se que os melhores modelos gerados para cada litologia, foram: RHOB e RHOBCA - nos arenitos, RHOBCF - na sequência hemipelágica. No geral as equações subestimaram os valores reais nos estratos pelágicos. Nos arenitos o RHOBG e RHOFC mostraram otimistas, enquanto RHOBL e RHOBCC pessimistas. Em 3086 m foi detectado um desvio pontual acentuado que se repete na maioria dos modelos,

que possivelmente decorre de uma fácie arenito cimentado.

Nos carbonatos (Zona 3) sotopostos ao Arenito de Namorado a curva estimada RHOBCF foi a mais próxima da original ($\epsilon = 1,08 \%$), enquanto os demais modelos apresentaram densidades abaixo do esperado. Além disso, em todos os casos houve uma fraca correlação entre as modelagens e o perfil real (abaixo de 0,3), explicado por um comportamento semelhante entre os perfis de densidade e tempo de trânsito. Pode-se atribuir a esse evento ao aumento da porosidade secundária presente nesses carbonatos.

Ao considerar a totalidade dos dados, os modelos se correlacionaram fortemente (próximo de 0,81), ao passo que especificamente RHOBGG e RHOBB apresentaram menores erros em relação as outras equações ($\epsilon = 3,61 \%$ e $\epsilon = 3,64 \%$, respectivamente).

Observações

- A modificação da equação de Gardner que originou a equação de Lindesth ajustou as densidades dos arenitos de modo mais distribuído e divergiu nas outras litologias, em comparação com a equação original.
- É válido lembrar que as relações empíricas foram adquiridas com dados de outras bacias e amostras rochosas, o que pode limitar sua eficiência em outros dados. Por exemplo, contrariando o esperado, a relação de Castagna para calcário apresentou o maior erro na zona dos carbonatos, enquanto sua equação para o folhelho obteve um baixo erro.
- Apenas os desvios pontuais e repetitivos entre as curvas modeladas e a original foram enfatizados, mas é ratificado que o perfil sintético de densidade está subordinado aos princípios e problemas ligados ao perfil sônico, os quais são diferentes em alguns pontos ao perfil de densidade. Sendo assim, somado ao item acima, explica-se as discrepâncias entre os modelos e o dado original.

Tabela 3.1: Erro Percentual Médio (ϵ) de cada modelo de densidade - conforme as zonas estabelecidas no poço NA1A.

Modelos	Erro percentual médio de predição (%)			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
Gardner et al. (1974) - RHOBG	3,27	4,00	2,61	3,61
Lindseth (1979) - RHOBL	8,11	3,58	4,55	4,43
Bellotti et al. (1978) - RHOBB	6,78	3,06	3,30	3,64
Castagna et al. (1979) - RHOBCA	7,04	2,99	5,62	4,12
Castagna et al. (1979) - RHOBCF	1,51	5,61	1,08	4,07
Castagna et al. (1979) - RHOBCC	10,18	4,93	6,37	5,98

Tabela 3.2: Coeficiente de Correlação Linear (r) de cada modelo de densidade - conforme as zonas estabelecidas no poço NA1A.

Modelos	Coeficiente de Correlação Linear			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
Gardner et al. (1974) - RHOBG	0,424	0,758	0,303	0,806
Lindseth (1979) - RHOBL	0,412	0,78	0,298	0,821
Bellotti et al. (1978) - RHOBB	0,412	0,78	0,298	0,821
Castagna et al. (1979) - RHOBCA	0,426	0,753	0,302	0,802
Castagna et al. (1979) - RHOBCF	0,421	0,768	0,298	0,814
Castagna et al. (1979) - RHOBCC	0,422	0,764	0,299	0,811

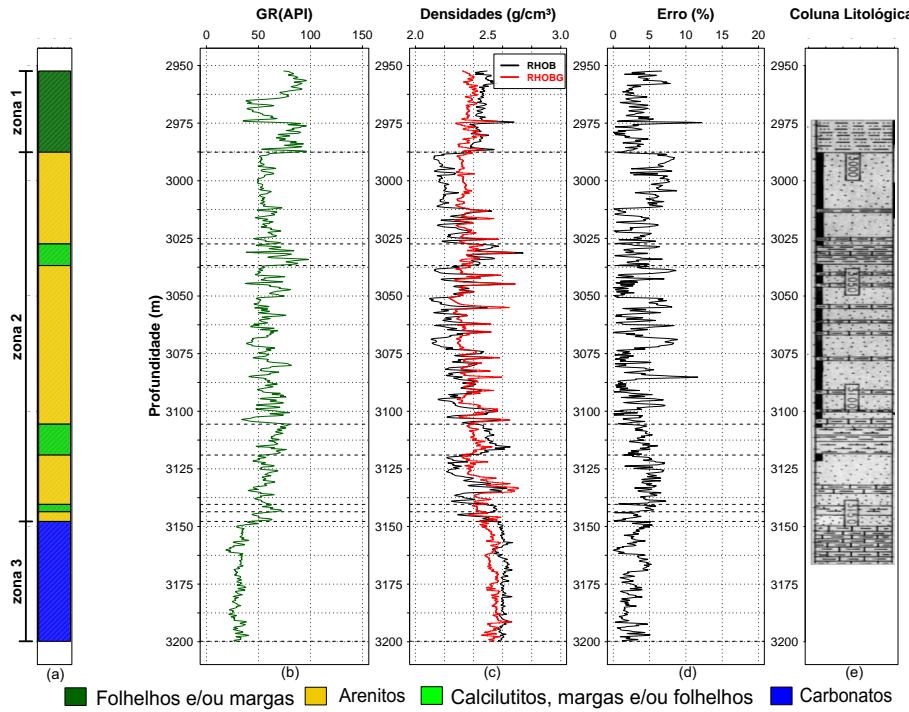


Figura 3.4: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Gardner: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBG), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

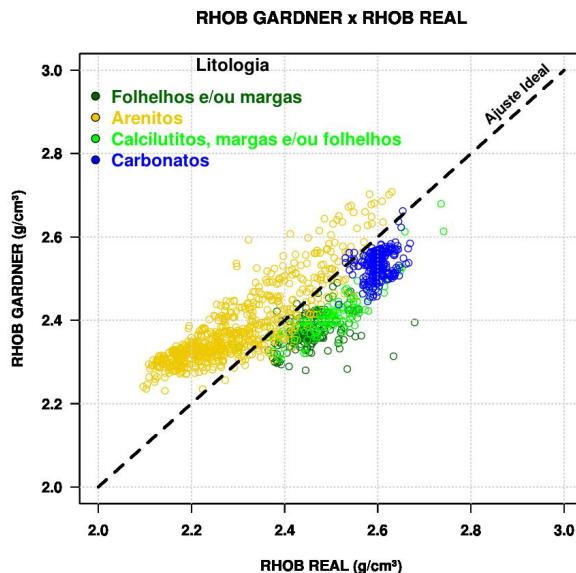


Figura 3.5: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Gardner com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

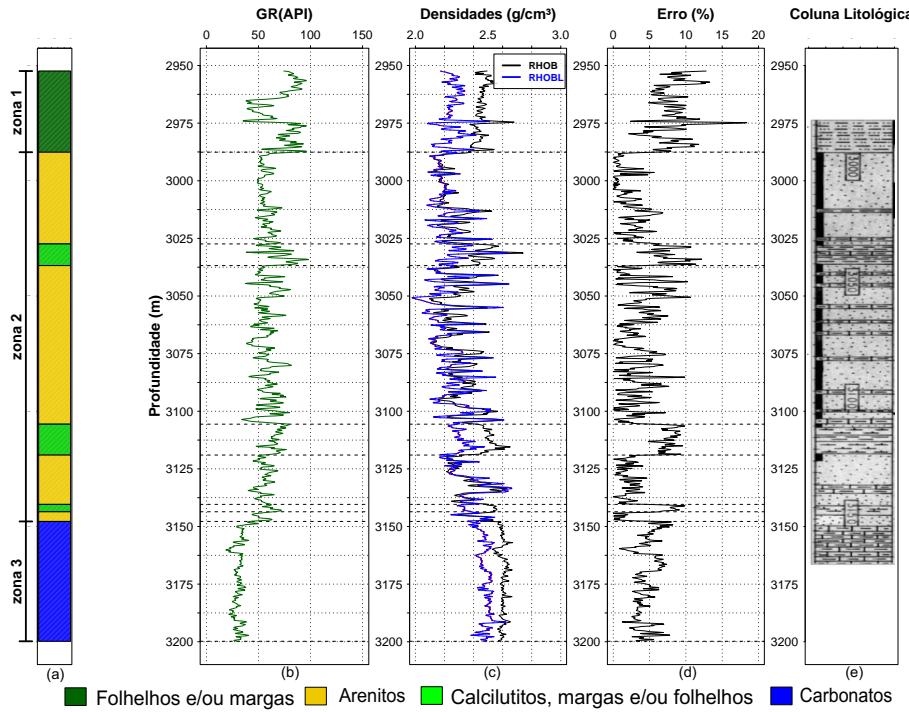


Figura 3.6: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Lindseth: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBL), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

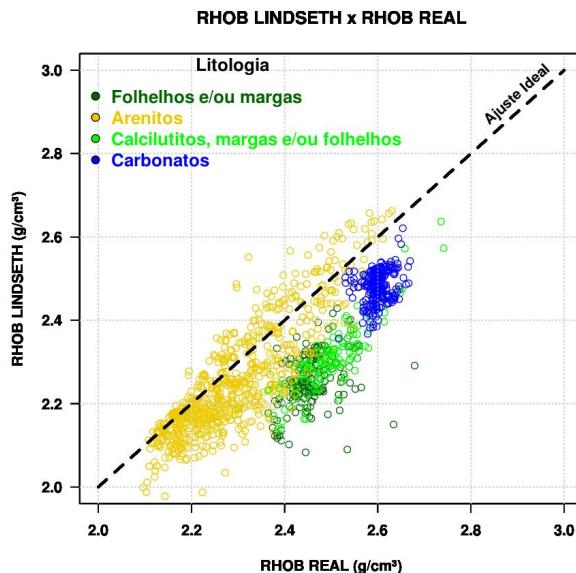


Figura 3.7: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Lindseth com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

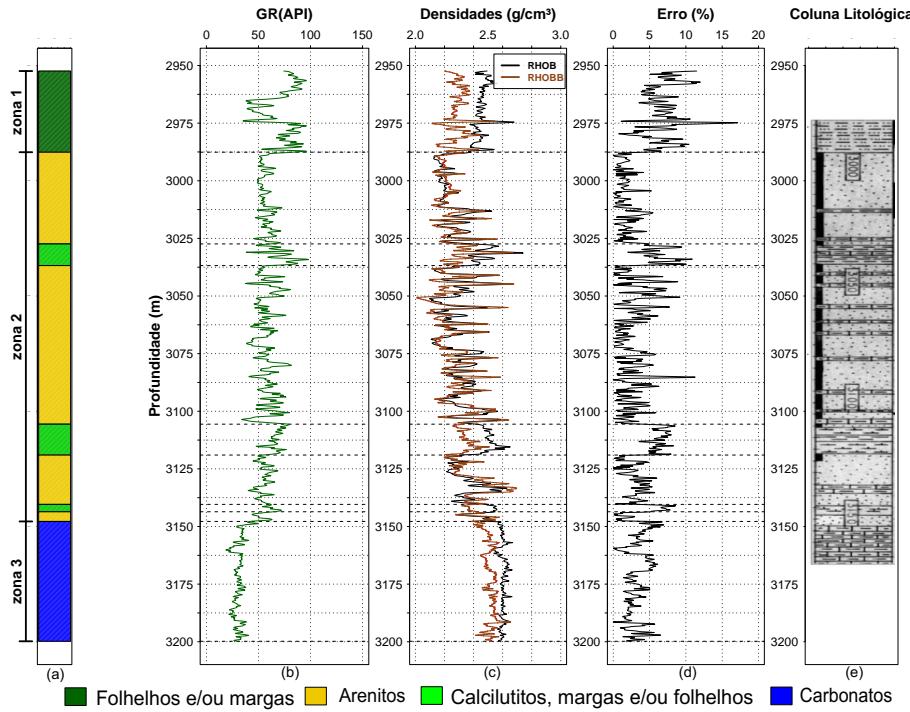


Figura 3.8: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Bellotti: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOB-B), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

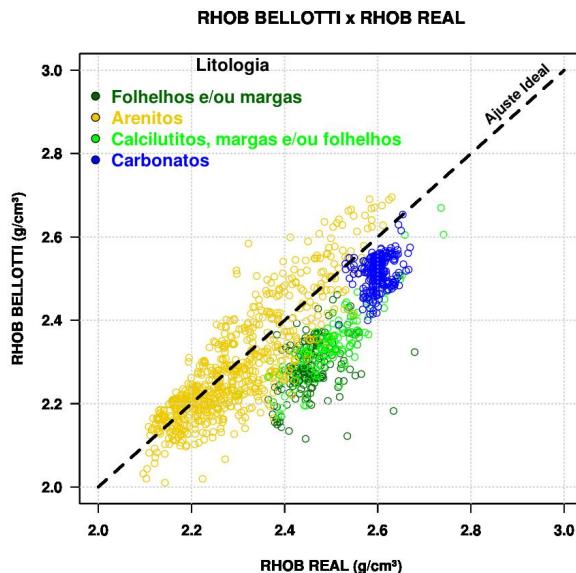


Figura 3.9: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Bellotti com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

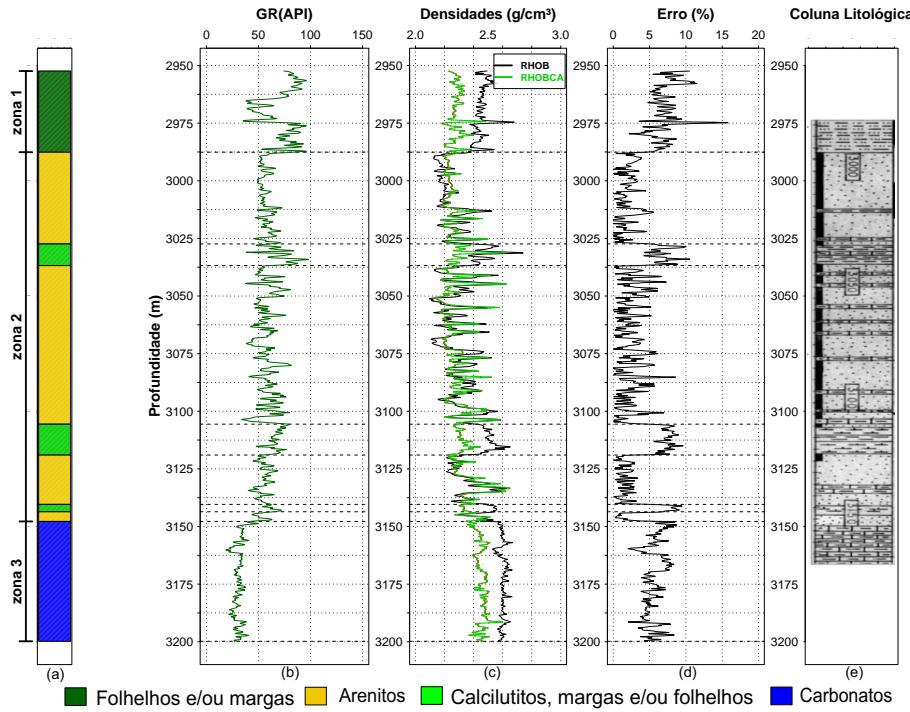


Figura 3.10: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em arenitos: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCA), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A

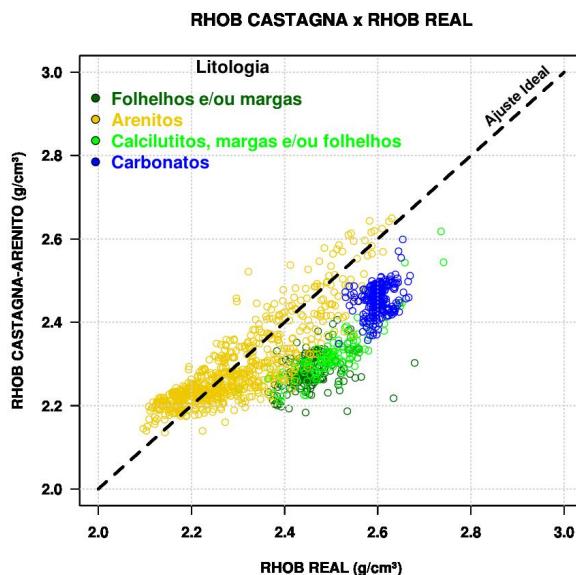


Figura 3.11: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos arenitos com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

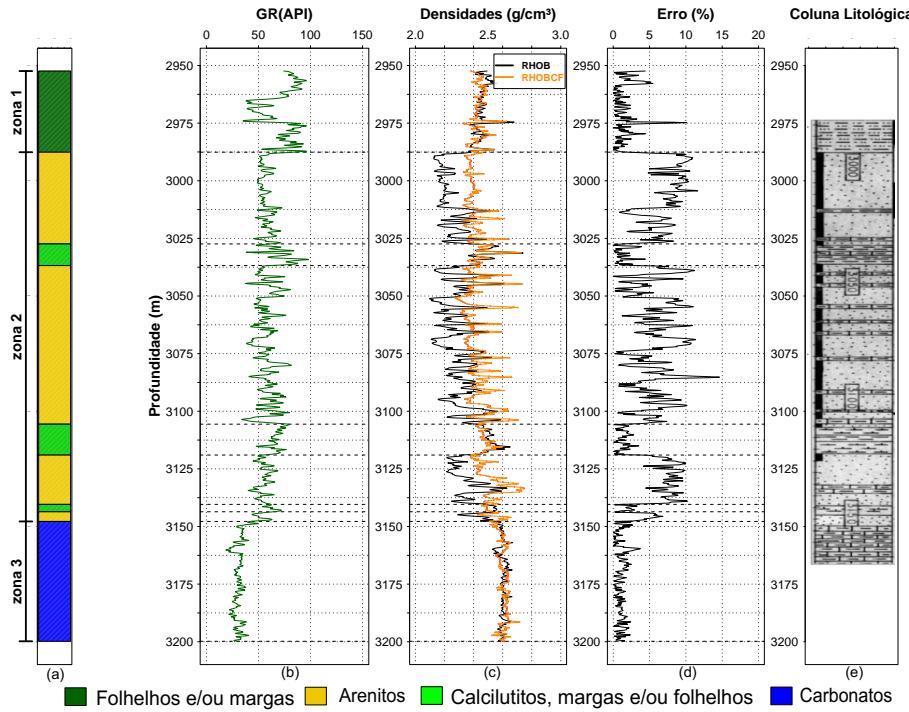


Figura 3.12: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em folhelhos: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCF), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A

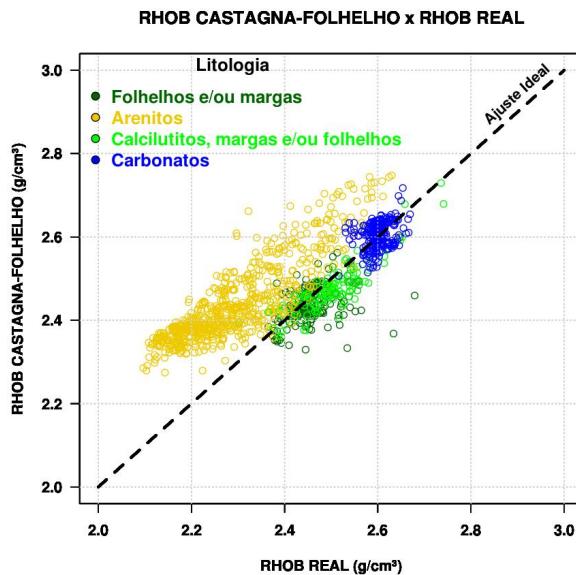


Figura 3.13: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos folhelhos com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

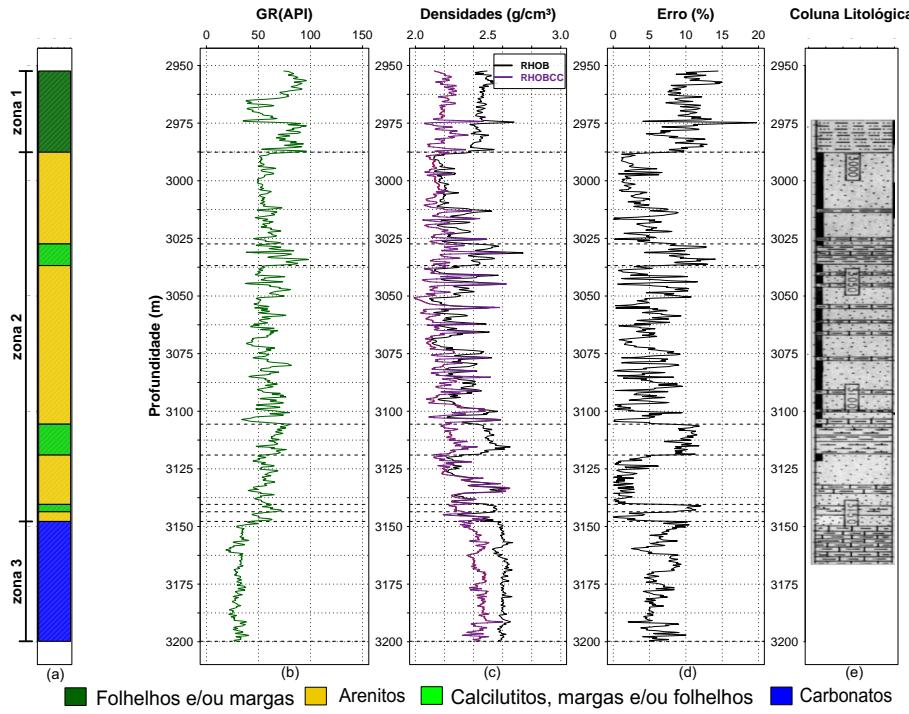


Figura 3.14: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação de Castagna em calcários: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBCC), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A

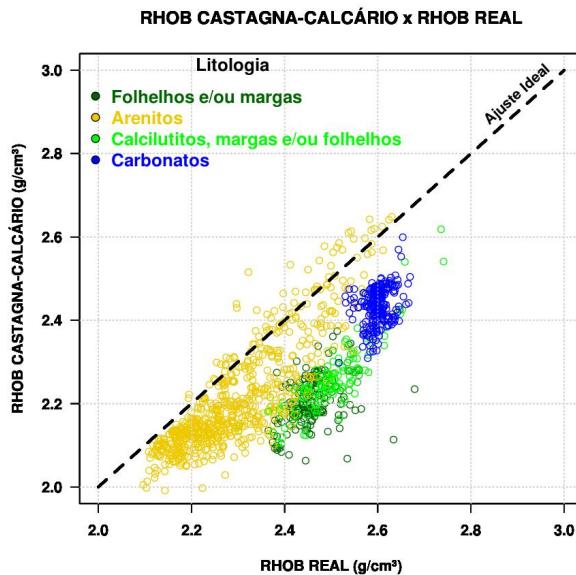


Figura 3.15: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação de Castagna nos calcários com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

3.2 Modelagem Baseada em Análise de Regressão

A Análise de Regressão ou simplesmente Regressão é uma ferramenta estatística que investiga o relacionamento entre duas ou mais variáveis (Sykes, 1993), expressa comumente através de uma equação matemática. Assim, os valores de uma variável dependente podem ser estimados com base nos valores das variáveis independentes (Aggarwal e Khurana, 2009).

3.2.1 Modelos de Regressão

Modelo de Regressão Linear Simples

O modelo de regressão linear simples (MRLS) pode ser representado da seguinte forma:

$$Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_i + \epsilon_i, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.12)$$

onde Y_i é o valor da variável dependente (resposta); X_i é o valor (conhecido) da variável independente (preditora); α_0 e α_1 são os coeficientes de regressão (constantes) e ϵ_i é o erro amostral ou aleatório.

Modelo de Regressão Linear Múltipla

Há fenômenos que se deve incorporar outras variáveis ao MRLS (Equação 3.2) para melhor explicar o comportamento da variável resposta. Nesses casos, pode-se usar um modelo de regressão linear múltipla (MRLM), expresso por:

$$Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \alpha_2 X_{i2} + \dots + \alpha_k X_{ik} + \epsilon_i, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (3.13)$$

em que Y_i é o valor da variável dependente (resposta); $X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{ik}$ são os valores das variáveis independentes; $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$ são os coeficientes de regressão (indicam a contribuição das respectivas variáveis independentes), α_0 é o coeficiente de intercepto e ϵ_i é o erro aleatório.

Considerações sobre os modelos lineares

- Na regressão simples o modelo é representado por uma curva, seja linear ou não linear. Já o modelo de regressão linear múltipla representa um hiperplano no espaço de dimensão k (Taconeli, 2010);
- É importante ressaltar que a regressão linear é um termo ligado a linearidade dos parâmetros $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_k$ e não por Y ser função linear das variáveis independentes. Desse modo, uma equação $Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1}^2 + \alpha_2 \sqrt{X_{i2}} + \alpha_3 \log X_{i3} + \epsilon_i$ é um modelo linear múltiplo, enquanto a equação $Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1}^4 + \alpha_2 X_{i2}^{\alpha_{i3}} + \epsilon_i$ é um modelo não linear múltiplo (Barbieri, 2002);

- O erro aleatório ϵ_i , apesar de ser uma variável não observável, é estimado pelo parâmetro chamado de resíduo $e_i = \hat{Y}_i - Y_i$, onde \hat{Y}_i são os valores originais. A análise dos resíduos permite realizar relevantes inferências sobre o modelo de regressão;
- Os modelos lineares consideram algumas pressuposições, como por exemplo: (i) a linearidade entre as variáveis dependentes e independentes; (ii) os valores das variáveis independentes são fixos, ou seja, não são aleatórios (Taconeli, 2010). Esse autor também descreve outras pressuposições que estão relacionadas com a distribuição dos erros amostrais, cujo estudo não será abordados neste trabalho.

Modelos de Regressão Não Linear Simples

Em alguns casos o MRLS não se ajusta apropriadamente a um conjunto de dados. Sendo assim, pode-se empregar os modelos de regressão não linear simples, escritos na forma geral:

$$Y_i = f(X_i, \boldsymbol{\theta}) + \epsilon_i, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (3.14)$$

onde Y_i é o valor variável dependente, $f(X_i, \theta)$ é uma função não linear contínua, X_i é o valor da variável independente, $\boldsymbol{\theta}$ é o vetor dos coeficientes desconhecidos e ϵ_i o erro aleatório. Na Tabela 3.3 estão alguns modelos não lineares análogos as equações empíricas discutidas na Seção 3.1, assim como aqueles usados por Chagas et al. (2010) na geração de perfis sônicos sintéticos.

Tabela 3.3: Exemplos de equações não lineares.

Modelo	Equação	Transformação Linear
Logarítmico	$Y = \alpha_0 + \alpha_1 \ln X$	
Inverso	$Y = \alpha_0 + \frac{\alpha_1}{X}$	
Exponencial	$Y = \alpha_0 e^{\alpha_1 X}$	$\ln Y = \ln \alpha_0 + \alpha_1 X$
Potência	$Y = \alpha_0 X^{\alpha_1}$	$\ln Y = \ln \alpha_0 + \alpha_1 \ln X$
Polinomial de ordem $n > 0$	$Y = \alpha_n X^n + \alpha_{n-1} X^{n-1} + \dots + \alpha_0$	

3.2.2 Estimação dos Parâmetros dos Modelos

O método dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), ou mais popularmente conhecido como Método dos Mínimos Quadrados (MMQ), é o procedimento estatístico mais utilizado na estimativa dos parâmetros ($\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$) de um modelo linear. Esse objetivo é logrado a partir da minimização da soma dos quadrados dos resíduos $\sum_{i=1}^n e_i^2$.

$$L = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2. \quad (3.15)$$

Baseado em Equipe Estatcamp (2014), desenvolvedores do *software* estatístico *action*, o algoritmo MMQ pode ser simplificadamente descrito a seguir. Utilizando-se do caso geral múltiplo (Equação 3.13), tem-se as derivadas parciais de L em relação aos parâmetros como:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L}{\partial \alpha_0} = -2 \sum_{i=1}^n [\hat{Y}_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_k X_{ik}] \\ \frac{\partial L}{\partial \alpha_1} = -2 \sum_{i=1}^n [\hat{Y}_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_k X_{ik}] X_{i1} \\ \dots \\ \dots \\ \frac{\partial L}{\partial \alpha_j} = -2 \sum_{i=1}^n [\hat{Y}_i - \alpha_0 - \alpha_1 X_{i1} - \alpha_2 X_{i2} - \dots - \alpha_k X_{ik}] X_{ji} \end{array} \right.$$

para $j=1,2,\dots,k$. Após igualar as derivadas a zero e rearrumá-las, obtém-se o sistema de equações normais:

$$\left\{ \begin{array}{l} n\alpha_0 + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{i1} + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{i2} + \dots + \alpha_k \sum_{i=1}^n X_{ik} = \sum_{i=1}^n Y_i \\ \alpha_0 \sum_{i=1}^n X_{i1} + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{i1}^2 + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{i1} X_{i2} + \dots + \alpha_k \sum_{i=1}^n X_{i1} X_{ik} = \sum_{i=1}^n X_{i1} Y_i \\ \dots \\ \dots \\ \alpha_0 \sum_{i=1}^n X_{ik} + \alpha_1 \sum_{i=1}^n X_{ik} X_{i1} + \alpha_2 \sum_{i=1}^n X_{ik} X_{i2} + \dots + \alpha_k \sum_{i=1}^n X_{ik}^2 = \sum_{i=1}^n X_{ik} Y_i \end{array} \right.$$

A partir da resolução desse sistema são estimados os coeficientes $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2\dots\alpha_n$.

Esse clássico método segue premissas subjacentes as pressuposições relacionadas aos modelos lineares e, caso não sejam respeitadas, os parâmetros calculados podem ser considerados inefficientes (Gujarati e Porter, 2011). As possíveis violações podem ser identificadas através de testes e análises específicas, sendo viável também algumas medidas corretivas. Por outro lado, como esses recursos tornam o processo de modelagem demorado, nesta pesquisa é considerado que todos as premissas referentes aos modelos e ao MQO são satisfeitas. Santos (2010) sugere outros métodos de ajuste de parâmetros lineares, a exemplo da Análise de Componentes Principais, Método da Máxima Verossimilhança, Método da Regressão Rigde e etc..

3.2.3 Avaliação dos Modelos de Regressão

Coeficientes de Determinação

O coeficiente de determinação (R^2) é matematicamente definido pela expressão:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{\sum_{i=1}^n y_i^2} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2} \quad (3.16)$$

onde $\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2$ é chamado de soma total de quadrados (STQ) e $\sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2$ é soma do quadrado dos resíduos (SQR), para n amostras.

Para Gujarati (2006), esse coeficiente mede a qualidade de ajuste do modelo de regressão, apontando que proporção da variação da variável dependente é explicada pelas variáveis explanatórias. Assim, na modelagem de perfis, um coeficiente de determinação de 0,60 indica que 60% da variação total nos valores do perfil de densidade na amostra analisada pode ser predita pelas variáveis independentes.

O acréscimo de variáveis X ao modelo tende a aumentar o valor do coeficiente de determinação (já que apenas STQ tende a diminuir), o que poderia a levar a conclusões errôneas. Assim, para levar em conta a quantidade de variáveis independentes, pode-se utilizar o coeficiente de determinação ajustado (R_a^2):

$$R_a^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n e_i^2 / (n - k)}{\sum_{i=1}^n y_i^2 / (n - k)}, \quad (3.17)$$

onde k é número de parâmetros do modelo mais o intercepto.

Observações

Embásado em Gujarati e Porter (2011) e Equipe Estatcamp (2014), observa-se que:

- O valor do coeficiente de determinação varia entre 0 a 1. Teoricamente, 1 representa um ajuste "perfeito" e 0 a inexistência de um ajuste. Porém, deve-se atentar para os itens seguintes antes de classificar qualquer um modelo apenas por esse parâmetro;
- O R^2 é influenciado pelo tamanho da amostra (n), tendendo a crescer conforme a redução de n ;
- O R^2 também é dependente da amplitude de variação das variáveis regressoras (X), no geral, quanto maior a variação dos valores de X_i , maior será R^2 ;

- A adição de termos ao modelo aumenta o valor de R^2 , mas não implica necessariamente que o novo modelo é melhor com relação ao anterior;
- Com o aumento do número de variáveis X, o R_a^2 aumenta menos que R^2 ($k > 1$, $R_a^2 < R^2$);
- Caso R_a^2 seja negativo numa aplicação (isso é possível, quando $R_a^2 = 0$ e $k > 1$) seu valor deverá ser tomado como zero;
- Para comparação entre dois modelos através de R^2 ou R_a^2 o tamanho da amostra n e a variável dependente devem ser o mesmo entre eles;
- Convém lembrar que alguns autores relativizam a aplicação do R^2 e R_a^2 como indicativo da qualidade do ajustamento do modelo, sugerindo mais relevância à consistência lógica e teórica das variáveis independentes em relação à variável dependente. Portanto, um R^2 baixo não é necessariamente uma evidência de que o modelo é ruim, assim como um R^2 elevado nem sempre implica que o modelo é bom.

Teste de Significância Geral dos Modelos

Dado o modelo de regressão linear múltipla (Equação 3.13), deve-se considerar as hipóteses estatísticas:

$$\begin{cases} H_0 : \alpha_1 = \alpha_2 = \dots = \alpha_k = 0 \\ H_1 : \text{ao menos um } \alpha_i \neq 0, \quad i = 1, 2, \dots, k \end{cases}$$

. A hipótese nula (H_0) significa que nenhuma variável independente tem uma relação linear com a variável dependente. Assim, a rejeição de H_0 implica na aceitação da hipótese H_1 , onde no mínimo uma variável X_i contribui efetivamente para a explicar a variação da variável dependente. Nesse caso, o modelo de regressão pode ser considerado significativo.

Um modo para testar H_0 é através da estatística F,

$$F_0 = \frac{\frac{[\sum_{i=1}^n y_i^2 - \sum_{i=1}^n e_i^2]/k}{[\sum_{i=1}^n e_i^2]/(n - k - 1)}}{(3.18)}$$

Se $F_0 > F_{(1-\beta; k; n-k-1)}$ e $p\text{-valor} = P[F_{k;n-k-1}] < \beta$, rejeita-se H_0 , em que $F_{(1-\beta; k; n-k-1)}$ é o valor crítico de F no nível β de significância considerado (adota-se geralmente $\beta = 5\%$).

Indicador de Previsão de Erro

Na Literatura há vários indicadores de previsão de erro relacionando os valores observados e aqueles preditos pelos modelos. Seguindo a metodologia de Chagas et al. (2010) na modelagem do perfil sônico, será utilizado o **erro percentual absoluto médio MAPE**

(mean absolute percentage error), que representa a média percentual entre erro de previsão e o valor real. A fórmula matemática do MAPE é idêntica a Equação 3.10, distinguindo-se apenas o conjunto de dados manipulado.

$$MAPE (\%) = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|\hat{Y}_i - Y_i|}{Y_i} 100}{n}, \quad (3.19)$$

onde \hat{Y}_i é o valor do dado real, Y_i é o respectivo valor predito e n é o número de amostras utilizadas na regressão. Quanto mais próximo de zero o MAPE, mais precisos são os dados previstos.

3.3 Calibração dos Parâmetros das Equações Empíricas

Potter e Stewart (1998) calibraram os parâmetros da equação de Gardner e Lindseth na predição da densidade em alguns poços do Campo de Blackfoot, no Texas. Seguindo essa metodologia os coeficientes das equações empíricas abordadas na Seção 3.1 foram ajustadas para o bloco principal do Campo de Namorado.

3.3.1 Obtenção de Novos Parâmetros

A Tabela 3.4 mostra a forma matemática das relações empíricas estudadas. Como as equações não são lineares o procedimento de linearização foi necessário para aplicação dos mínimos quadrados ordinários (MQO). O código em R executado nesta etapa está no ANEXO II.3.

O conjunto de dados usado no processo de regressão univariável foi proveniente dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07, extrairando apenas a curva DT e RHOB. Em cada poço os dados foram subdivididos em três intervalos com pacotes de rocha relativamente homogêneos, os quais podem ser delimitadas pelo comportamento das curvas GR, RHOB e NPHI. Desse modo, aplicou-se as regressões para cada um dos três subconjuntos e também para o conjunto total.

Tabela 3.4: Forma geral e linearizada das relações empíricas de Gardner, Lindseth, Bellotti e Castagna. As unidades de V e Δ estão como enunciadas nas equações originais.

Modelo	Equação Geral	Equação Linearizada
Gardner	$\rho = aV^b$	$Y = \ln \rho, X = V, \alpha_0 = \ln a, \alpha_1 = b$
Lindseth	$\rho = \frac{(V-c)}{dV} = \frac{1}{d} - \frac{c}{dV}$	$Y = \rho, X = 1/V, \alpha_0 = 1/d, \alpha_1 = -c/d$
Bellotti	$\rho = e - \frac{\Delta t}{f}$	$Y = \rho, X = \Delta t, \alpha_0 = e, \alpha_1 = -1/f$
Castagna	$\rho = gV^2 + hV + i$	$Y = \rho, X_0 = V^2, X_1 = V, \alpha_0 = i, \alpha_1 = h, \alpha_2 = g$

Nas Tabelas 3.5 a 3.8 estão dispostos os novos parâmetros comparados com os originais para cada equação, além de algumas informações estatísticas. Todas as regressões podem ser consideradas significativas, já que F_0 foram superiores à F ($< 4,0$) para os correspondentes graus de liberdade e nível de significância ($\beta = 0,05$). Nota-se também que os coeficientes de determinação estão abaixo de 0,5. Uma provável explicação é que o número de amostras (n) usado em cada regressão é relativamente grande, pois como já foi comentado, R^2 tende a reduzir com o aumento de (n). Isso não invalida as equações, já que o objetivo é usá-las nas áreas delimitadas pelos poços. Outro resultado em evidência é o fato das equações reajustadas de Lindseth e Bellotti apresentarem idênticos R^2 , F_0 e MAPE. Um olhar atento para as duas formas na Tabela 3.4 mostra que ambas equações são iguais devido V e Δt serem inversamente proporcionais.

Tabela 3.5: Parâmetros reajustados da equação de Gardner utilizando os poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

Gardner Ajustado	a	b	R^2	F_0	MAPE(%)
Zona 1	0,13	0,32	0,295	466,9	2,569
Zona 2	0,21	0,26	0,272	1114,0	4,703
Zona 3	0,64	0,14	0,334	503,8	1,435
Zona 1,2,3	0,14	0,31	0,427	3815,0	4,525
Gardner Original	0,23	0,25	-	-	-

Tabela 3.6: Parâmetros reajustados da equação de Lindseth utilizando os poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

Lindseth Ajustado	c	d	R^2	F_0	MAPE(%)
Zona 1	2669	0,314	0,316	514,9	2,187
Zona 2	2479	0,337	0,291	1229,0	3,901
Zona 3	1727	0,341	0,335	504,3	1,344
Zona 1,2,3	2879	0,316	0,451	4198,0	3,798
Lindseth Original	3460	0,308	-	-	-

Tabela 3.7: Parâmetros reajustados da equação de Bellotti utilizando os poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

Bellotti Ajustado	e	f	R^2	F_0	MAPE(%)
Zona 1	3,18	117,81	0,312	514,9	2,187
Zona 2	2,97	135,81	0,291	1229,0	3,901
Zona 3	2,93	197,45	0,335	504,3	1,344
Zona 1,2,3	3,17	109,62	0,451	4198,0	3,798
Bellotti Original	3,28	88,95	-	-	-

Tabela 3.8: Parâmetros reajustados da equação de Castagna utilizando os poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

Castagna Ajustado	g	h	i	R^2	F_0	MAPE(%)
Zona 1	-0,0421	0,513	1,162	0,316	257,4	2,186
Zona 2	-0,1047	0,956	0,276	0,323	712,2	3,827
Zona 3	-0,0075	0,152	2,058	0,339	257,1	1,339
Zona 1,2,3	-0,0941	0,921	0,311	0,464	2214	3,745
Castagana Orig. Folhelho	-0,0261	0,373	1,458	-	-	-
Castagana Orig. Arenito	-0,0115	0,261	1,515	-	-	-
Castagana Orig. Folhelho	-0,0296	0,461	0,963	-	-	-

3.3.2 Aplicação no Poço Alvo

Após a validação dos modelos ajustados, eles foram aplicados ao dados de velocidade compressional e tempo de trânsito do poço modelado, o 3NA1A.

Como esperado, na Tabela 3.9 (regressão por zonas) todos apresentaram erros menores com relação aos resultados obtidos com as relações empíricas originais. Já entre eles se

percebe pequenas diferenças nos erros por zona. Para as equações concebidas com o uso dos dados não segmentados (Tabela 3.10) esse comportamento predominou, porém em alguns casos os ajustados tiveram erros um pouco maiores que os originais.

Observa-se uma forte relação entre o MAPE e o erro de predição. Isso indica que os dados de DT e RHOB do poço modelado apresenta relativa correlação com os dados dos poços utilizados na regressão. Desse modo, é possível prever o modelo que exibirá o menor erro de predição ϵ , que será provavelmente aquele com menor MAPE na regressão.

Os gráficos nas Figuras 3.20 a 3.21 confirmam uma melhor modelagem univariável quando as regressões são feitas por faixas de litologia, porém para zona 02, os folhelhos e/ou margas foram mais subestimadas do que com o método oposto.

Tabela 3.9: Comparação do Erro Percentual Médio (ϵ) de cada modelo de densidade (originais e ajustados (A)) gerado por uma regressão em cada zona - resultado para cada zona estabelecida no poço NA1A.

	Erro percentual médio de predição (%)			
Modelos	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
RHOBG	3,27	4,00	2,61	3,61
RHOBGA	1,73	3,08	1,02	2,45
RHOBL	8,11	3,58	4,55	4,43
RHOBLA	1,68	2,98	1,00	2,38
RHOBB	6,78	3,06	3,30	3,64
RHOBBA	1,67	2,99	1,00	2,38
RHOBCA	7,04	2,99	5,62	4,12
RHOBCF	1,51	5,61	1,08	4,07
RHOBCC	10,18	4,93	6,37	5,98
RHOBC	1,70	3,03	0,99	2,41

Tabela 3.10: Comparação do Erro Percentual Médio (ϵ) de cada modelo de densidade (originais e ajustados (AT)) gerado sem o zoneamento - resultado para cada zona estabelecida no poço 3NA1A.

Modelos	Erro percentual médio de predição (%)			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
RHOBG	3,27	4,00	2,61	3,61
RHOBGAT	3,96	3,62	1,98	3,32
RHOBL	8,11	3,58	4,55	4,43
RHOBLAT	3,73	3,48	2,08	3,22
RHOBB	6,78	3,06	3,30	3,64
RHOBBAT	3,73	3,48	2,07	3,22
RHOBCA	7,04	2,99	5,62	4,12
RHOBCF	1,51	5,61	1,08	4,07
RHOBCC	10,18	4,93	6,37	5,98
RHOBCAT	3,64	3,32	2,27	3,15

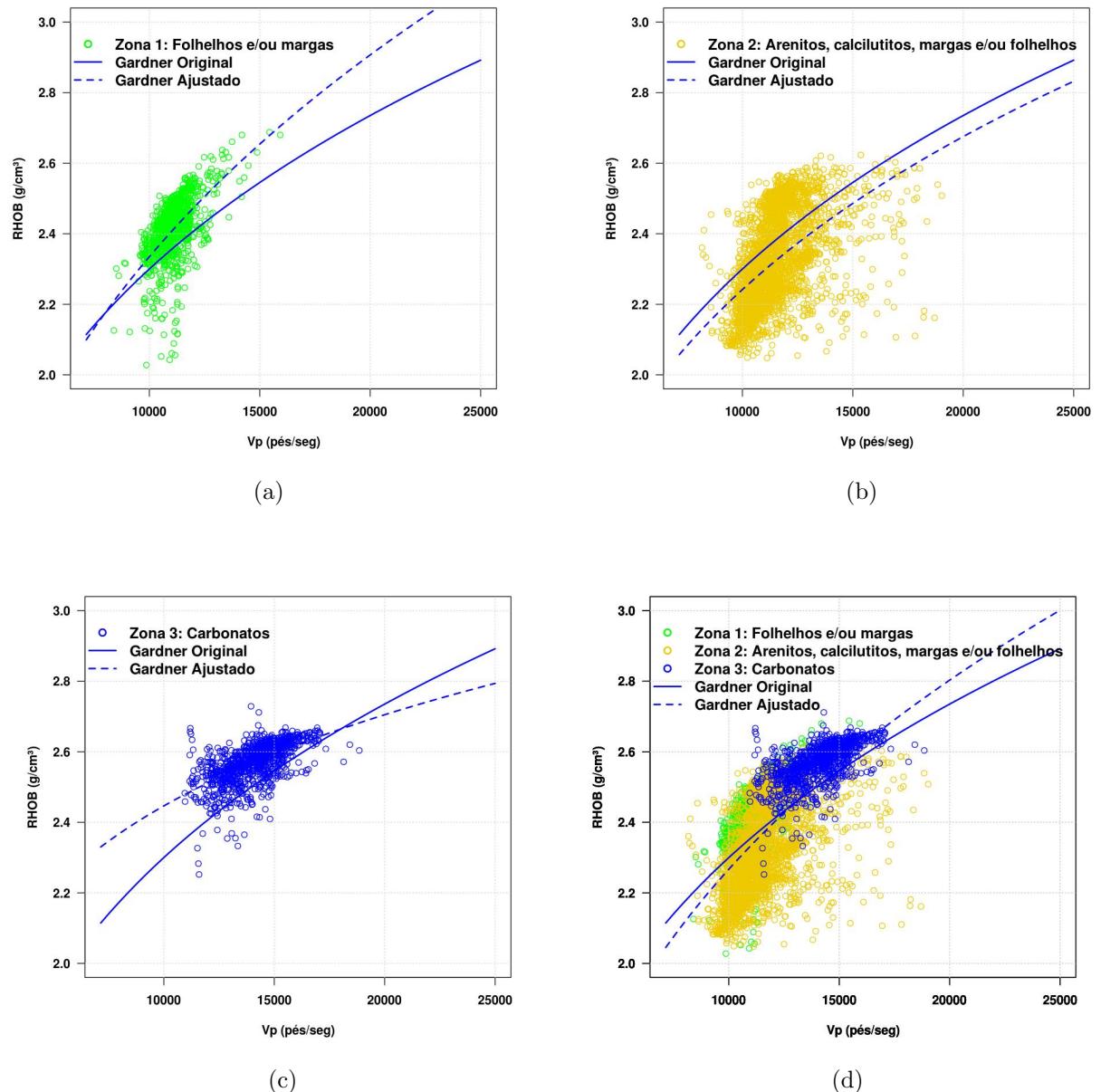


Figura 3.16: Curvas da equação de Gardner original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).

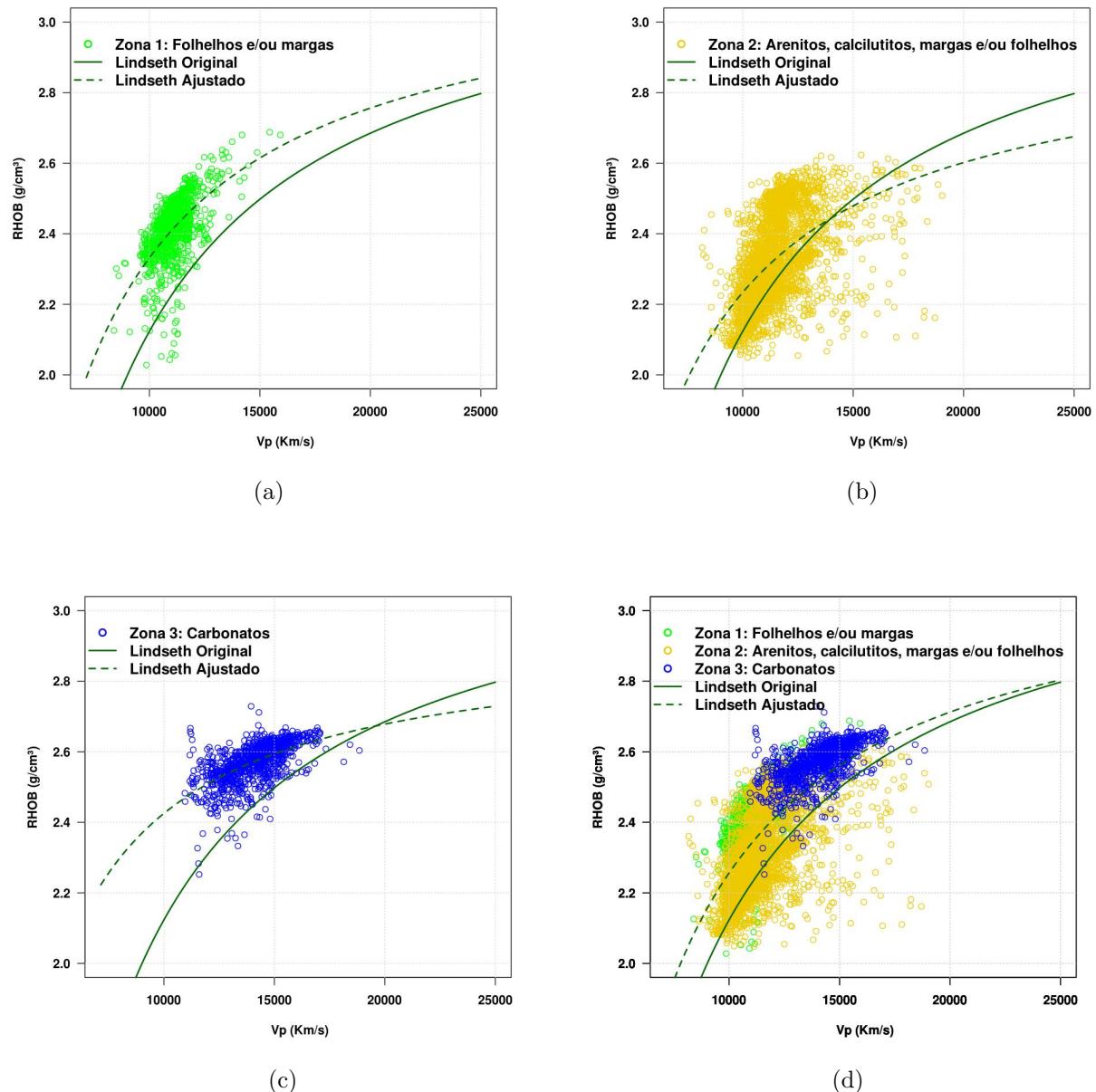


Figura 3.17: Curvas da equação de Lindseth original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).

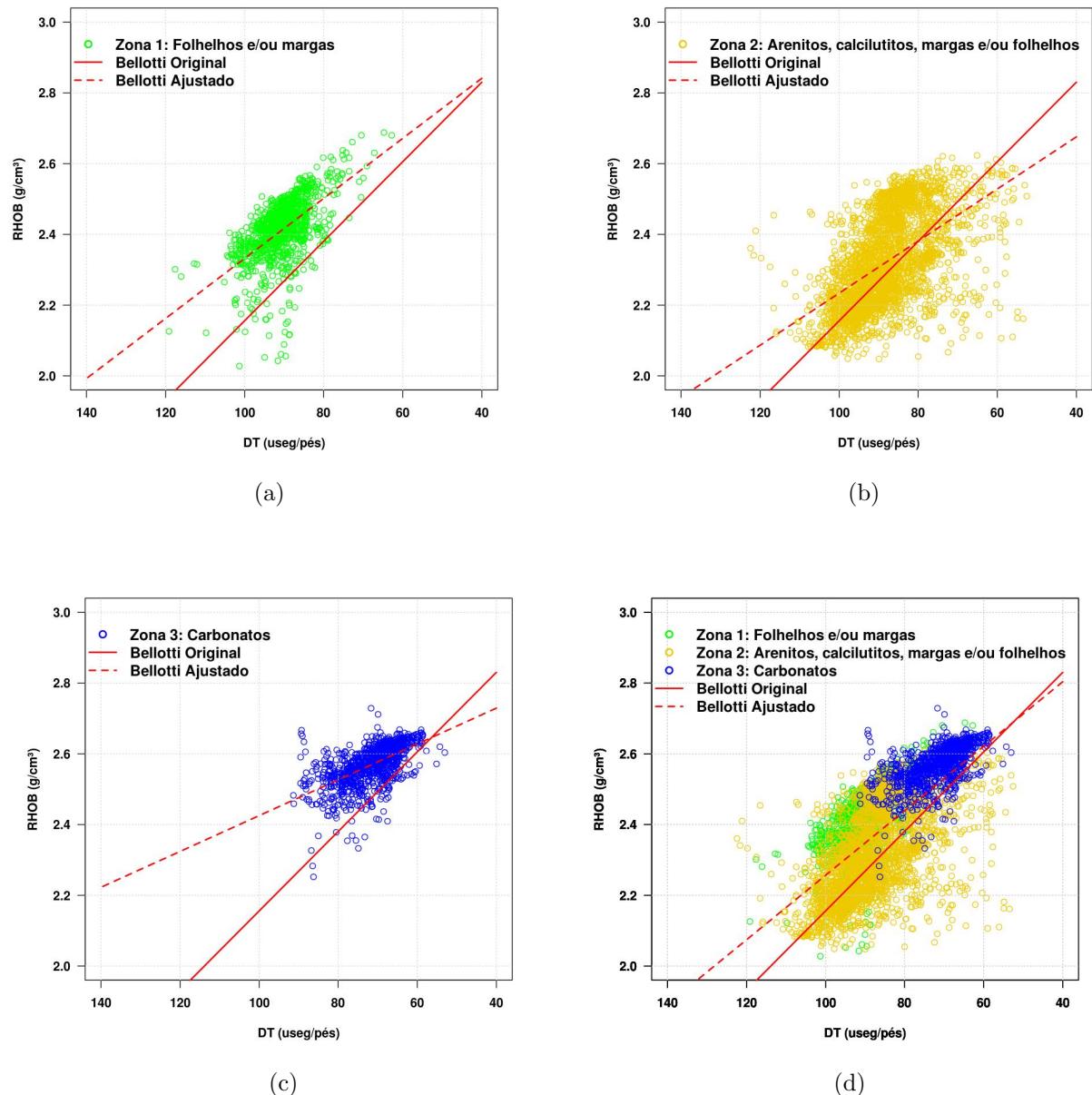


Figura 3.18: Curvas da equação de Bellotti original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).

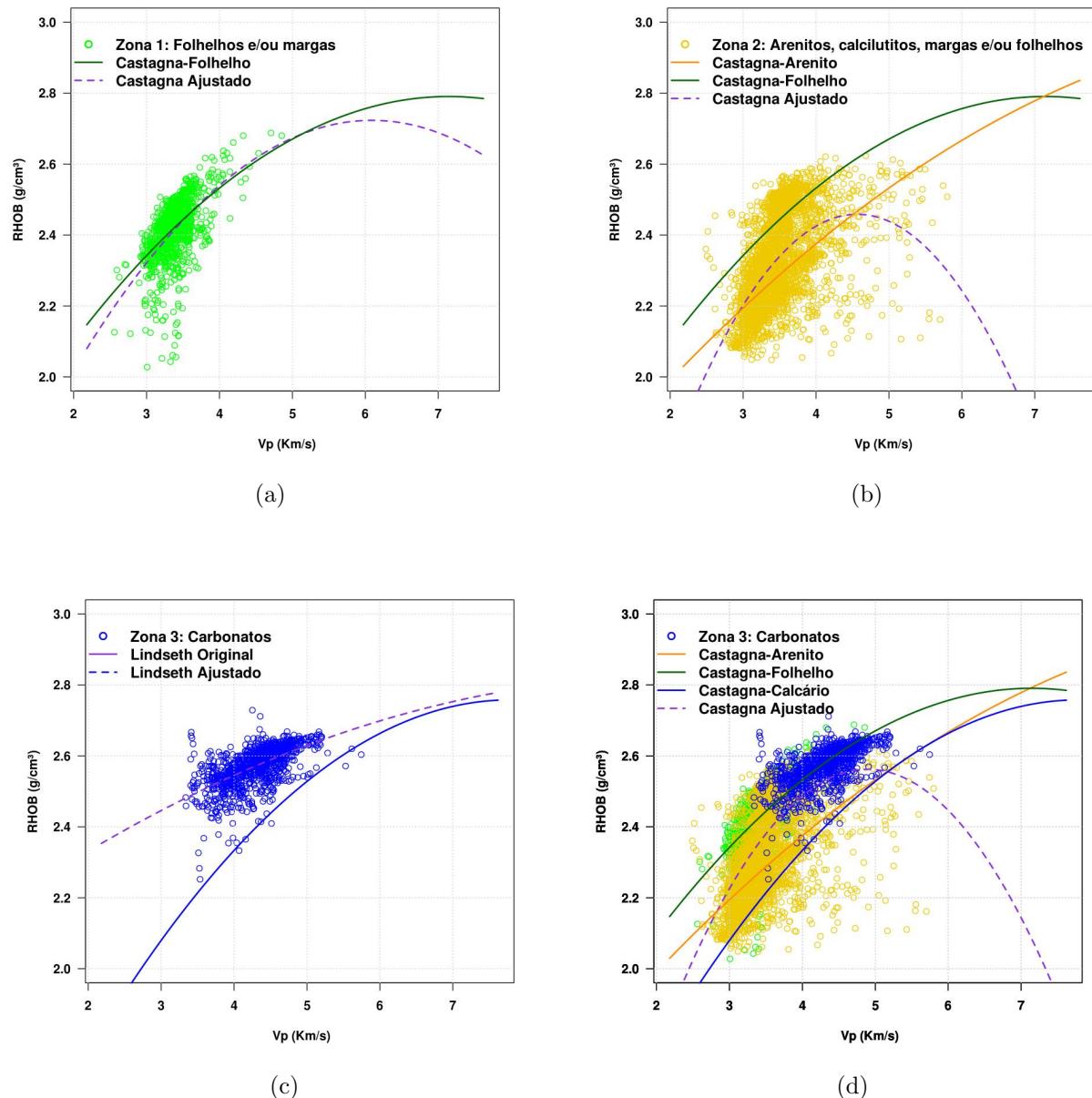


Figura 3.19: Curvas da equação de Castagna original e ajustada sobre os dados dos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07; Zona 1 (a) Zona 2 (b) Zona 3 (c) e todas as zonas (d).

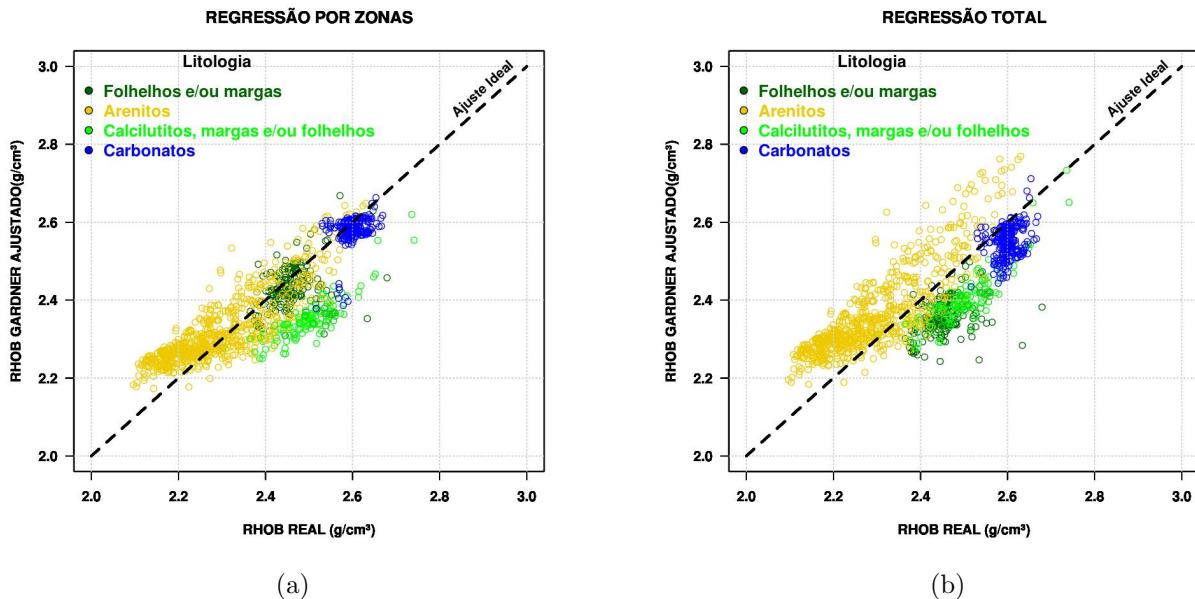


Figura 3.20: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Gardner ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)

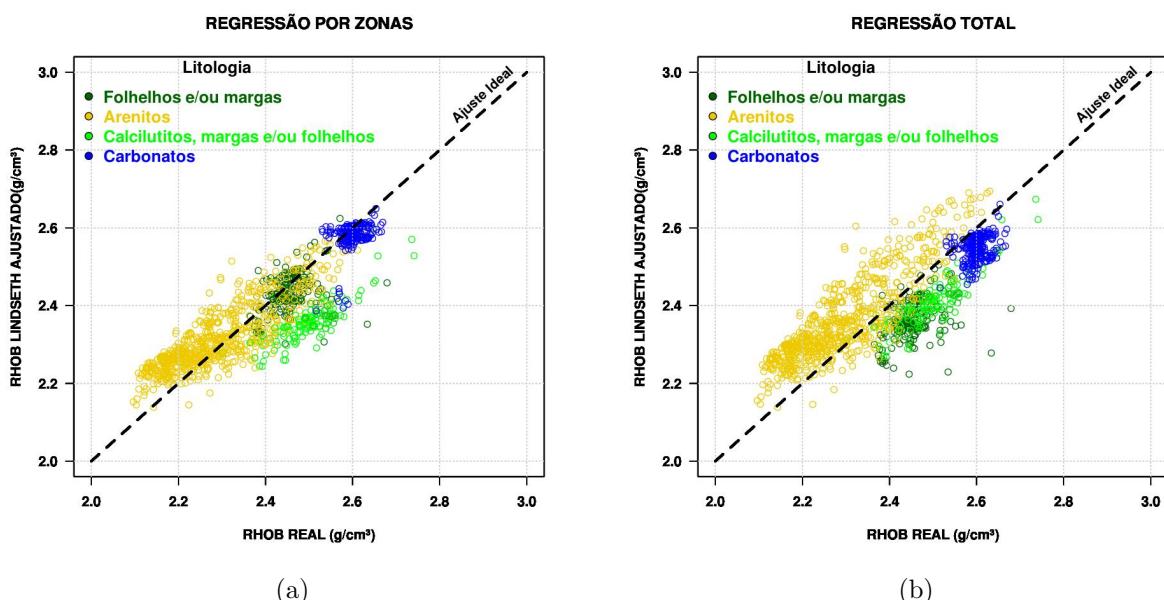


Figura 3.21: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Lindseth ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)

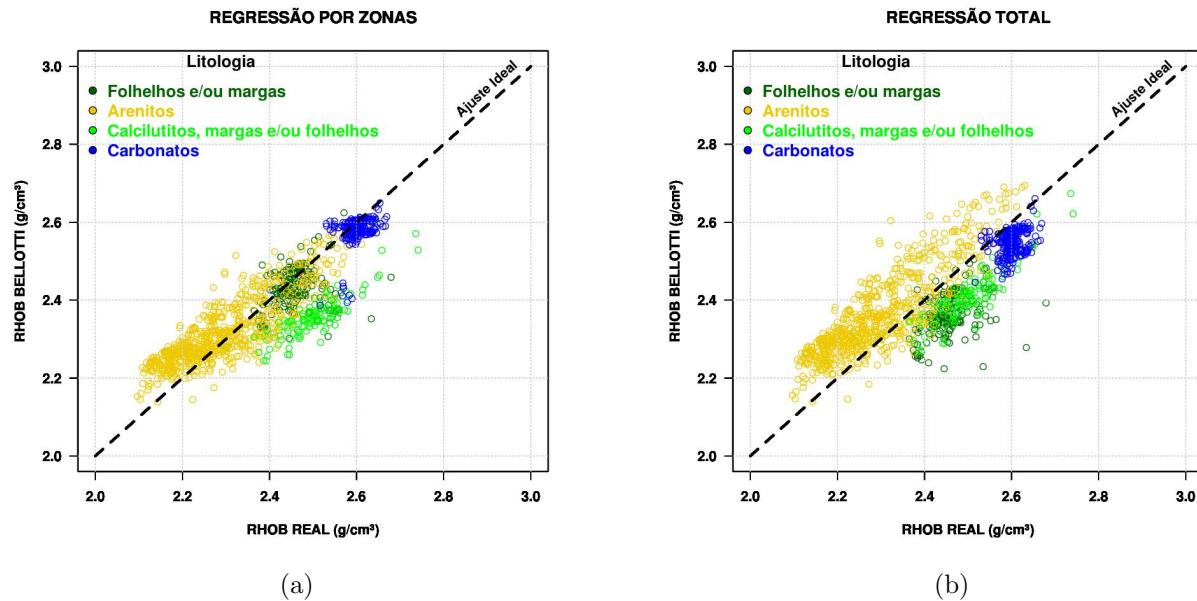


Figura 3.22: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Bellotti ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)

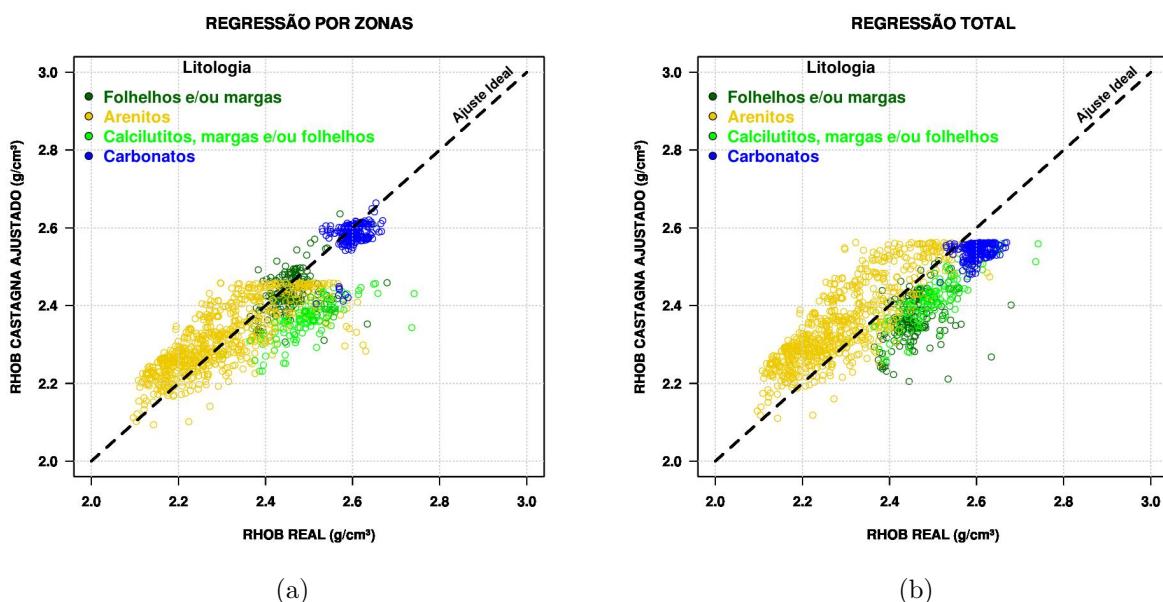


Figura 3.23: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela Equação de Castagna ajustado com o perfil de densidade real, no intervalo (2950-3200)m - poço 3NA1A. Regressão por zonas (a) e regressão total (b)

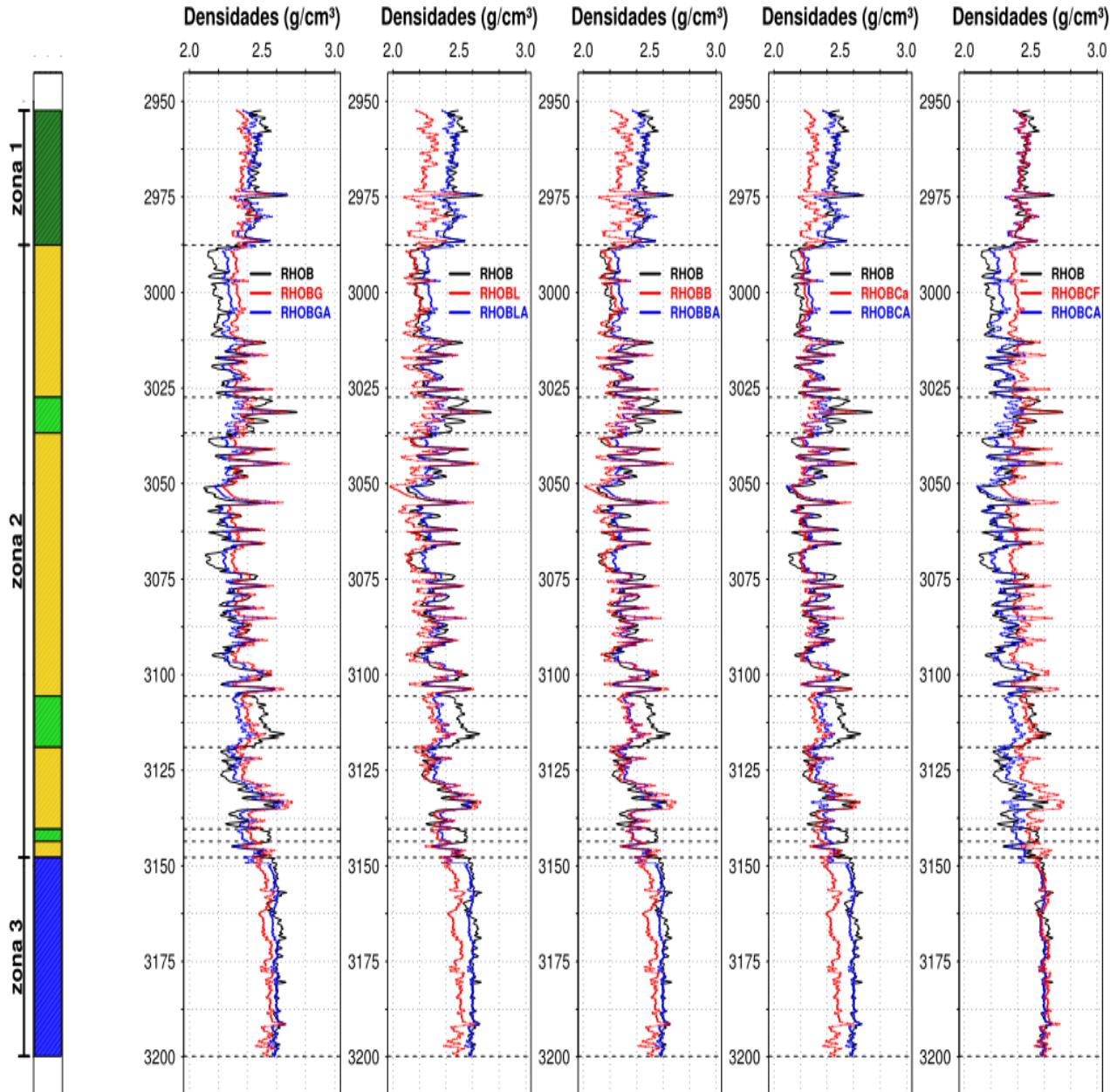


Figura 3.24: Relação das modelagens pelas equações empíricas e suas respectivas equações ajustadas através das regressões seccionadas. Curvas: Medida (RHOB) (a) Equação de Gardner (RHOBG) e a ajustada (RHOBGA), (b) Equação de Bellotti (RHOBB) e a ajustada (RHOBBA), (c) Equação de Lindseth (RHOBL) e a ajustada (RHOBLA), (d) Equação de Castagna em Arenitos (RHOBCa), Equação de Castagna em Folhelhos (RHOBCF) e a ajustada (RHOBCA).

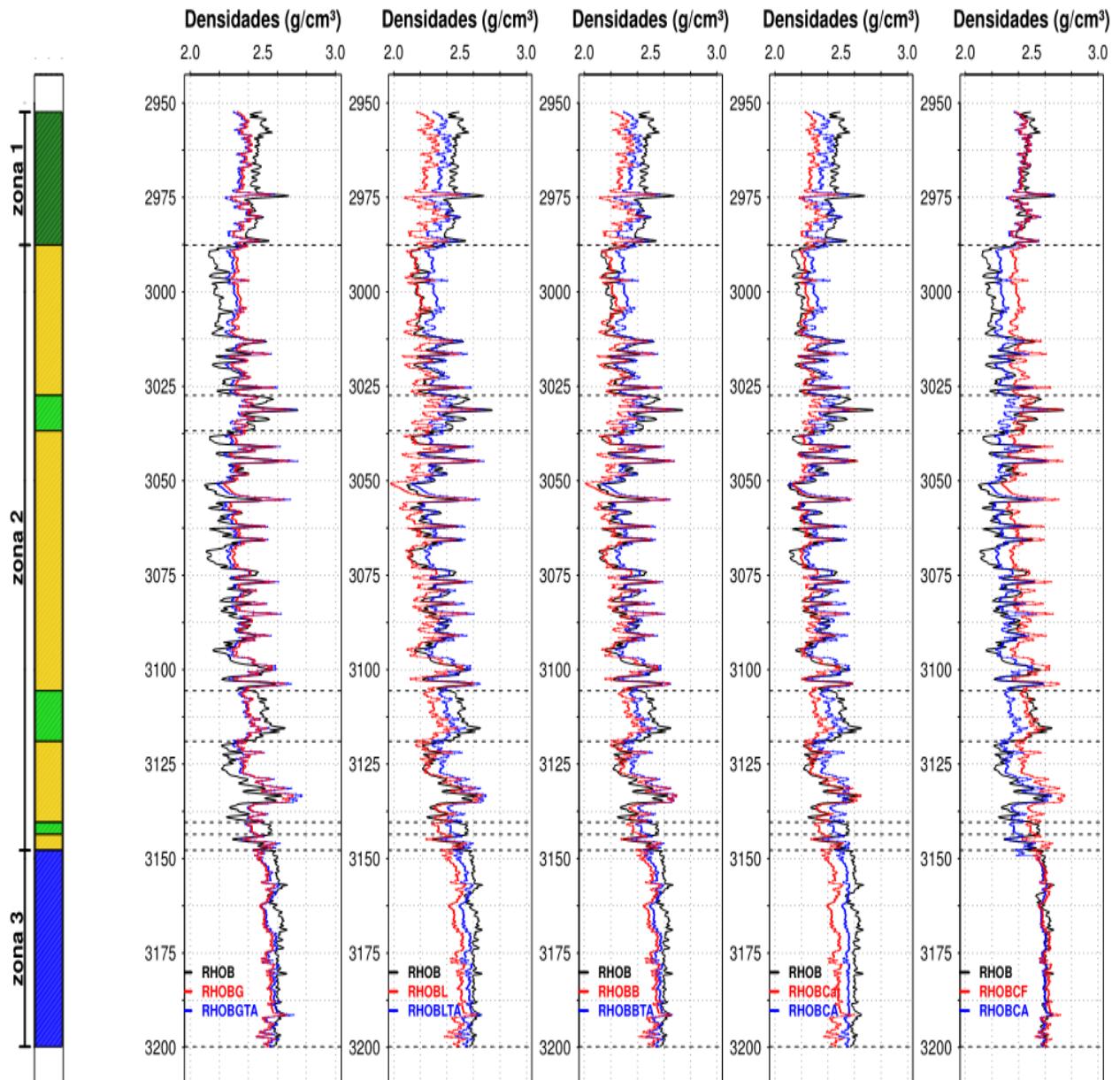


Figura 3.25: Relação das modelagens pelas equações empíricas e suas respectivas equações ajustadas através da regressões em todo o intervalo disponível. Curvas: Medida (RHOB) (a) Equação de Gardner (RHOBG) e a ajustada (RHOBGAT), (b) Equação de Belotti (RHOBB) e a ajustada (RHOBBAT), (c) Equação de Lindseth (RHOBL) e a ajustada (RHOBLAT), (d) Equação de Castagna em Arenitos (RHOBCa), Equação de Castagna em Folhelhos (RHOBCF) e a ajustada (RHOBCAT).

3.4 Aplicação da Regressão Múltipla Linear

Com o propósito de incluir todos as curvas disponíveis nos poços trabalhados e analisar seus efeitos na modelagem, empregou-se a regressão múltipla linear. Neste modelo as demais curvas serão as variáveis independentes, enquanto o perfil de densidade, a variável dependente.

Adaptou-se a metodologia à proposta por Bucheb e Rodrigues (1997) e utilizada por Pinto (2011) para perfis sônicos sintéticos: definição dos limites de regressão, seleção de variáveis do modelo de regressão, aplicação do método, testes estatísticos e análise dos resultados. Os códigos em R desenvolvidos para regressão e aplicação estão no ANEXO II.4

Os limites de regressão foram os mesmos utilizados na regressão univariável assim como os poços de treinamento: 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07. Vale lembrar que a partir desses dados foi formado apenas um conjunto de dados para cada zona predeterminada, como na regressão anterior. As Figuras de 3.26 a 3.29 mostram o relacionamento do perfil de densidade e outrelevantes no modelo de regressão. Após a análise desses gráficos foram escolhidas as curvas com maior tendência linear ou possivelmente linearizáveis:

- **Zona 1:** GR, DT e NPHI
- **Zona 2:** DT, ILD e NPHI
- **Zona 3:** GR, DT, ILD e NPHI
- **Zonas 1, 2 e 3:** DT, ILD e NPHI

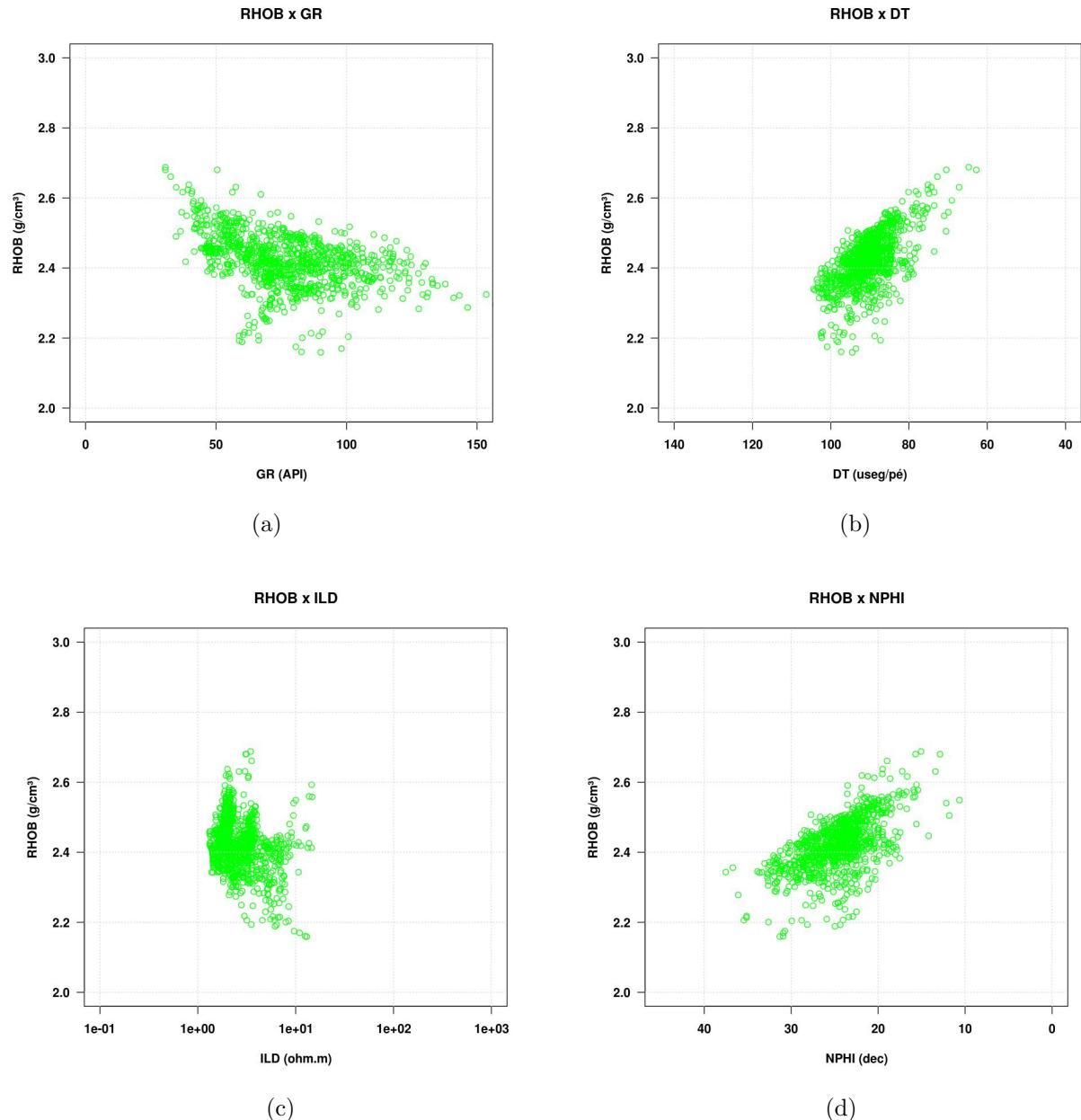


Figura 3.26: Zona 1 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

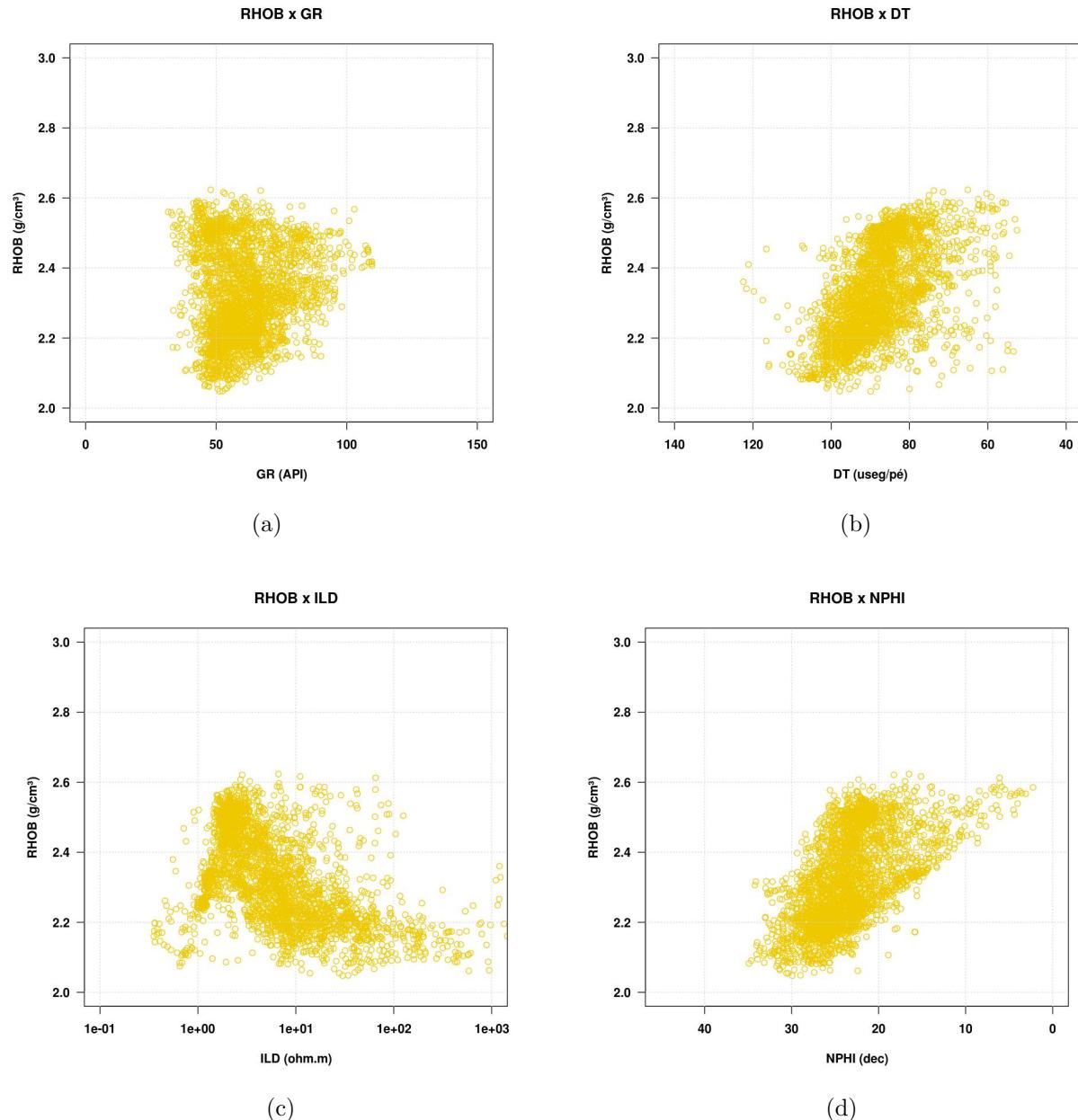


Figura 3.27: Zona 2 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

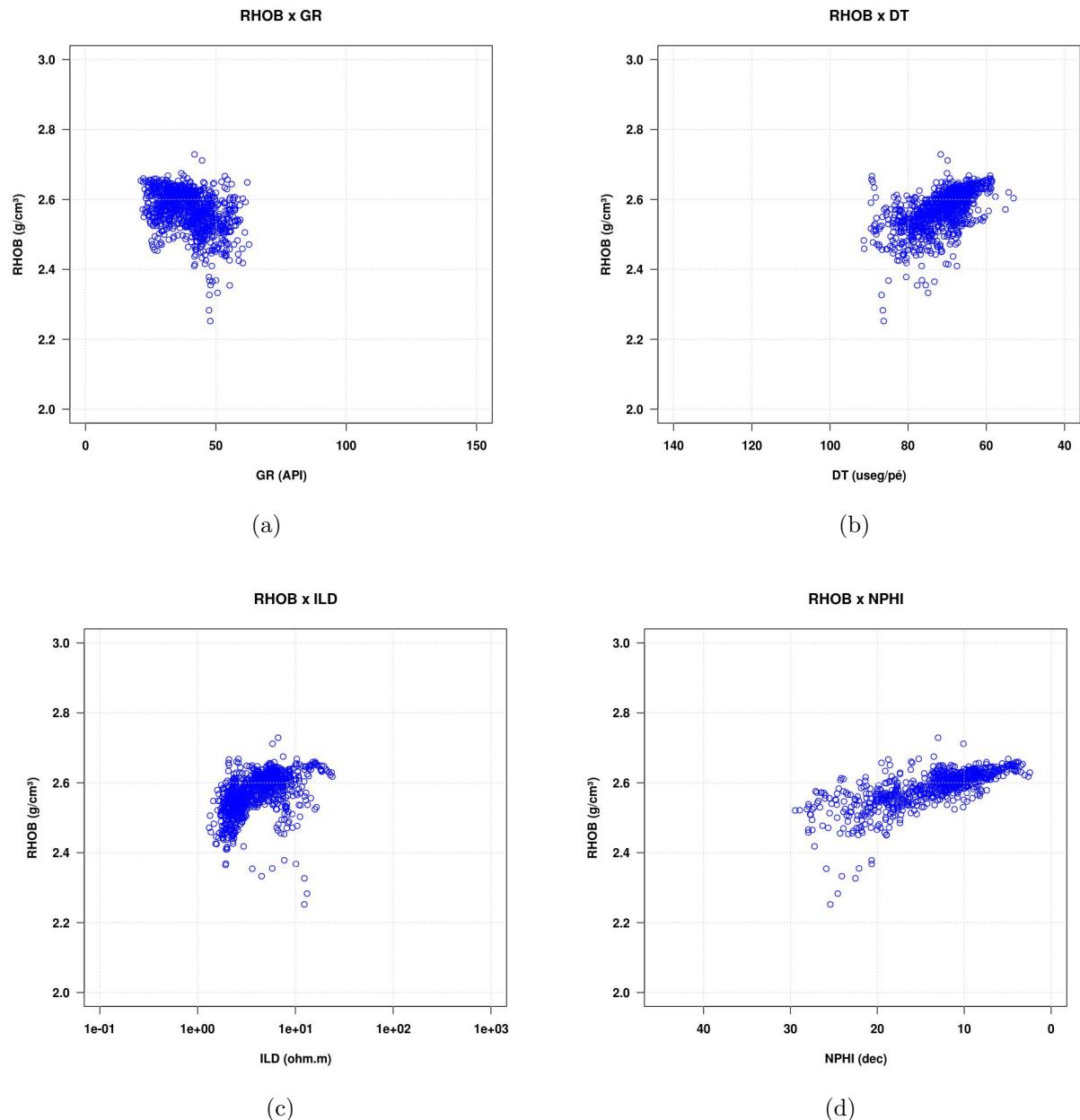


Figura 3.28: Zona 3 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

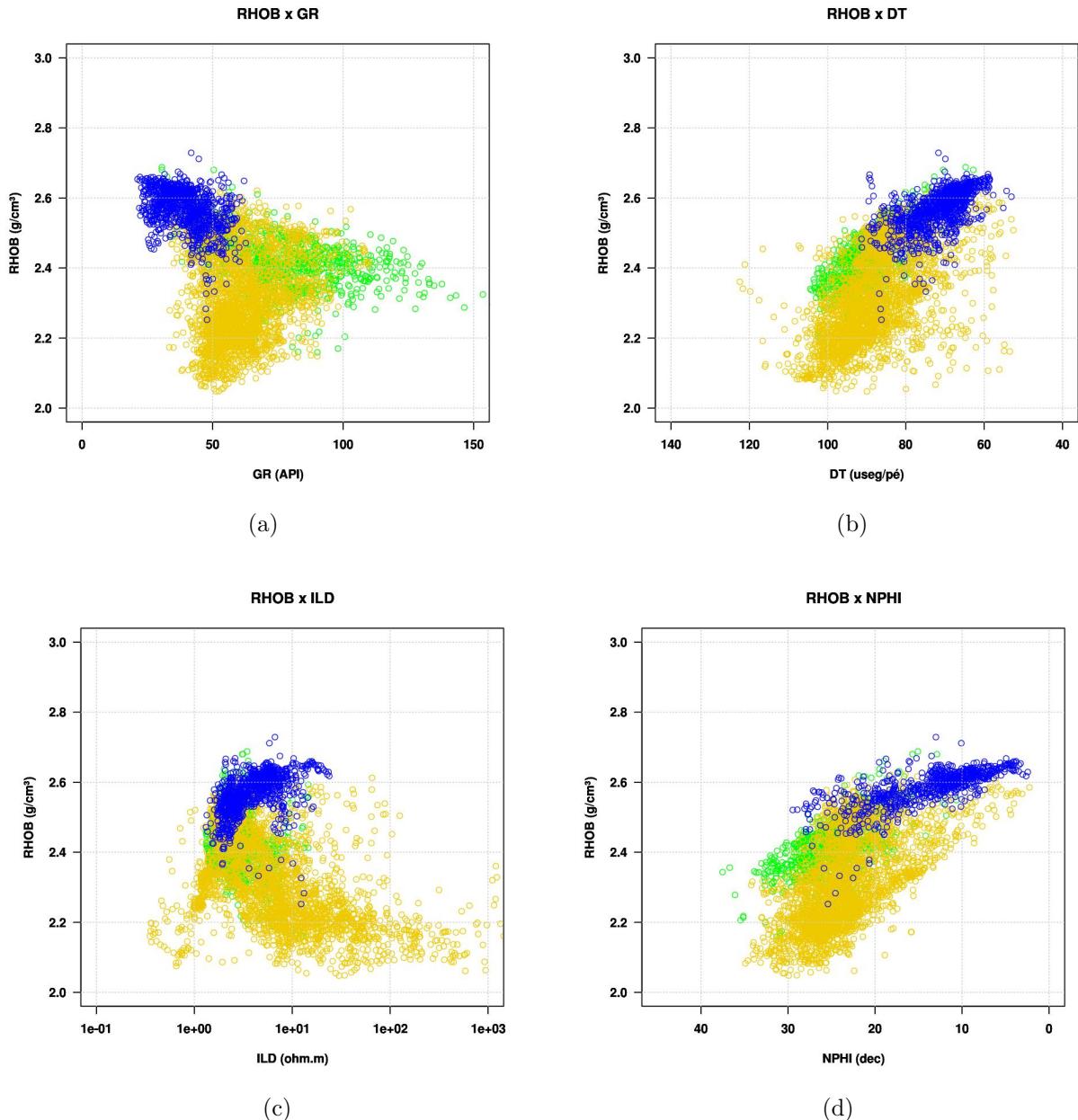


Figura 3.29: Zona 1,2 e 3 : relacionamento entre a curva RHOB e as demais presentes nos poços 1RJS19, 7NA12, 3NA04, 3NA02 e 7NA07.

3.4.1 Obtenção dos coeficientes de Regressão

O emprego do mínimos quadrados ordinários (MQO) resultou na obtenção dos coeficientes informados nas Tabelas 3.11 a 3.14.

O uso do teste $t - student$ permitiu identificar que pelos valores de p-valor nem todos os coeficientes são significativos, neste caso o da variável DT3 na zona 3. Como o $p - valor = 0,099$ é maior do que o nível de significância 0,05 essa variável não possui influência no

modelo, sendo então excluída. Repetindo a regressão para essa zona (Tabela 3.15) a variável GR3 tornou insiginificante para o novo modelo $p - valor = 0,098 > 0,05$. Por fim, apenas as variáveis contribuíram de modo eficaz para o modelo (Tabela 3.16). O F_0 calculado para todas as zonas foram superiores ao valor crítico ($F < 3$) e confirmado pelos respectivos $p - valor$ ($p - valor = 0,000 < 0,05$), então, pode-se concluir que as regressões foram significativas.

Observa-se também coeficientes de determinação ajustado das equações foram maiores do que os coeficientes de determinação dos modelos univariáveis, possivelmente reflexo do aumento do número de variáveis e não necessariamente de melhor ajuste. Ainda comparando com os modelos univariáveis, temos que os modelos multivariáveis exibiram valores de MAPE menores. A priori isso pode implicar em melhores previsões.

Tabela 3.11: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão múltipla aplicada na zona 1.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	3,164126	118,39	0,000
GR1	0,000495	5,37	0,000
DT1	-0,005259	-13,05	0,000
ln ILD1	-0,07271	-21,09	0,000
NPHI1	-0,009521	-14,45	0,000
R_a^2	0,609	MAPE(%)	1,501
F_0	401,6	p-valor	0,000

Tabela 3.12: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão múltipla aplicada na zona 2.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	2,876152	191.69	0,000
GR2	-	-	-
DT2	-0,002124	-9.12	0,000
ln ILD2	-0,040095	-34,53	0,000
NPHI2	-0,012469	-26,00	0,000
R_a^2	0,553	MAPE(%)	3,007
F_0	1234	p-valor	0,000

Tabela 3.13: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão múltipla aplicada na zona 3.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	2,800167	112,59	0,000
GR3	0,000476	2,27	0,024
DT3	-0,00069	-1,65	0,099
ln ILD3	-0,037909	-10,69	0,000
NPHI3	-0,009135	-20,63	0,000
R_a^2	0,586	MAPE(%)	0,902
F_0	263,5	p-valor	0,000

Tabela 3.14: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão múltipla aplicada na zona 1,2 e 3.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	2,998444	264,29	0,000
GRT	-	-	-
DTT	0,002907	-14,57	0,000
ln ILDT	-0,050807	-49,52	0,000
NPHIT	-0,012705	-34,46	0,000
R_a^2	0,664	MAPE(%)	2,776
F_0	3135,8	p-valor	0,000

Tabela 3.15: Coeficientes e parâmetros estatísticos da segunda regressão múltipla aplicada na zona 3.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	2,764213	230,56	0,000
GR3	0,000299	1,66	0,098
ln ILD3	-0,03743	-10,58	0,000
NPHI3	-0,009617	-28,85	0,000
R_a^2	0,585	MAPE(%)	0,909
F_0	349,7	p-valor	0,000

Tabela 3.16: Coeficientes e parâmetros estatísticos da regressão múltipla aplicada na zona 3.

Var.	Coef.	t	p-valor
intercepto	2,777262	306,99	0,000
ln ILD3	-0,039589	-12,03	0,000
NPHI3	-0,009497	-29,16	0,000
R_a^2	0,584	MAPE(%)	0,92
F_0	521.9	p-valor	0,000

3.4.2 Aplicação no Poço Alvo

Após a definição das equações e lembrando da exclusão das cuvas DT e GR para a zona 3, elas foram aplicadas ao dados do poço 3NA1A. Os resultados iniciais com os modelos por zonas e em sua totalidade estão ilustrados nas Figuras 3.22 e 3.23, respectivamente. Em termos de erros, a Tabela 3.17 consta tais informações.

Uma análise geral dos perfis deixam claro dois intervalos na Zona 2 onde as discrepâncias nos arenitos se destacam das demais. A primeira ocorre entre 2987,5 e 3010,0 m, no qual os valores de densidade são intensamente subestimados. A razão plausível para isso é que nesse trecho os há valores anômalos de resistividade (aproximadamente $1.10^6 \Omega.m$), devido ao possível reservatório de hidrocabonetos leves. O segundo, presente no intervalo entre 3120 e 3150 m, ocasiona uma maior estimativa da densidade. O motivo está associado às baixas resistividades (possível zona saturada com água). Assim, quando são inseridos nas equações obtidas provocam o efeitos citados.

Objetivando avaliar o impacto sobre o erro médio as subestimações foram corrigidas por interpolação polinomial (Figuras 3.24 e 3.25). De modo óbvio os erros (ϵ) foram reduzidos.

Tabela 3.17: Erro Percentual Médio (ϵ) da predição do perfil de densidade real através da modelo estatístico multivariado - para cada zona estabelecida no poço NA1A.

Modelos	Erro percentual médio de predição (%)			
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Geral
RHOBE	1,30	3,80	1,39	2,68
RHOBEC	1,30	3,40	1,39	2,93
RHOBET	1,40	4,37	1,46	3,34
RHOBETC	1,40	3,79	1,46	2,96

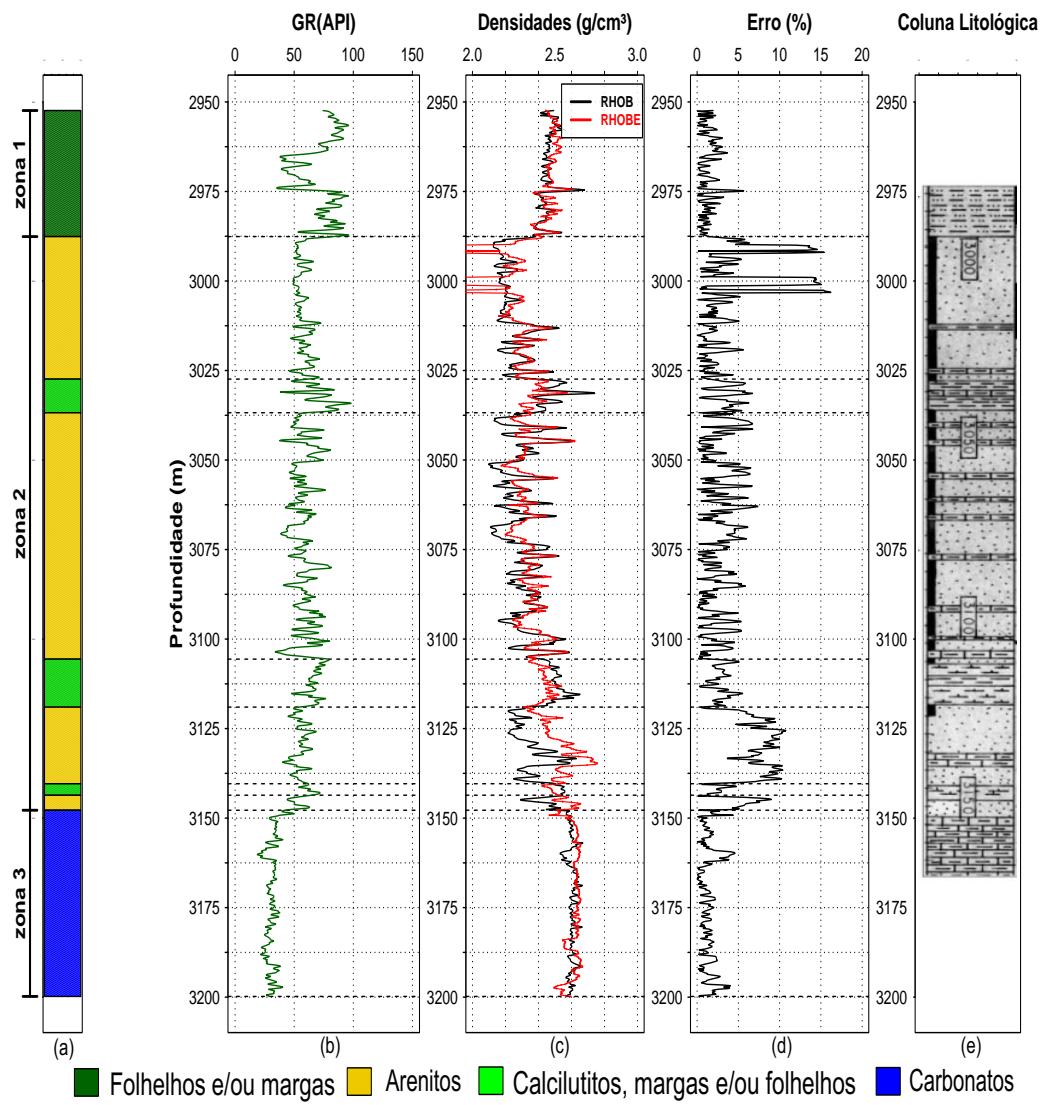


Figura 3.30: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão por partes): (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBE), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

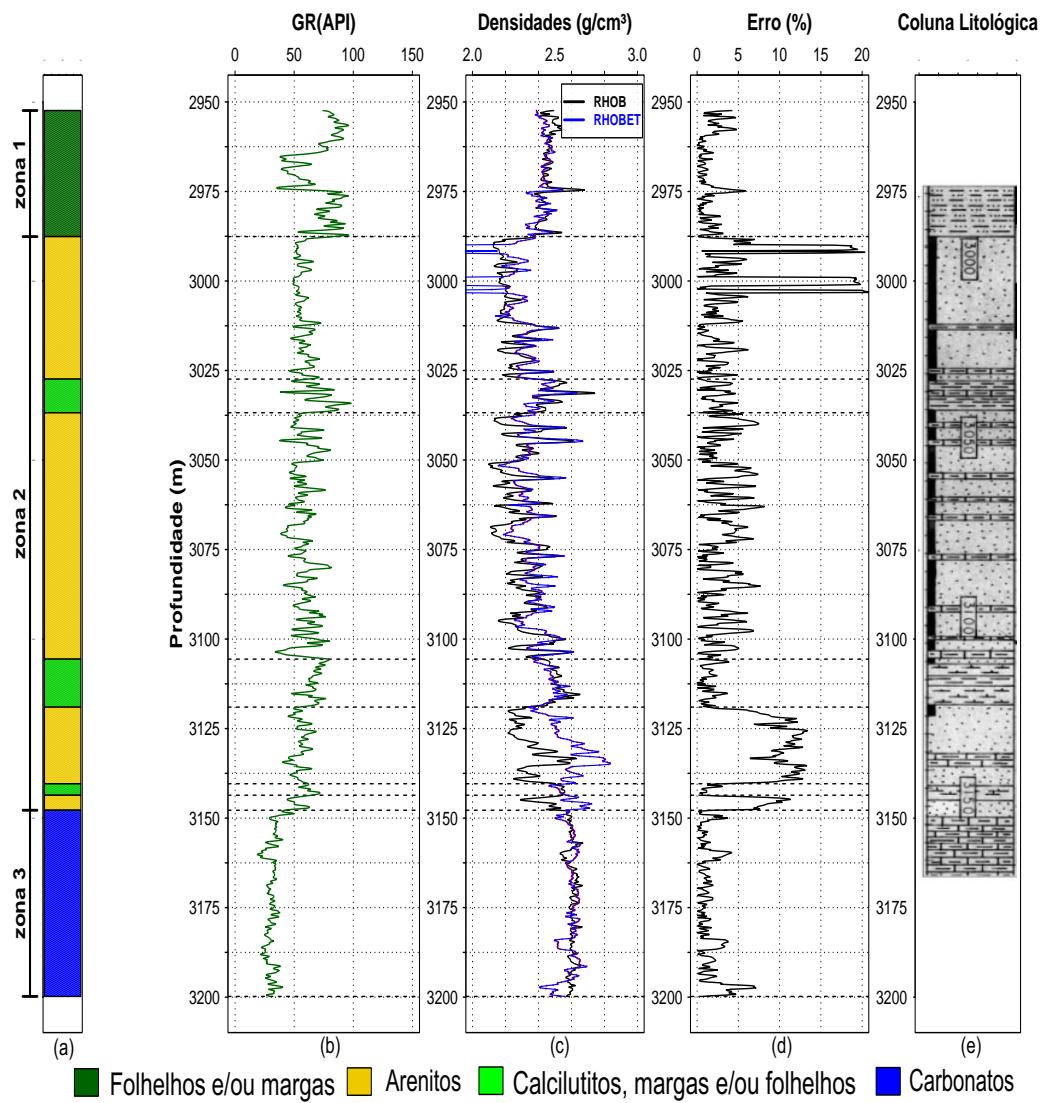


Figura 3.31: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão total): (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBET), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

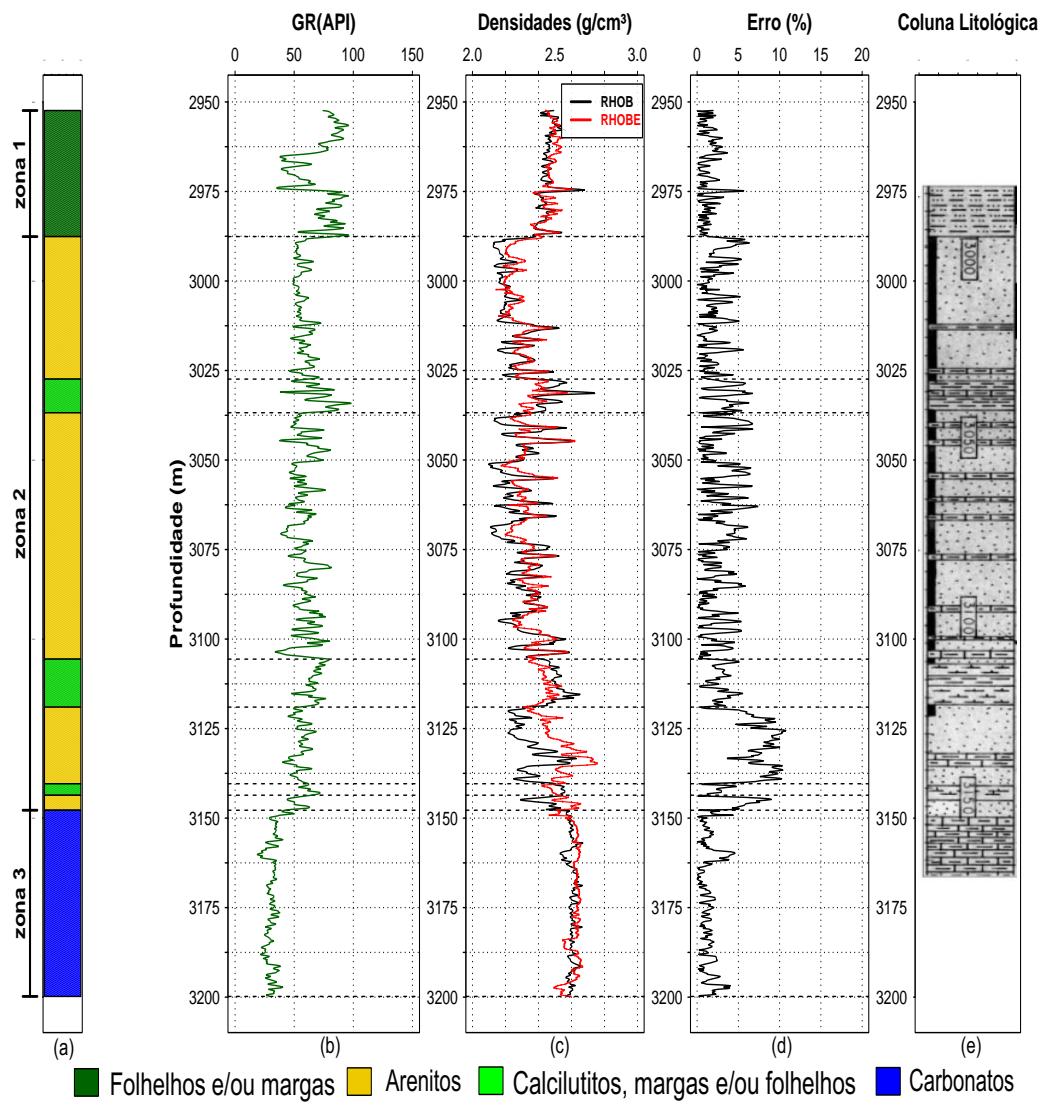


Figura 3.32: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão por partes) com subestimação de densidade corrigida por interpolação: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOB(E)), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

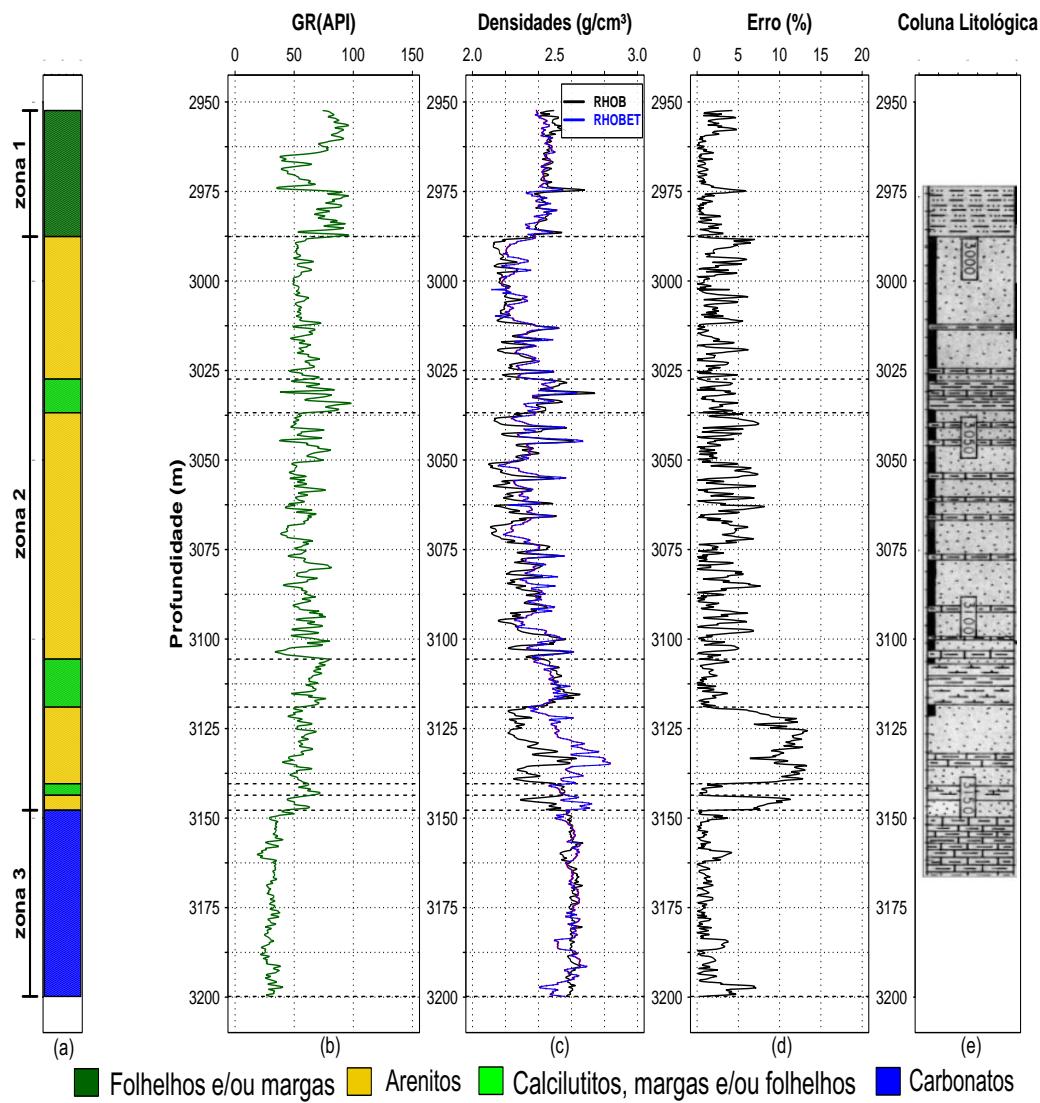


Figura 3.33: Resultado da simulação do perfil de densidade através da equação linear multivariada (regressão total) com a subestimação de densidade corrigida por interpolação: (a) zoneamento simplificado, (b) perfil de raios gama (c), comparação entre o perfil real (RHOB) e o sintético (RHOBET), (d) erro relativo e (e) coluna litológica. Intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

REGRESSÃO POR PARTES

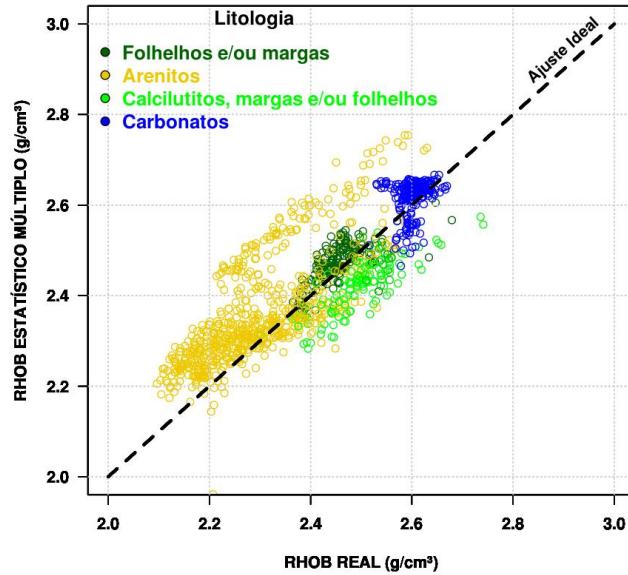


Figura 3.34: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação multivariada (regressão por partes) com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

REGRESSÃO TOTAL

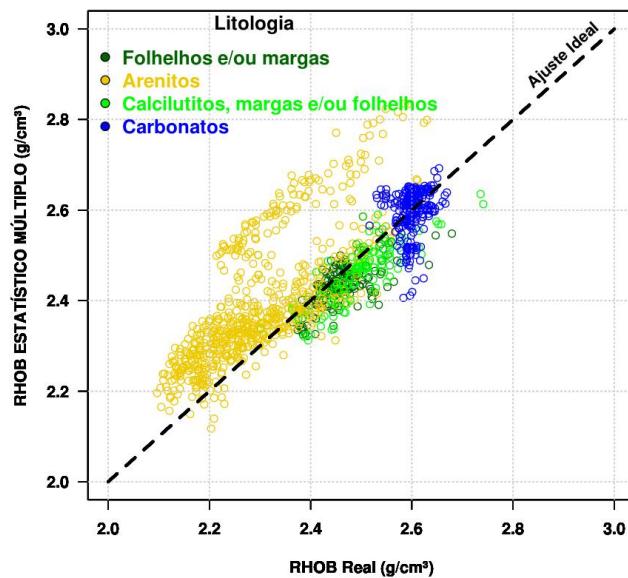


Figura 3.35: Gráfico de dispersão relacionando o perfil sintético calculado pela equação multivariada (regressão total) com o perfil de densidade real, no intervalo (2950 - 3200) m - poço 3NA1A.

CAPÍTULO 4

Conclusões

Este trabalho teve como objetivo a aplicação de equações empíricas e estatísticas na modelagem do perfil de densidade pertencente ao poço 3NA1A do campo de Namordo, Bacia de Campos.

O uso das relações empíricas se destacou quanto ao menor custo de tempo na modelagem, mas requereu a disponibilidade do perfil de tempo de trânsito (nem sempre presente na suíte de curvas de um poço). Como essas equações foram adquiridas com dados de outras bacias e amostras rochosas, então apresentou resultados divergentes. As equações de Castagna para arenitos e folhelhos apresentaram satisfatórios ajustes para as respectivas litologias, no entanto estão condicionadas ao conhecimento prévio do tipo de rocha na zona perfilada.

O método baseado na análise de regressão permitiu a reparametrização das equações empíricas e a obtenção de equações multivariáveis a partir dos dados de outros poços. Ambas abordagens mostraram-se mais eficazes que os métodos empíricos, já que os dados das regressões são do próprio Campo. No entanto, o processo de definição de limites de regressão, escolha de modelo, validação das equações tornaram o processo de predição demorado.

No modelo multivariável se observou o efeito quando os dados de modelados apresentam comportamentos distintos dos dados treinamento ou regressão, onde os valores elevados e baixos de resistividade do perfil de indução resultaram em relavantes discrepâncias do perfil sintético e modelado.

Apesar dos baixos valores do coeficiente de determinação, as equações obtidas foram validadas pelos testes de significância.

Agradecimentos

Sou imensamente grato ao meu DEUS, autor e consumador da minha Fé. Nas quedas, levantou-me. Nos momentos de medo, deu-me coragem. Nos perigos, protegeu-me. Nos estudos, deu-me entendimento. Nas necessidades, interveio com providência.

À minha querida vovó, que incondicionalmente me honrou com seu afeto, cuidado, amor e paciência. À minha lindíssima mãe, grande guerreira, pelo amor e apoio aos meus sonhos. Ao meu pai, pelo exemplo de profissionalismo. À minha irmãzinha Isadora, por seu carinho e pureza. A todos os meus familiares, minha gratidão!

Aos irmãos e amigos do Alfa Ômega e Discípulos no Campus, que compartilharam comigo momentos de comunhão, oração e Palavra. Aos amigos mais próximos: Bruno, Vanessa, Gabriel, Raíza, Carol e Fiúza, pois não pouparam tempo, conselhos e risos. À Mariana Dias, que me apresentou um horizonte de possibilidades.

Aos meus colegas de curso, principalmente aos mais chegados: Pedrosa ("Mito"), Adan, Carlos, Érderson ("Touro"), Everaldo ("PdN") e Gama ("Grande General"), pelos momentos de "zoeiras", reflexões e encorajamento.

A todos os meus professores – do jardim de infância até a Universidade, pelo conhecimento e experiência a mim transmitidos. Mas destaco meu professor e orientador Girão, pelas lições, apoio e confiança; a professora Suzana, amiga e mãezona do curso; o professor Sato, por me apresentar ao interessante "mundo" da programação científica.

Ao professor Porsani e ao CNPQ-INCT pelo incentivo na forma de bolsas de estudo. A todos os funcionários do IGEO, do serviço de limpeza até a direção, pelo contribuição direta ou indiretamente na conclusão deste curso.

Referências Bibliográficas

- Akhundi, H., Ghafoori, M., and Lashkaripour, G.R. (2014) Prediction of shear wave velocity using artificial neural network technique, multiple regression and petrophysical data: A case study in Asmari reservoir (SW Iran). Open Journal of Geology, 4, 303–313
- Barbieri, C. (2002) BI2 – Business Intelligence, Modelagem Qualidade. Rio de Janeiro: Editora Campus, 424 p.
- Barboza, E. G. (2005) Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional. Tese de Doutorado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 235p.
- Bellotti, P., Giacca. D. (1978) “Pressure Evaluation Improves Drilling”, The Oil and Gas Journal, pp. 76-85, September 11, 1978.
- Bomfim, G. M. C., Pinto, R. F., e Nery, G. G., (2012) Perfis sintéticos em campos com acumulações marginais de hidrocarbonetos. In: V Simpósio de Geofísica, 2012, Salvador. CD-ROM. Salvador: SBGf.
- Borges, Y. A., (2012) Método de inversão mineralógica a partir de perfis geofísicos de poços do campo de namorado, bacia de campos. Trabalho de Graduação - UFF, Niterói.
- 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 reflectivity - 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 dee perfil sônico sintético em poços de petróleo através dos modelos de regressão não lineares usando a profundidade como variável regressora, Scientia Plena, 6(12).
- Cruz, M. M. (2003) Aplicação de Perfilagem Geofísica e Sísmica na Caracterização da Faciologia do Reservatório de Namorado. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal Fluminense, UFF
- De Oliveira, J. S. e Martins, J. L. (2009) Análise comparativa de métodos para estimativa de velocidade de ondas S. In: 10th International Congress of The Brazilian Geophysical

Society, Salvador. CD-ROM. Salvador: SBGf.

De Sousa, M. C., De Oliveira , J. J. S., e Santos, L. K. (2015) Estimativa de V_S a partir de V_P usando equações empíricas. In: 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society EXPOGEF, 2015, Rio de Janeiro. CD-ROM. Rio de Janeiro: SBGf.

Dias, J. L., Scarton, J. C., Esteves, F. R., Carminatti, M., Guardado, L. R. (1990) Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: Origem e evolução de bacias sedimentares, eds Raja Gabaglia, G.P. and Milani, E.J., pp. 333-360. Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

Equipe Estatcamp (2014) Software Action. Estatcamp- Consultoria em estatística e qualidade, São Carlos - SP, Brasil. URL <http://www.portalaction.com.br/>.

Ellis, D. V. e Singer, J. M., (2008) Well Logging for Earth Scientists. New York: Elsevier Science Publisher, 1987. 692p.

Etnyre, L.M. (1989). Finding Oil and Gas from Well Logs. Kluwer Academic Publishers. p. 249 p.

Faust, L. Y. (1953) A velocity function including lithologic variation, *Geophysics*, 18(2):271–288.

Figueiredo, A.M.F., Martins, C.C. (1990) 20 anos de Exploração da Bacia de Campos e o sucesso nas águas profundas. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 4(1):105-123.

Gardner, G.; Gardner, L. e Gregory, A., 1974. Formation velocity and density are the diagnostic basics for stratigraphic traps, *Geophysics*, 39, 770-780.

Graça, M. C. (2013) Mapeamento Eletrofaciológico em reservatório análogo na bacia sedimentar de Tucano por meio de perfis geofísicos de poços, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Gujarati, D. N.; Porter, D. C. (2011) Econometria Básica. Porto Alegre: McGrawHill Bookman, 5^a ed.

Gujarati, D. N. (2006) Econometria Básica. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier.

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.

Lima, F. M. (2004). Análise Estratigráfica dos Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado. Dissertação (Mestrado em Geociências). IGCE/UNESP, campus de Rio Claro-SP. 64fl.

Lindseth, R. O. (1979) Synthetic sonic logs a process for stratigraphic interpretation, *Geophysics*, 44, 326.

Luthi, S.M. (2001) Geological Well Logs - Their use in reservoir Modeling. Springer

Verlag, 373 pp.

Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J. (2009) The rock physics handbook, 2nd ed.: Cambridge University Press

Meneses, S. X.; Adams, T. (1990) Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campo. Boletim de Geociências Petrobrás, 4 (2). Rio de Janeiro. p. 183-188

Mendonça, P. M. M., Spadini, A. R., Milani, E. J., nov. 2003/maio 2004. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. Boletim de Geociências da Petrobras 12 (1), 9-58

Nery, G. G., 2013. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Rio de Janeiro: SBGf. 222p.

Rangel, H. D.; Martins, F. A. L.; Esteves, F. R.; Feijó, F. J. (1994) Bacia de Campos Boletim de Geociências da Petrobrás, 8: 203-217.

Ribeiro, F. S. A., Soares, J. A., Landau, L. (2009) Predição de Perfis Geofísicos de Poços por Classificador KNN. In: 10th International Congress of The Brazilian Geophysical Society, Salvador. CD-ROM. Salvador: SBGf.

Rider, M. H., 2002. The geological interpretation of well logs. 2nd ed., rev. Sutherland, Scotland: Rider-French Consulting, c2002. 280 p.

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, M. C. (2011) Modelo Pedofísico 3D do "Arenito Namorado" no Campo de Namorado - Bacia de Campos - RJ. Monografia (Conclusão de Curso) - Unesp, Rio Claro.

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

Schaller, H. (1973) Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia 27, Aracaju, v.3, 247-258.

Serra, O. (1984). - Fundamentals of Well-Log Interpretation. 1. The acquisition of logging data. Developments in Petroleum Science 15A, Elsevier. Amsterdam.

Sykes, A. O. (1993) "An Introduction to Regression Analysis". Coase-Sandor Institute for Law Economics Working Paper, No. 20.

Taconeli, C. A. (2010) Análise de Regressão Linear. Curitiba: UFPR, 94 p.

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.
- Pereira, B. C. M. (2007) Proposta de uma Metodologia para Estimativa de Geopressões. 132 f. Dissertação (Mestrado) - UFRJ, Rio de Janeiro.
- 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.
- Winter, W. R.; Jahnert, R. J.; França, A. B. (2007). Bacia de Campos. In MILANI, E. J. Boletim de Geociências da Petrobras, v.15, n.2, Maio/Nov. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- 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.

ANEXO I

Perfis de Poços

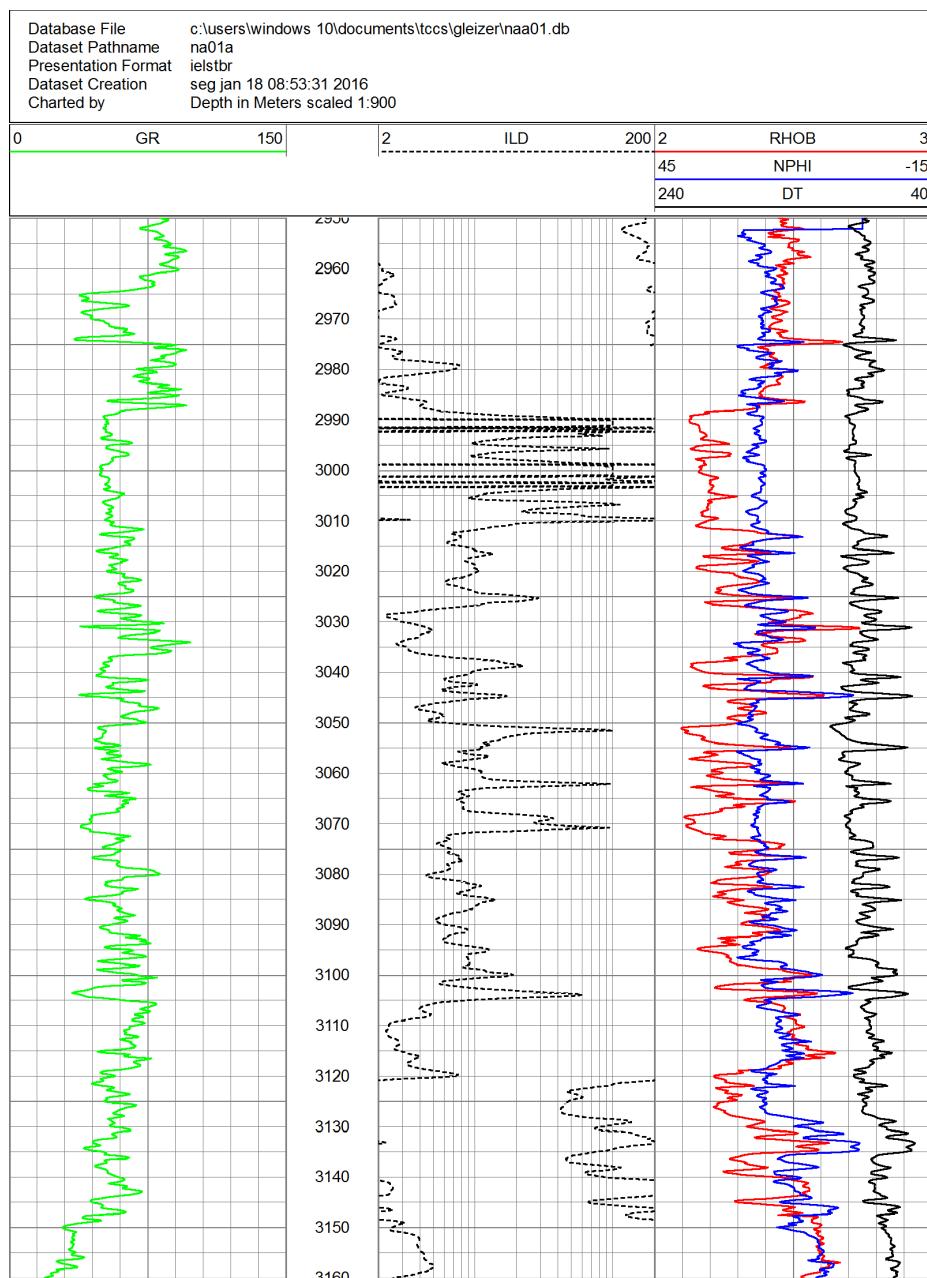


Figura I.1: Perfil do poço 3NA1A - Intervalo (2950 - 3200) m

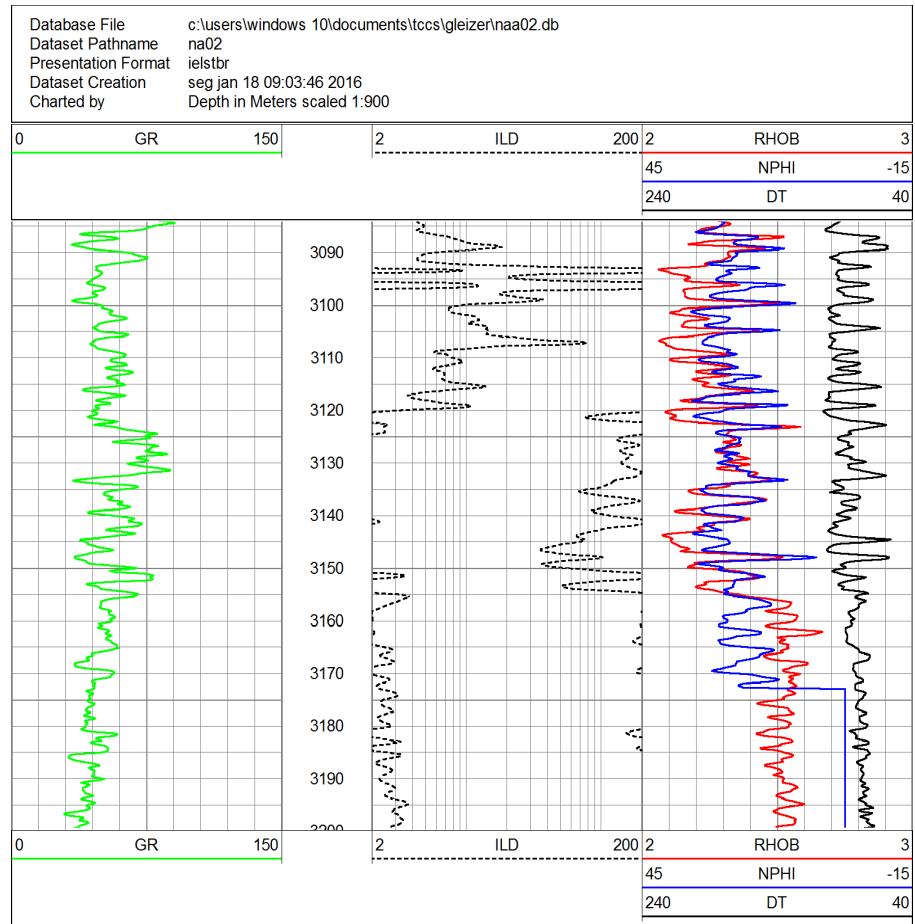


Figura I.2: Perfil do poço 3NA02 - Intervalo (2975 - 3200) m

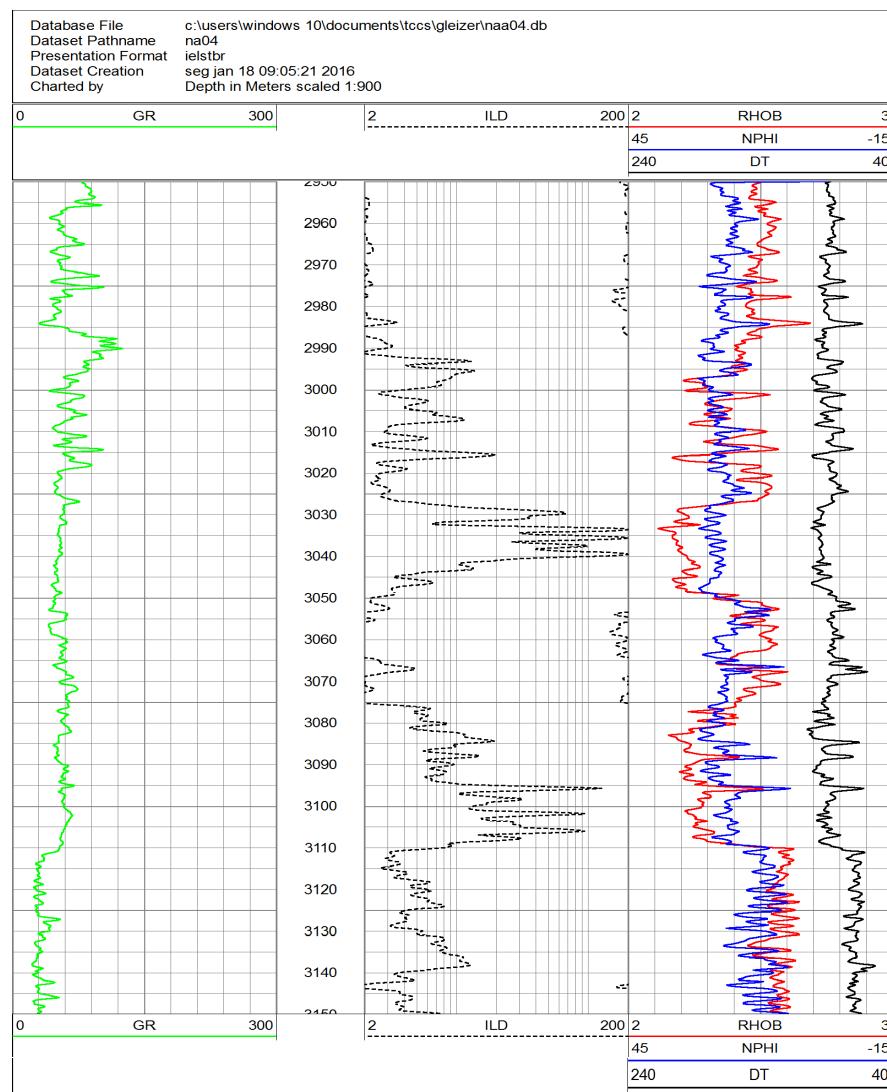


Figura I.3: Perfil do poço 3NA04 - Intervalo (2950 - 3150) m

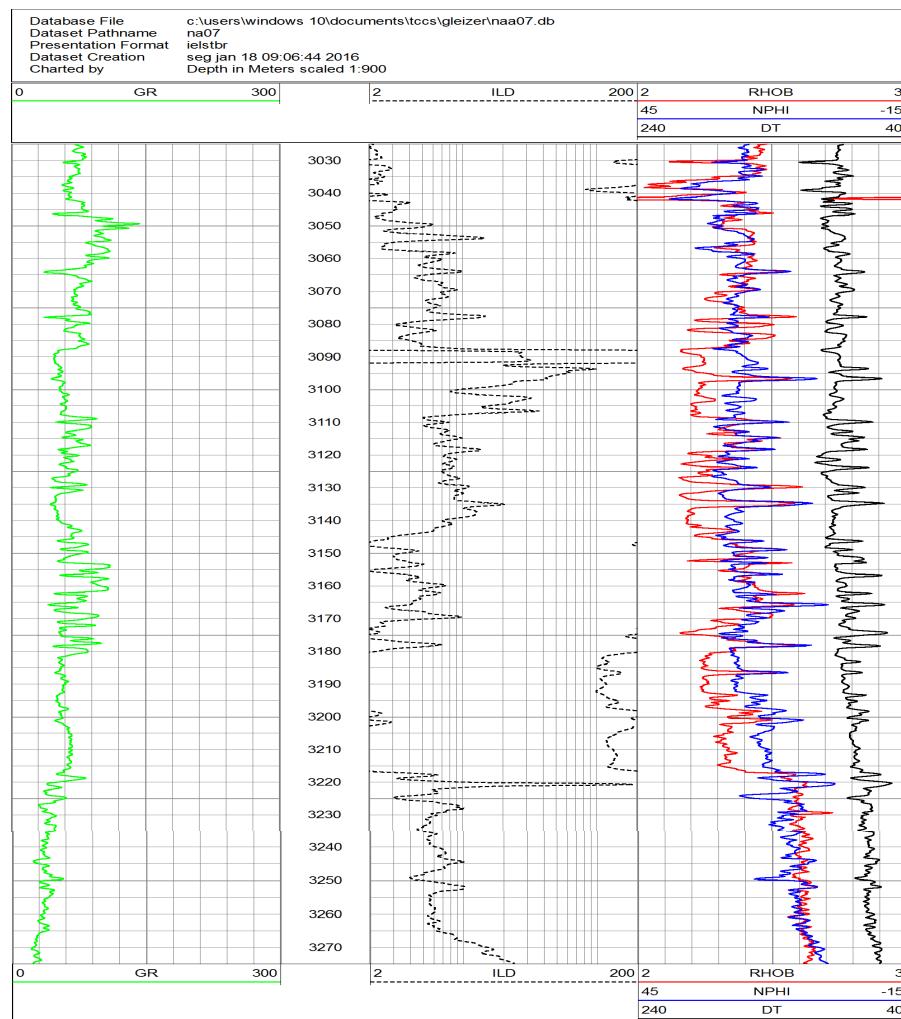


Figura I.4: Perfil do poço 3NA07 - Intervalo (3025 - 3275) m

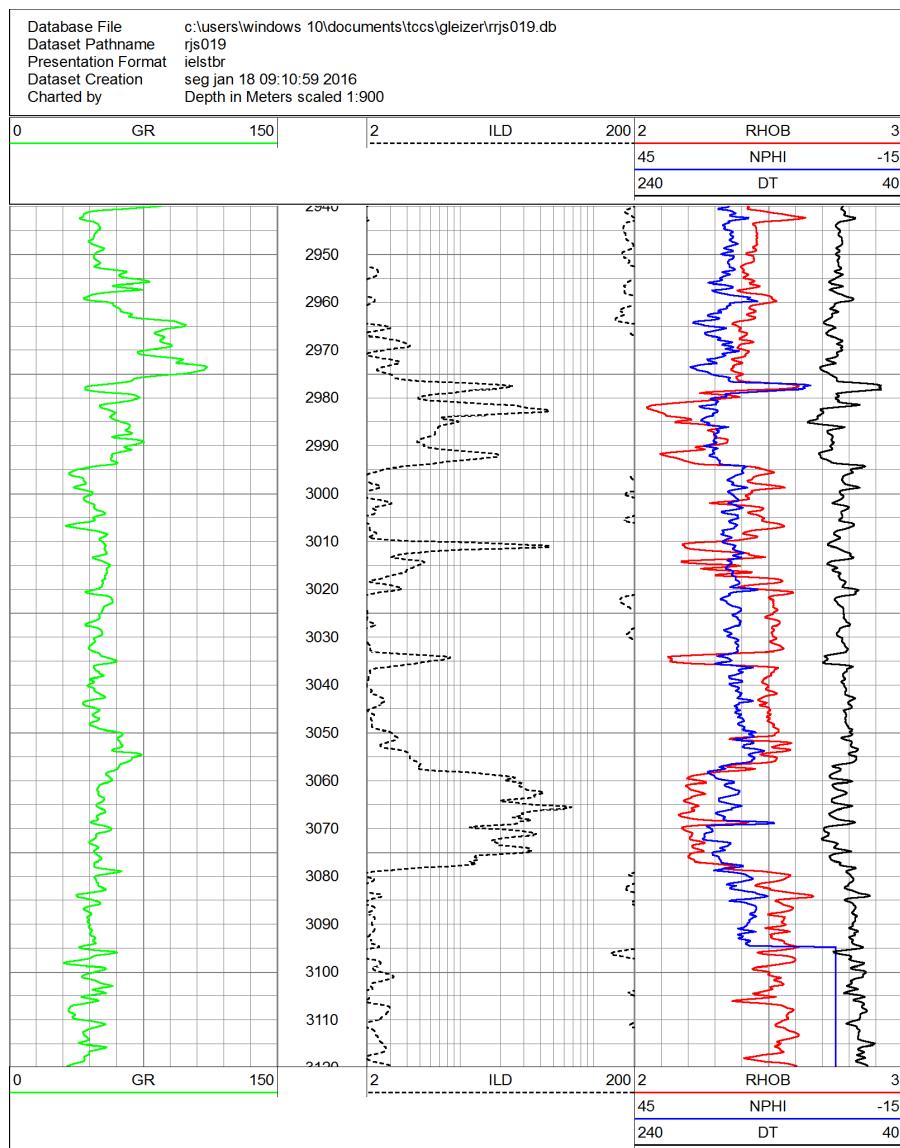


Figura I.5: Perfil do poço 1RJS19 - Intervalo (2940 - 3120) m

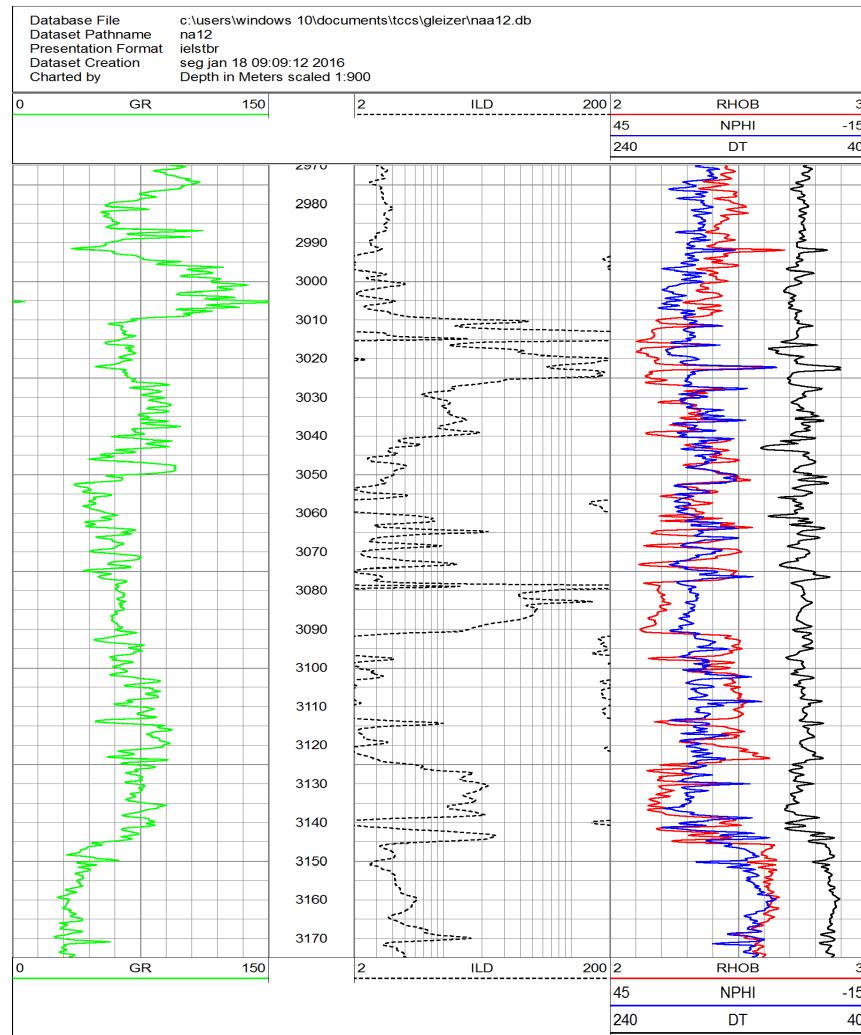


Figura I.6: Perfil do poço 7NA12 - Intervalo (2970 - 3175) m

ANEXO II

Códigos em R

II.1 Modelagem por Equações Empíricas

```
#####
#          -> Calcula valores de densidade segundo as equações empíricas:      #
#          Gardner et al. (1974), Lindseth (1979), Bellotti et al. (1978)      #
#          Castagna et al. (1979)                                              #
#          -> Pré-visualização perfis e crossplots                         #
#          #
#####
```

```
# Carrega dados dos perfis
dados <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/NA01A.txt", header=TRUE)
attach(dados)

# Arquivos de saída - perfis modelados
outfile <- c("/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Gardner_42.txt",
            "/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Lindseth_42.txt",
            "/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Bellotti_42.txt",
            "/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Cast_Sand_42.txt",
            "/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Cast_Shale_42.txt",
            "/home/gleizer/Desktop/testes/RHOB_Modelado_Cast_Lime_42.txt")

#Intervalo a ser modelado
prof1=2950
prof2=3199.8

# cor do perfis - c(real,modelados)
color <- c("black","red","blue","chocolate4","green3","darkorange","darkorchid4")

# legendas - c(real,modelados)
legenda <- c(expression(bold("Real")),
              expression(bold("Gardner et al. (1974)")),
              expression(bold("Lindseth (1979)")),
              expression(bold("Bellotti et al. (1978)")),
              expression(bold("Castagna et al. (1979)")),
              expression(bold("Castagna et al. (1979)")),
              expression(bold("Castagna et al. (1979)")))

#####
#          Definição dos modelos empíricos clássicos                      #
#####

#-----Transforma DT para Vp-----
Vp <- (10^6)/DT # Vp em ft/sec
```

```

Vp1 <- 304.8/DT    # Vp em Km/sec
Vp2 <- Vp1^2

#----- Gardner -----
RHOBg <- 0.23*(Vp^0.25)  # Vp em ft/sec
rgar2 <- 1.74*(Vp1^0.25) # Vp em Km/sec

#----- Lindseth -----
RHOBl <- (Vp-3460)/(0.308*Vp)      # para Vp ft/sec

#----- Bellotti -----
RHOBb <- 3.28 - (DT/88.95)

#-----castagna et al.-----
RHOBcsa <- -0.0115*Vp2 + 0.261*Vp1 + 1.515
RHOBcsh <- -0.0261*Vp2 + 0.373*Vp1 + 1.458
RHOBcl <- -0.0296*Vp2 + 0.461*Vp1 + 0.963

#-----
mod <-list()
mod[[1]] <- matrix(RHOBg, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[2]] <- matrix(RHOBl, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[3]] <- matrix(RHOBb, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[4]] <- matrix(RHOBcsa, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[5]] <- matrix(RHOBcsh, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[6]] <- matrix(RHOBcl, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
n <- NROW(mod)

#=====
#      Gera arquivos com os valores modelados segundo cada método      #
#=====

for(i in 1:NROW(DEPHT)){
  close( file( outfile[i] , open="w" ) )
  print(readLines(outfile[i]))

  # Coloca o header
  writeLines(c("header1 header2"), outfile[i])

  # Escrita
  for(j in 1:NROW(DEPHT)){
    cat(DEPHT[j],mod[[i]][j],file=outfile[i],append=TRUE, sep="\t")
    cat(file=outfile[i], append=TRUE, sep="\n")
  }
}

#=====
#      Pré-visualização dos perfis modelados
#=====

x11(width = 13, height = 7.5)
par(mfrow=c(1,6))

for(i in 1:n){

  plot(RHOB,DEPHT,las=3,cex.lab=1.0,pch=19,xlab=NA, ylab=NA, sub="",col="white",
        ylim=c(prof2,prof1), xlim=c(2,3),main="", font.lab=2, axes=F, xaxt="n")
  title(paste(""),
        col.main = "red", font.main=2, cex.main=1.5, outer=TRUE)
  grid()
  box()
  axis(side = 3, tck = -.015, labels = NA)
  axis(side = 2, tck = -.015, labels = NA)
}

```

```

axis(side = 3, lwd = 0, line = -.4,, cex.axis=1, at=c(seq(from=2,to=3,by=0.5)))
axis(side = 2, lwd = 0, line = -.4, las = 1)
mtext(side = 3, expression(bold("RHOB (g/cm)")), line = 2)
mtext(side =2 , expression(bold("Profundidade (m)")), line = 2)
xspline(RHOB, DEPHT, shape= 0, border=color[1], lty=1, lwd=1.5 )
par(new=T)
plot(mod[[i]],DEPHT,las=3,cex=0.1, cex.lab=1.0,pch=19,xlab=NA, ylab=NA, sub="",
      col="red",ylim=c(prof2,prof1), xlim=c(2,3),main="", font.lab=2, axes=F,
      xaxt="n")
xspline(mod[[i]],DEPHT, shape= 0, border=color[i+1], lty=1, lwd=1.5 )
#legend
legend("bottomright" , inset=c(0,0), legend=c(legenda[1],legenda[1+i]), title= "",
       xpd = TRUE, horiz = FALSE, text.font=1, text.col=c(color[1],color[i+1]),
       lty=c(1,1), cex=0.8,, col =c(color[1],color[i+1]), bty='n')
}

#=====
#          Pré-visualização dos crossplots real x sintéticos      #
#=====

x11(width = 13, height = 3.0)
par(mfrow=c(1,6))

for(i in 1:n){

plot(RHOB,mod[[i]],las=1,cex.lab=1.0,pch=1,xlab=legenda[1] ,
      ylab=legenda[i+1], xlim=c(2,3), ylim=c(2,3), col=color[i+1],
      main="", font.lab=2, font.axis = 2)
title("", col.main = "red", font.main=2, cex.main=1.0)
grid()
ret <- function (x) x
curve(ret, col="black", lwd=3.0, lty=2, add=TRUE)
}

par(ask=TRUE)

```

II.2 Cálculo de erro percentual médio e correlação linear

```
#####
#                                     #
# -> Calcula valores de erro médio percentual entre modelos e perfil medido #
# -> Calcula valoers de correlação linear entre modelos e perfil medido      #
#                                     #
#####

# Carrega dados reais
dados <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/NA01A.txt", header=TRUE)
attach(dados)

# Carrega dados modelados

infile1 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Gardner.txt"
dados_model1 <- read.table(infile1, header=TRUE)
colnames(dados_model1) <- c("DEPHTg", "RHOBg")
attach(dados_model1)

infile2 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Lindesth.txt"
dados_model2 <- read.table(infile2, header=TRUE)
colnames(dados_model2) <- c("DEPHTl", "RHOB1")
attach(dados_model2)

infile3 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Bellotti.txt"
dados_model3 <- read.table(infile3, header=TRUE)
colnames(dados_model3) <- c("DEPHTb", "RHOBb")
attach(dados_model3)

infile4 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Cast_Sand.txt"
dados_model4 <- read.table(infile4, header=TRUE)
colnames(dados_model4) <- c("DEPHTcsa", "RHOBcsa")
attach(dados_model4)

infile5 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Cast_Shale.txt"
dados_model5 <- read.table(infile5, header=TRUE)
colnames(dados_model5) <- c("DEPHTcsh", "RHOBcsh")
attach(dados_model5)

infile6 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Empírico/RHOB_Modelado_Cast_Lime.txt"
dados_model6 <- read.table(infile6, header=TRUE)
colnames(dados_model6) <- c("DEPHTcl", "RHOBcl")
attach(dados_model6)

infile7 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Estatístico/RHOB_Modelado_estatistico.txt"
dados_model7 <- read.table(infile7, header=TRUE)
colnames(dados_model7) <- c("DEPHTe", "RHOBe")
attach(dados_model7)

infile8 <- "/home/gleizer/Desktop/Simpósio/Neural/RHOB_Modelado_Neural.txt"
dados_model8 <- read.table(infile8, header=TRUE)
colnames(dados_model8) <- c("DEPHTn", "RHOBn")
attach(dados_model8)

#Escolha do Intervalo de Profundidade Desejado (prof1 - prof2)
prof1 = 2952.4
prof2 = 3199.8
profcl <- as.character(prof1)
profcr <- as.character(prof2)

#Definição das principais zonas
```

```

profz1= 2952.4
profz2= 2987.6
profz5= 3147.8
profz6= 3199.8

nprofz1 <- which(dados$DEPHT == profz1)
nprofz2 <- which(dados$DEPHT == profz2)
nprofz5 <- which(dados$DEPHT == profz5)
nprofz6 <- which(dados$DEPHT == profz6)

# Intervalos das zonas principais
interto <- nprofz1:nprofz6 # Todo o intervalo
inter01 <- nprofz1:nprofz2 # Zona 01
inter02 <- nprofz2:nprofz5 # Zona 02
inter03 <- nprofz5:nprofz6 # Zona 03

# números decimais
decerro = 2
decorr = 3

# Saídas de erros e correlação
outfilerr <- "/home/gleizer/Desktop/testes/Erros_real_modelados-NA1.txt"
outfilecor <- "/home/gleizer/Desktop/testes/Correlacoes_real_modelados-NA1.txt"

#=====
#          Cálculo de correlação linear
#=====

mod <- list()
mod[[1]] <- matrix(RHOBg, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[2]] <- matrix(RHOBl, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[3]] <- matrix(RHOBb, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[4]] <- matrix(RHOBcsa, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[5]] <- matrix(RHOBcsh, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[6]] <- matrix(RHOBcl, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[7]] <- matrix(RHOBcbe, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
mod[[8]] <- matrix(RHOBn, nrow=NROW(DEPHT),ncol=1)
n <- NROW(mod)

a <- matrix(, nrow=8, ncol=4)

for(i in 1:n){
a[i,1] <- round(cor(RHOB[inter01],mod[[i]][inter01]),decorr)
a[i,2] <- round(cor(RHOB[inter02],mod[[i]][inter02]),decorr)
a[i,3] <- round(cor(RHOB[inter03],mod[[i]][inter03]),decorr)
a[i,4] <- round(cor(RHOB,mod[[i]]),decorr)
}

# Gera arquivo com valores
close( file( outfilecor, open="w" ) )
print(readLines(outfilecor))

for(i in 1:8){
cat(a[i,1],a[i,2],a[i,3],a[i,4],file=outfilecor,append=TRUE, sep="\t")
cat(file=outfilecor,append=TRUE, sep="\n")
}

#=====
#          Cálculo de Erro Relativo Percentual Médio
#=====

```

```

inter <-list()
inter[[1]] <- matrix(inter01, nrow=NROW(inter01),ncol=1)
inter[[2]] <- matrix(inter02, nrow=NROW(inter02),ncol=1)
inter[[3]] <- matrix(inter03, nrow=NROW(inter03),ncol=1)
inter[[4]] <- matrix(interto, nrow=NROW(interto),ncol=1)
ni <- NROW(inter)

t <- matrix(, nrow=8, ncol=4)

cont=0
N=NROW(RHOB)
for(z in 1:ni){
  for(j in 1:n){
    for(i in inter[[z]]){
      t[j,z] <- cont + (abs((mod[[j]][i] - RHOB[i]))/RHOB[i])*100
      cont <- t[j,z]
    }
    t[j,z] <- round(t[j,z]/NROW(inter[[z]]),decerro)
    cont=0
  }
}

# Gera arquivo com valores
close( file( outfilerr, open="w" ) )
print(readLines(outfilerr))

for(i in 1:8){
  cat(t[i,1],t[i,2],t[i,3],t[i,4],file=outfilerr,append=TRUE, sep="\t")
  cat(file=outfilerr,append=TRUE, sep="\n")
}

```

II.3 Calibração dos parâmetros das Equações Empíricas

```
#####
#          #
#      CALIBRA OS PARÂMETROS DAS EQUAÇÕES EMPÍRICAS UTILIZANDO MULTIPOÇOS    #
#          #
#>Gera arquivos.txt com as equações ajustadas (notação R) e relatório estatístico #
#          #
#####
# Carrega dados de poços

dados_3na12 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/NA12RJS.txt", header=TRUE)
dados_3na02 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/3NA02.txt", header=TRUE)
dados_1rjs19 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/1RJS19.txt", header=TRUE)
dados_3na04 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/3NA04.txt", header=TRUE)
dados_1rjs42 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/4RJS42.txt", header=TRUE)
dados_3na07 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/7NA07.txt", header=TRUE)

# Header

attach(dados_3na12)
attach(dados_3na02)
attach(dados_1rjs19)
attach(dados_3na04)
attach(dados_1rjs42)
attach(dados_3na07)

#arquivos de saída
fileout1 <- "/home/gleizer/Desktop/Estatístico/equacoes_uni_info.txt"
fileout2 <- "/home/gleizer/Desktop/Estatístico/equacoes_uni.txt"
#####
# DEFINIÇÃO DE ZONAS PELA PROFUNDIDADE PARA CADA POÇO      #
#####

#-----
pprof1_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 2970.0)
pprof2_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3007.0)

pprof3_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3010.6)
pprof4_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3145.0)

pprof5_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3146.8)
pprof6_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3174.8)
#-----
pprof1_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 2975.0)
pprof2_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3022.8)

pprof3_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3029.0)
pprof4_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3153.4)

pprof5_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3157.2)
pprof6_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3199.8)
#-----
pprof1_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2940.0)
pprof2_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2975.0)

pprof3_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2978.0)
pprof4_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3077.0)

pprof5_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3077.2)
```

```

pprof6_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3119.8)
#-----
pprof1_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2950.2)
pprof2_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2991.6)

pprof3_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2997.6)
pprof4_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3109.4)

pprof5_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3114.4)
pprof6_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3149.8)
#-----
pprof1_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3000.0)
pprof2_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3043.2)

pprof3_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3050.2)
pprof4_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3166.6)

pprof5_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3169.8)
pprof6_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3214.8)
#-----
pprof1_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3025.0)
pprof2_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3086.4)

pprof3_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3088.8)
pprof4_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3216.4)

pprof5_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3223.4)
pprof6_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3274.8)
#=====
# DEFINIÇÃO DE ZONAS PELA PROFUNDIDADE PARA CADA POÇO
#=====

dzon1_01 <- dados_3na01[pprof1_01:pprof2_01,]
dzon2_01 <- dados_3na01[pprof3_01:pprof4_01,]
dzon3_01 <- dados_3na01[pprof5_01:pprof6_01,]

dzon1_12 <- dados_3na12[pprof1_12:pprof2_12,]
dzon2_12 <- dados_3na12[pprof3_12:pprof4_12,]
dzon3_12 <- dados_3na12[pprof5_12:pprof6_12,]

dzon1_02 <- dados_3na02[pprof1_02:pprof2_02,]
dzon2_02 <- dados_3na02[pprof3_02:pprof4_02,]
dzon3_02 <- dados_3na02[pprof5_02:pprof6_02,]

dzon1_19 <- dados_1rjs19[pprof1_19:pprof2_19,]
dzon2_19 <- dados_1rjs19[pprof3_19:pprof4_19,]
dzon3_19 <- dados_1rjs19[pprof5_19:pprof6_19,]

dzon1_04 <- dados_3na04[pprof1_04:pprof2_04,]
dzon2_04 <- dados_3na04[pprof3_04:pprof4_04,]
dzon3_04 <- dados_3na04[pprof5_04:pprof6_04,]

dzon1_42 <- dados_1rjs42[pprof1_42:pprof2_42,]
dzon2_42 <- dados_1rjs42[pprof3_42:pprof4_42,]
dzon3_42 <- dados_1rjs42[pprof5_42:pprof6_42,]

dzon1_07 <- dados_3na07[pprof1_07:pprof2_07,]
dzon2_07 <- dados_3na07[pprof3_07:pprof4_07,]
dzon3_07 <- dados_3na07[pprof5_07:pprof6_07,]

#=====
# UNIÃO DAS ZONAS SELECIONADAS
#

```

```

#=====

a1<-merge(dzon1_12,dzon1_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b1<-merge(a1,dzon1_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c1<-merge(b1,dzon1_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon1<-merge(c1,dzon1_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon1<-merge(d1,dzon1_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

a2<-merge(dzon2_12,dzon2_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b2<-merge(a2,dzon2_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c2<-merge(b2,dzon2_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon2<-merge(c2,dzon2_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon2<-merge(d2,dzon2_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

a3<-merge(dzon3_12,dzon3_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b3<-merge(a3,dzon3_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c3<-merge(b3,dzon3_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon3<-merge(c3,dzon3_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon3<-merge(d3,dzon3_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

a<-merge(dzon1,dzon2, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzont<-merge(a,dzon3, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

#-----

colnames(dzon1) <- c("depht1", "dt1", "gr1", "ild1", "nphi1", "rhob1")
colnames(dzon2) <- c("depht2", "dt2", "gr2", "ild2", "nphi2", "rhob2")
colnames(dzon3) <- c("depht3", "dt3", "gr3", "ild3", "nphi3", "rhob3")
colnames(dzont) <- c("depht", "dt", "gr", "ild", "nphi", "rhob")
attach(dzon1)
attach(dzon2)
attach(dzon3)
attach(dzont)

#=====

# DEFINIÇÃO DOS MODELOS DE REGRESSÃO
#=====

#Transforma DT para Vp
vpf1 <- (10^6)/dt1; vp1 <- 304.8/dt1
vpf2 <- (10^6)/dt2; vp2 <- 304.8/dt2
vpf3 <- (10^6)/dt3; vp3 <- 304.8/dt3
vpft <- (10^6)/dt ; vpt <- 304.8/dt

# Garder ajustado
gar1 <- lm(log(rhob1)^log(vpf1))
gar2 <- lm(log(rhob2)^log(vpf2))
gar3 <- lm(log(rhob3)^log(vpf3))
gart <- lm(log(rhob)^log(vpft))

# Castagna ajustado
vp1q <- vp1^2; cas1 <- lm(rhob1~vp1+vp1q)
vp2q <- vp2^2; cas2 <- lm(rhob2~vp2+vp2q)
vp3q <- vp3^2; cas2 <- lm(rhob2~vp2+vp2q)
vptq <- vpt^2; cast <- lm(rhob~vpt+vptq)

#Lindesth ajustado
inv1 <- 1/vpf1 ; lin1 <- lm(rhob1~inv1)
inv2 <- 1/vpf2 ; lin2 <- lm(rhob2~inv2)
inv3 <- 1/vpf3 ; lin3 <- lm(rhob3~inv3)
invt <- 1/vpft ; lint <- lm(rhob ~invt)

```

```

# Bellotti e Giaca

bel1 <- lm(rhob1~dt1)
bel2 <- lm(rhob2~dt2)
bel3 <- lm(rhob3~dt3)
belt <- lm(rhob~dt)

# Separação dos parâmetros

g10 <- exp(1)^(summary(gar1)$coefficients[1, 1])
g11 <- summary(gar1)$coefficients[2, 1]; g1sq <- summary(gar1)$r.squared

g20 <- exp(1)^(summary(gar2)$coefficients[1, 1])
g21 <- summary(gar2)$coefficients[2, 1]; g2sq <- summary(gar2)$r.squared

g30 <- exp(1)^(summary(gar3)$coefficients[1, 1])
g31 <- summary(gar3)$coefficients[2, 1]; g3sq <- summary(gar3)$r.squared

gt0 <- exp(1)^(summary(gart)$coefficients[1, 1])
gt1 <- summary(gart)$coefficients[2, 1]; gtsq <- summary(gart)$r.squared

l10 <- 1/(summary(lin1)$coefficients[1, 1])
l11 <- 110*(summary(lin1)$coefficients[2, 1]); l1sq <- summary(lin1)$r.squared

l20 <- 1/(summary(lin2)$coefficients[1, 1])
l21 <- 120*(summary(lin2)$coefficients[2, 1]); l2sq <- summary(lin2)$r.squared

l30 <- 1/(summary(lin3)$coefficients[1, 1])
l31 <- 130*(summary(lin3)$coefficients[2, 1]); l3sq <- summary(lin3)$r.squared

lt0 <- 1/(summary(lint)$coefficients[1, 1])
lt1 <- lt0*(summary(lint)$coefficients[2, 1]); ltsq <- summary(lint)$r.squared

c10 <- summary(cas1)$coefficients[1, 1]; c11 <- summary(cas1)$coefficients[2, 1]
c12 <- summary(cas1)$coefficients[3, 1]; c1sq <- summary(cas1)$r.squared

c20 <- summary(cas2)$coefficients[1, 1]; c21 <- summary(cas2)$coefficients[2, 1]
c22 <- summary(cas2)$coefficients[3, 1]; c2sq <- summary(cas2)$r.squared

c30 <- summary(cas3)$coefficients[1, 1]; c31 <- summary(cas3)$coefficients[2, 1]
c32 <- summary(cas3)$coefficients[3, 1]; c3sq <- summary(cas3)$r.squared

ct0 <- summary(cast)$coefficients[1, 1]; ct1 <- summary(cast)$coefficients[2, 1]
ct2 <- summary(cast)$coefficients[3, 1]; ctsq <- summary(cast)$r.squared

b10 <- (summary(bel1)$coefficients[1, 1])
b11 <- 1/(summary(bel1)$coefficients[2, 1]); b1sq <- summary(bel1)$r.squared

b20 <- (summary(bel2)$coefficients[1, 1])
b21 <- 1/(summary(bel2)$coefficients[2, 1]); b2sq <- summary(bel2)$r.squared

b30 <- (summary(bel3)$coefficients[1, 1])
b31 <- 1/(summary(bel3)$coefficients[2, 1]); b3sq <- summary(bel3)$r.squared

bt0 <- (summary(belt)$coefficients[1, 1])
bt1 <- 1/(summary(belt)$coefficients[2, 1]); btsq <- summary(belt)$r.squared

# Obtem MAPE (Mean absolute percentage error)
library(forecast)

mapg1<-accuracy(gar1)[1,5]; mapg2<-accuracy(gar2)[1,5]; mapg3<-accuracy(gar3)[1,5];
mapgt<-accuracy(gart)[1,5]

```

```

mapl1<-accuracy(lin1)[1,5]; mapl2<-accuracy(lin2)[1,5]; mapl3<-accuracy(lin3)[1,5];
maplt<-accuracy(lint)[1,5]

mapb1<-accuracy(bel1)[1,5]; mapb2<-accuracy(bel2)[1,5]; mapb3<-accuracy(bel3)[1,5];
mapbt<-accuracy(belt)[1,5]

mapc1<-accuracy(cas1)[1,5]; mapc2<-accuracy(cas2)[1,5]; mapc3<-accuracy(cas3)[1,5];
mapct<-accuracy(cast)[1,5]

#Ajusta a casa decimal do valores registrados nas variáveis
dec=4
g10 <- round(g10,dec); g11 <- round(g11,dec); g1sq <- round(g1sq,dec);
mapg1 <- round(mapg1,dec)
g20 <- round(g20,dec); g21 <- round(g21,dec); g2sq <- round(g2sq,dec);
mapg2 <- round(mapg2,dec)
g30 <- round(g30,dec); g31 <- round(g31,dec); g3sq <- round(g3sq,dec);
mapg3 <- round(mapg3,dec)
gt0 <- round(gt0,dec); gt1 <- round(gt1,dec); gtsq <- round(gtsq,dec);
mapgt <- round(mapgt,dec)

l10 <- round(l10,dec); l11 <- round(l11,dec); l1sq <- round(l1sq,dec);
mapl1 <- round(mapl1,dec)
l20 <- round(l20,dec); l21 <- round(l21,dec); l2sq <- round(l2sq,dec);
mapl2 <- round(mapl2,dec)
l30 <- round(l30,dec); l31 <- round(l31,dec); l3sq <- round(l3sq,dec);
mapl3 <- round(mapl3,dec)
lt0 <- round(lt0,dec); lt1 <- round(lt1,dec); ltsq <- round(ltsq,dec);
maplt <- round(maplt,dec)

b10 <- round(b10,dec); b11 <- round(b11,dec); b1sq <- round(b1sq,dec);
mapb1 <- round(mapb1,dec)
b20 <- round(b20,dec); b21 <- round(b21,dec); b2sq <- round(b2sq,dec);
mapb2 <- round(mapb2,dec)
b30 <- round(b30,dec); b31 <- round(b31,dec); b3sq <- round(b3sq,dec);
mapb3 <- round(mapb3,dec)
bt0 <- round(bt0,dec); bt1 <- round(bt1,dec); btsq <- round(btsq,dec);
mapbt <- round(mapbt,dec)

c10 <- round(c10,dec); c11 <- round(c11,dec); c12 <- round(c12,dec);
c1sq <- round(c1sq,dec); mapc1 <- round(mapc1,dec)
c20 <- round(c20,dec); c21 <- round(c21,dec); c22 <- round(c22,dec);
c2sq <- round(c2sq,dec); mapc2 <- round(mapc2,dec)
c30 <- round(c30,dec); c31 <- round(c31,dec); c32 <- round(c32,dec);
c3sq <- round(c3sq,dec); mapc3 <- round(mapc3,dec)
ct0 <- round(ct0,dec); ct1 <- round(ct1,dec); ct2 <- round(ct2,dec);
ctsq <- round(ctsq,dec); mapct <- round(mapct,dec)

#
lin <- paste("# -----")

pg1 <- paste("gardner ajustado",":", "", "(R","=", g1sq,")", "
", "(MAPE","=", mapg1,"%")
pg2 <- paste("gardner ajustado",":", "", "(R","=", g2sq,")", "
", "(MAPE","=", mapg2,"%")
pg3 <- paste("gardner ajustado",":", "", "(R","=", g3sq,")", "
", "(MAPE","=", mapg3,"%")
pgt <- paste("gardner ajustado",":", "", "(R","=", gtsq,")", "
", "(MAPE","=", mapgt,"%"))

pl1 <- paste("Lindseth ajustado",":", "", "(R","=", l1sq,")", "
", "(", "MAPE","=", mapl1,"%")

```

```

pl2 <- paste("Lindseth ajustado",":", "", " (R","=", 12sq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapl2,"%"))
pl3 <- paste("Lindseth ajustado",":", "", " (R","=", 13sq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapl3,"%"))
plt <- paste("Lindseth ajustado",":", "", " (R","=", ltsq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", maplt,"%"))

pb1 <- paste("Bellotti ajustado",":", "", "(R","=", b1sq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapb1,"%"))
pb2 <- paste("Bellotti ajustado",":", "", "(R","=", b2sq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapb2,"%"))
pb3 <- paste("Bellotti ajustado",":", "", "(R","=", b3sq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapb3,"%"))
pbt <- paste("Bellotti ajustado",":", "", "(R","=", btsq,")", " "
  ", " (","MAPE","=", mapbt,"%"))

pc1 <- paste("castagna ajustado",":", "", "(R","=", c1sq,")", " "
  ", " (MAPE","=", mapc1,"%"))
pc2 <- paste("castagna ajustado",":", "", "(R","=", c2sq,")", " "
  ", " (MAPE","=", mapc2,"%"))
pc3 <- paste("castagna ajustado",":", "", "(R","=", c3sq,")", " "
  ", " (MAPE","=", mapc3,"%"))
pct <- paste("castagna ajustado",":", "", "(R","=", ctsq,")", " "
  ", " (MAPE","=", mapct,"%"))

# Avaliação dos coeficientes

sg1 <- summary(gar1); ag1 <-anova(gar1);
sg2 <- summary(gar2); ag2<-anova(gar2);
sg3 <- summary(gar3); ag3 <- anova(gar3)
sgt <- summary(gart); agt <- anova(gart)

sl1 <- summary(lin1); al1 <- anova(lin1)
sl2 <- summary(lin2); al2 <- anova(lin2)
sl3 <- summary(lin3); al3 <- anova(lin3)
slt <- summary(lint); alt <- anova(lint)

sb1 <- summary(bel1); ab1 <- anova(bel1)
sb2 <- summary(bel2); ab2 <- anova(bel2)
sb3 <- summary(bel3); ab3 <- anova(bel3)
sbt <- summary(belt); abt <- anova(belt)

sc1 <- summary(cas1); ac1 <- anova(cas1)
sc2 <- summary(cas2); ac2 <- anova(cas2)
sc3 <- summary(cas3); ac3 <- anova(cas3)
sct <- summary(cast); act <- anova(cast)

# Padrão de Equações para gera os valores sintéticos

eg1 <- paste("srhobg1", "<-", g10, "*", " (","vpf1", "^",g11,"")")
eg2 <- paste("srhobg2", "<-", g20, "*", " (","vpf2", "^",g21,"")")
eg3 <- paste("srhobg3", "<-", g30, "*", " (","vpf3", "^",g31,"")")
egt <- paste("srhobgt", "<-", gt0, "*", " (","vpft", "^",gt1,"")")

el1 <- paste("srhobl1", "<-", "(vpf1",l11,")/(",l10,"*", "vpf1 )")
el2 <- paste("srhobl2", "<-", "(vpf2",l21,")/(",l20,"*", "vpf2 )")
el3 <- paste("srhobl3", "<-", "(vpf3",l31,")/(",l30,"*", "vpf3 )")
elt <- paste("srhoblt", "<-", "(vpft",lt1,")/(",lt0,"*", "vpft )")

eb1 <- paste("srhobb1", "<-",b10,"+", "(dt1 /",b11, ")")
eb2 <- paste("srhobb2", "<-",b20,"+", "(dt2 /",b21, ")")
eb3 <- paste("srhobb3", "<-",b30,"+", "(dt3 /",b31, ")")

```

```

ebt <- paste("srhobbt", "<", bt0, "+", "(DT /", bt1, ")")

ec1 <- paste("srhobc1", "<", c12, "*", "vp1^2", "+", c11, "*", "vp1", "+", c10)
ec2 <- paste("srhobc2", "<", c22, "*", "vp2^2", "+", c21, "*", "vp2", "+", c20)
ec3 <- paste("srhobc3", "<", c32, "*", "vp3^2", "+", c31, "*", "vp3", "+", c30)
ect <- paste("srhobct", "<", ct2, "*", "vpt^2", "+", ct1, "*", "vpt", "+", ct0)

#=====
#          PROCESSA SAÍDAS
#=====

#acrescente 'append=TRUE' em cat caso queira que acumule as saídas

# Arquivo com equações, R e Mape
out1 <- capture.output(pg1,pg2,pg3,pgt,lin,pl1,pl2,pl3,plt,lin,pb1,pb2,pb3,pbt,
lin,pc1,pc2,pc3,pct,lin,lin,sg1,ag1,sg2,ag2,sg3,ag3,sgt,agt,lin,s11,al1,s12,al2,
s13,al3,slt,alt,lin,sb1,ab1,sb2,ab2,sb3,ab3,sbt,abt,lin,sc1,ac1,sc2,ac2,sc3,ac3,
sct,act)
cat(out1,file= fileout1,sep="\n")

# Arquivo com equações no formato para gerar dados sintéticos
out2 <- capture.output(eg1,eg2,eg3,egt,lin,el1,el2,el3,elt,lin,eb1,eb2,eb3,ebt,lin,
ec1,ec2,ec3,ect)
cat(out2,file= fileout2,sep="\n")

```

II.4 Modelagem por regressão múltipla

```
#####
# GERA EQUAÇÕES ESTATÍSTICAS MULTIVARIADAS A PARTIR DA UNIÃO DE DADOS
# DE MÚLTIPLOS POÇOS
#####

# Carrega dados de poços
dados_3na01 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/NA01A.txt")
dados_3na12 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/NA12RJS.txt")
dados_3na02 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/3NA02.txt")
dados_1rjs19 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/1RJS19.txt")
dados_3na04 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/3NA04.txt")
dados_1rjs42 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/4RJS42.txt")
dados_3na07 <- read.table("/home/gleizer/Desktop/R/Dados/7NA07.txt")

# Header
attach(dados_3na01)
attach(dados_3na12)
attach(dados_3na02)
attach(dados_1rjs19)
attach(dados_3na04)
attach(dados_1rjs42)
attach(dados_3na07)

#options (digits=5) #limita os decimais
#####
# DEFINIÇÃO DE ZONAS PELA PROFUNDIDADE PARA CADA POÇO
#####
#-----
pprof1_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 2952.4)
pprof2_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 2988.2)

pprof3_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 2988.2)
pprof4_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 3149.2)

pprof5_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 3149.2)
pprof6_01 <- which(dados_3na01$DEPHT == 3199.8)
#-----
pprof1_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 2970.0)
pprof2_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3007.0)

pprof3_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3010.6)
pprof4_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3145.0)

pprof5_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3146.8)
pprof6_12 <- which(dados_3na12$DEPHT == 3174.8)
#-----
pprof1_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 2975.0)
pprof2_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3022.8)

pprof3_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3029.0)
pprof4_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3153.4)

pprof5_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3157.2)
pprof6_02 <- which(dados_3na02$DEPHT == 3199.8)
#-----
pprof1_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2940.0)
pprof2_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2975.0)

pprof3_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 2978.0)
pprof4_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3077.0)
```

```

pprof5_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3077.2)
pprof6_19 <- which(dados_1rjs19$DEPHT == 3119.8)
#-----
pprof1_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2950.2)
pprof2_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2991.6)

pprof3_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 2997.6)
pprof4_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3109.4)

pprof5_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3114.4)
pprof6_04 <- which(dados_3na04$DEPHT == 3149.8)
#-----
pprof1_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3000.0)
pprof2_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3043.2)

pprof3_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3050.2)
pprof4_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3166.6)

pprof5_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3169.8)
pprof6_42 <- which(dados_1rjs42$DEPHT == 3214.8)
#-----
pprof1_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3043.0)
pprof2_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3086.4)

pprof3_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3088.8)
pprof4_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3216.4)

pprof5_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3223.4)
pprof6_07 <- which(dados_3na07$DEPHT == 3274.8)
#=====#
# EFETUANDO O ZONEAMENTO EM CADA POÇO
#=====#
dzon1_01 <- dados_3na01[pprof1_01:pprof2_01,]
dzon2_01 <- dados_3na01[pprof3_01:pprof4_01,]
dzon3_01 <- dados_3na01[pprof5_01:pprof6_01,]

dzon1_12 <- dados_3na12[pprof1_12:pprof2_12,]
dzon2_12 <- dados_3na12[pprof3_12:pprof4_12,]
dzon3_12 <- dados_3na12[pprof5_12:pprof6_12,]

dzon1_02 <- dados_3na02[pprof1_02:pprof2_02,]
dzon2_02 <- dados_3na02[pprof3_02:pprof4_02,]
dzon3_02 <- dados_3na02[pprof5_02:pprof6_02,]

dzon1_19 <- dados_1rjs19[pprof1_19:pprof2_19,]
dzon2_19 <- dados_1rjs19[pprof3_19:pprof4_19,]
dzon3_19 <- dados_1rjs19[pprof5_19:pprof6_19,]

dzon1_04 <- dados_3na04[pprof1_04:pprof2_04,]
dzon2_04 <- dados_3na04[pprof3_04:pprof4_04,]
dzon3_04 <- dados_3na04[pprof5_04:pprof6_04,]

dzon1_42 <- dados_1rjs42[pprof1_42:pprof2_42,]
dzon2_42 <- dados_1rjs42[pprof3_42:pprof4_42,]
dzon3_42 <- dados_1rjs42[pprof5_42:pprof6_42,]

dzon1_07 <- dados_3na07[pprof1_07:pprof2_07,]
dzon2_07 <- dados_3na07[pprof3_07:pprof4_07,]
dzon3_07 <- dados_3na07[pprof5_07:pprof6_07,]

#-----
```

```

# UNINDO POR ZONA
#-----
# Abaixo só não estamos usando os dados do poço 01, pois será o modelado
#-----

a1<-merge(dzon1_12,dzon1_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b1<-merge(a1,dzon1_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c1<-merge(b1,dzon1_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon1<-merge(c1,dzon1_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon1<-merge(d1,dzon1_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

a2<-merge(dzon2_12,dzon2_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b2<-merge(a2,dzon2_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c2<-merge(b2,dzon2_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon2<-merge(c2,dzon2_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon2<-merge(d2,dzon2_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

a3<-merge(dzon3_12,dzon3_02, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
b3<-merge(a3,dzon3_19, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
c3<-merge(b3,dzon3_04, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzon3<-merge(c3,dzon3_07, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#dzon3<-merge(d3,dzon3_42, all.x=TRUE, all.y=TRUE)

at <- merge(dzon1,dzon2, all.x=TRUE, all.y=TRUE)
dzont<-merge(at,dzon3,all.x=TRUE, all.y=TRUE)
#-----
# Mudando os cabeçalhos
#-----
colnames(dzon1) <- c("depht1", "dt1", "gr1", "ild1", "nphi1", "rhob1")
colnames(dzon2) <- c("depht2", "dt2", "gr2", "ild2", "nphi2", "rhob2")
colnames(dzon3) <- c("depht3", "dt3", "gr3", "ild3", "nphi3", "rhob3")
colnames(dzont) <- c("dephtt", "dtt", "grt", "ildt", "nphit", "rhobt")
attach(dzon1)
attach(dzon2)
attach(dzon3)
attach(dzont)
*****#
# Regressões
*****#
# Bibliotecas Adicionais
library(forecast) # -->accuracy()

# Definição dos modelos linear múltiplo - usando MQO - Minímo quadrado
ordinário (o mais usado)

mod1 <- lm(rhob1~gr1+dt1+nphi1)
mod2 <- lm(rhob2~dt2+log(ild2)+nphi2)
mod3 <- lm(rhob3~gr3+dt3+log(ild3)+nphi3)
modt <- lm(rhobt~dtt+log(ildt)+nphit)

*****#
# Parâmetros Obtidos
*****#
sum1 <- summary(mod1); sum2 <- summary(mod2); sum3 <- summary(mod3)
acc1 <- accuracy(mod1); acc2 <- accuracy(mod2); acc3 <- accuracy(mod3)
ano1 <- anova(mod1); ano2 <- anova(mod2); ano3 <- anova(mod3)
vc1 <- vcov(mod1); vc2 <- vcov(mod2); vc3 <- vcov(mod3)

sumt <- summary(modt);
acc1 <- accuracy(modt);
ant <- anova(modt);

```

```

vct <- vcov(modt)

# Método de seleção automática de variáveis
stp1 <- step(mod1, direction="both") # direction: (forward, backward, both)
stp2 <- step(mod2, direction="both")
stp3 <- step(mod3, direction="both")
stpt <- step(modt, direction="both")
#step$anova
*****#
# Processa saída das equações em .txt #
*****#
#
#===== Zona 1 =====#
#
rhob="RHOB"; depht="DEPTH"; gr="GR"; dt="DT"; ild="ILD"; nphi="NPHI" #
# Extração de coeficientes
inter1 <- summary(mod1)$coefficients[1, 1]
cdeph1 <- summary(mod1)$coefficients[2, 1]
cgr1 <- summary(mod1)$coefficients[3, 1]
cdt1 <- summary(mod1)$coefficients[4, 1]
cild1 <- summary(mod1)$coefficients[5, 1]
cnphi1 <- summary(mod1)$coefficients[6, 1]
sq1 <- summary(mod1)$r.squared
sqa1 <- summary(mod1)$adj.r.squared
map1 <- accuracy(mod1)[1,5]
# Ajustes de decimais
inter1 <- round(inter1,6)
cdeph1 <- round(cdeph1,6)
cgr1 <- round(cgr1,6)
cdt1 <- round(cdt1,6)
cild1 <- round(cild1,6)
cnphi1 <- round(cnphi1,6)
sq1 <- round(sq1,3)
sqa1 <- round(sqa1,3)
map1 <- round(map1,3)
# Escrita
zon1 <- paste("srhob1", "<-", "depht1 ", "*","(",cdeph1,") +", "gr1", "*", ","
  ("cgr1,") +",",dt1,"*", "(",cdt1,") +", "log(ild1)", "*", "(",cild1,) +",",
  nphi1,"*", "(",cnphi1,")", "+", "(",inter1,")")
esp <- paste(" ")
zonp1 <- paste("(R", " =", sq1, ")", "    ,(R adj", " =", sqa1, ")", "  ",
  "(MAPE", " =", map1, "%)")

#===== Zona 2 =====#
# Extração de coeficientes
inter2 <- summary(mod2)$coefficients[1, 1]
cdeph2 <- summary(mod2)$coefficients[2, 1]
cgr2 <- summary(mod2)$coefficients[3, 1]
cdt2 <- summary(mod2)$coefficients[4, 1]
cild2 <- summary(mod2)$coefficients[5, 1]
cnphi2 <- summary(mod2)$coefficients[6, 1]
sq2 <- summary(mod2)$r.squared
sqa2 <- summary(mod2)$adj.r.squared
map2 <- accuracy(mod2)[1,5]
# Ajustes de decimais
inter2 <- round(inter2,6)
cdeph2 <- round(cdeph2,6)
cgr2 <- round(cgr2,6)
cdt2 <- round(cdt2,6)
cild2 <- round(cild2,6)
cnphi2 <- round(cnphi2,6)
sq2 <- round(sq2,3)

```

```

sqa2    <- round(sqa2,3)
map2    <- round(map2,3)
# Escrita
zon2 <- paste("srhob2", "<-", "depht2 ", "*","(",cdeph2,") +", "gr2",
"*, (" ,cgr2,") +", "dt2", "*","(",cdt2,") +", "log(ild2)", "*","(",cild2,") +",
"nphi2", "*","(",cnphi2,")", "+", "(",inter2,")")
zonp2 <- paste("(R", " =", sq2, ") ", " ", "(R adj", " =", sqa2, ") ", " ",
"(MAPE", " =", map2, "%)")

===== Zona 3 =====
# Extração de coeficientes
inter3 <- summary(mod3)$coefficients[1, 1]
cdeph3 <- summary(mod3)$coefficients[2, 1]
cgr3   <- summary(mod3)$coefficients[3, 1]
cdt3   <- summary(mod3)$coefficients[4, 1]
cild3  <- summary(mod3)$coefficients[5, 1]
cnphi3 <- summary(mod3)$coefficients[6, 1]
sq3    <- summary(mod3)$r.squared
sqa3   <- summary(mod3)$adj.r.squared
map3   <- accuracy(mod3)[1,5]
# Ajustes de decimais
inter3 <- round(inter3,6)
cdeph3 <- round(cdeph3,6)
cgr3   <- round(cgr3,6)
cdt3   <- round(cdt3,6)
cild3  <- round(cild3,6)
cnphi3 <- round(cnphi3,6)
sq3    <- round(sq3,3)
sqa3   <- round(sqa3,3)
map3   <- round(map3,3)
# Escrita
zon3<- paste("srhob3", "<-", "depht3 ", "*","(",cdeph3,") +", "gr3", "*",
"(",cgr3,") +", "dt3", "*","(",cdt3,") +", "ild3", "*","(",cild3,") +", "nphi3", "*",
"(",cnphi3,")", "+", "(",inter3,")")
zonp3 <- paste("(R", " =", sq3, ") ", " ", "(R adj", " =", sqa3, ") ", " ",
"(MAPE", " =", map3, "%)")

===== Zona total =====
# Extração de coeficientes
intert <- summary(modt)$coefficients[1, 1]
cdephtt <- summary(modt)$coefficients[2, 1]
cgrt   <- summary(modt)$coefficients[3, 1]
cdtt   <- summary(modt)$coefficients[4, 1]
cildt  <- summary(modt)$coefficients[5, 1]
cnphit <- summary(modt)$coefficients[6, 1]
sqt    <- summary(modt)$r.squared
sqat   <- summary(modt)$adj.r.squared
mapt   <- accuracy(modt)[1,5]
# Ajustes de decimais
intert <- round(intert,6)
cdephtt <- round(cdephtt,6)
cgrt   <- round(cgret,6)
cdtt   <- round(cdtt,6)
cildt  <- round(cildt,6)
cnphit <- round(cnphit,6)
sqt    <- round(sqt,3)
sqat   <- round(sqat,3)
mapt   <- round(mapt,3)
# Escrita
zont <- paste(" srhobt ", "<-", "DEPHT", "*","(",cdephtt,") +", "GR", "*",
"(",cgret,") +", "DT", "*","(",cdtt,") +", "log(ILD)", "*","(",cildt,") +",
"NPFI", "*","(",cnphit,")", "+", "(",intert,")")

```

```
zonpt <- paste("(R", "=?", sqt, ")\"", " ", "(R adj", "=?", sqat, ")\"", ","
", "(MAPE", "=?", mapt, "%)")

#=====
#               Correlações
#=====
czon1 <- cor(dzon1)
czon2 <- cor(dzon2)
czon3 <- cor(dzon3)

# Dados da ANOVA e summary
s1 <- summary(mod1); s2 <- summary(mod2); s3 <- summary(mod3); st <- summary
(modt)
a1 <- anova(mod1); a2 <- anova(mod2); a3 <- anova(mod3); at <- anova(modt)

#=====
#               Endereço de saída
#=====
#acrescente 'append=TRUE' em cat caso queira que acumule as saídas
out1 <- capture.output(esp,zonp1,esp,zonp2,esp,zonp3,esp,zonpt,esp,zon1,esp,
zon2,esp,zon3,esp,
zont,esp,esp,czon1,czon2,czon3,esp,esp,s1,a1,s2,a2,s3,a3,st,at)
cat(out1,file="/home/gleizer/Desktop/Estatístico/Multi/
equacoes-multipocos.txt",sep="\n")
```