



DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DA  
PRESSÃO DE POROS DURANTE A PERFURAÇÃO UTILIZANDO UM MODELO  
DE PREVISÃO DA TAXA DE PENETRAÇÃO

Álissa Carvalho Lisboa

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Civil.

Orientador: Paulo Couto

Rio de Janeiro  
Outubro de 2019

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DA  
PRESSÃO DE POROS DURANTE A PERFURAÇÃO UTILIZANDO UM MODELO  
DE PREVISÃO DA TAXA DE PENETRAÇÃO

Álissa Carvalho Lisboa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

---

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

---

Eng. Shiniti Ohara, Ph.D.

---

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.

---

Prof. Breno Pinheiro Jacob, D.Sc.

---

Prof. Rodrigo Bagueira de Vasconcellos Azeredo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2019

Lisboa, Álissa Carvalho

Desenvolvimento de uma Metodologia para Estimativa da Pressão de Poros durante a Perfuração utilizando um Modelo de Previsão da Taxa de Penetração / Álissa Carvalho Lisboa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XIX, 153 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 121-127.

1. Pressão de Poros. 2. Perfuração. 3. Tempo Real. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

À minha filha Lara,  
Quem mudou o rumo da minha vida,  
Conduziu-me a esse caminho,  
E tornou meu mundo melhor

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus ter me concedido acima de tudo saúde, capacidade, força, persistência e fé, para a realização deste trabalho.

Agradeço ao meu querido orientador professor Paulo Couto, pela oportunidade, dedicação, disponibilidade, por seu altruísmo, por sempre acreditar na minha capacidade e acima de tudo por seu acolhimento no momento em que resolvi dar uma nova direção a minha vida, que se refere à volta a “vida acadêmica”.

Agradeço ao professor Shiniti Ohara, pela oportunidade de tê-lo como coorientador deste trabalho. É com muito orgulho que o tenho em minha tese como a principal referência. Muito obrigada pela sua orientação, por apoio, incentivo, disponibilidade, e pela convivência ao longo dessa jornada.

Agradeço ao professor André Salles, a quem tenho uma enorme admiração tanto pessoal quanto profissional, por todo seu apoio, incentivo e disponibilidade.

Agradeço ao meu amor, meu marido, Eduardo Fernandes, acima de tudo por sua paciência, pela força, por ser meu pilar sempre que eu ameaçava a desistir. Sem você jamais eu teria chegado onde cheguei. Não tenho palavras que expressem meus agradecimentos a você meu amor.

Agradeço aos meus pais pelo apoio e amor incondicional, porém e em especial a minha mãe, por cada oração clamando por luz no meu caminho. Agradeço também à minha pequena Lara, e as minhas enteadas Mariana e Claudia, por promoverem a leveza, a alegria e harmonia em nosso lar, que foi essencial para elaboração deste trabalho.

Agradeço aos amigos Josias e Luiz Landau, por terem me auxiliado e me apoiado ao retorno a “vida acadêmica”. O apoio de vocês foi imprescindível!

Agradeço aos colegas da COPPE: Fabrício Augusto, Ana Carolina, Fernanda Hoerlle, Willian Godoy, Edmilson Helton, Maira Lima, Tatiana, Thais, Thiago, Santiago Drexler e a todos aqueles que contribuíram direta ou indiretamente na elaboração deste trabalho ou participaram da minha vida, e que, por ventura eu tenha me esquecido de agradecer.

Por fim agradeço à CAPES/CNPq pela concessão da bolsa de estudos durante o período de realização deste doutorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA PARA ESTIMATIVA DA  
PRESSÃO DE POROS DURANTE A PERFURAÇÃO UTILIZANDO UM MODELO  
DE PREVISÃO DA TAXA DE PENETRAÇÃO

Álissa Carvalho Lisboa

Outubro/2019

Orientador: Paulo Couto

Programa: Engenharia Civil

Esse trabalho propõe uma metodologia para estimar a pressão atuante nos poros da rocha durante a perfuração, visto que o conhecimento desta é essencial para garantir uma operação de perfuração segura e eficiente. Para este fim, foi utilizado o modelo estocástico proposto por Ohara, elaborado para estimar a taxa de penetração, a partir de informações parâmetros de perfuração, além da tensão compressiva da rocha. Este trabalho propõe a construção de modelos estocásticos para estimar o tempo de trânsito compressional em tempo real, na profundidade atravessada pela broca, para estimar a tensão compressiva da rocha. Os modelos são determinados por regressão linear dinâmica, com constante atualização dos coeficientes obtidos. As variáveis petrofísicas utilizadas são oriundas de ferramentas de *LWD (logging while drilling)*, como *Gamma Ray*, Resistividade, Densidade, além da profundidade vertical, assumindo uma possível associação física com conteúdo de argila, tipo de fluidos contido nos poros da rocha, porosidade e compactação da formação, respectivamente.

Uma vez que a tensão compressiva da rocha é estimada, e durante a perfuração a taxa de penetração é determinada instantaneamente, a pressão de poros é quantificada a partir da atualização do modelo Ohara. Os resultados mostram melhores ajustes aos modelos para estimativa do tempo de trânsito compressional contendo a variável densidade como explicadora, além da conformidade aos pressupostos estatísticos básicos de regressão. Foram observados resultados coerentes para o gradiente poros para área do pré-sal brasileiro com valores obtidos entre 9,3 a 9,7 *lb/gal*, correspondendo a valores reportados na literatura.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR REAL TIME PORE PRESSURE  
ESTIMATION WHILE DRILLING USING A PENETRATION RATE PREDICTION  
MODEL

Álissa Carvalho Lisboa

October/2019

Advisor: Paulo Couto

Department: Civil Engineering

This work proposes a methodology to estimate pore pressure while drilling since its knowledge is essential to guarantee a safe and efficient drilling operation. For this purpose, we used the stochastic model proposed by Ohara that was designed to estimate the rate of penetration, from drilling parameters, as well as the compressive strain of the rock. This work proposes the construction of stochastic models to estimate the compressional travel time, while drilling, on the drill bit depth. These models are determined by dynamic linear regression, with constant models updating. These petrophysical variables are measured by *LWD* (logging while drilling) tools, such as Gamma Rays, Resistivity, Density, and true vertical depth, which assumes a possible physical association with argilosity, kind of fluids on the porous of the rock, porosity and compaction, respectively.

Once the rock compressive strain is estimated, and the rate of penetration is instantaneously determined while drilling, the pore pressure is quantified through the Ohara's model updating. The results show better adjustments to the models for compressional travel time estimation which contains the variable density as one of the explanatory variables also better conformity to the statistical assumptions of regression. Consistent results for the pore pressure gradient for the Brazilian pre-salt area were obtained with values between 9.3 and 9.7 lb/gal, corresponding to values reported in the literature.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS.....</b>	<b>xvi</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS.....</b>	<b>xix</b>
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo.....	2
1.2 Originalidade.....	3
1.3 Organização do Texto.....	3
<b>2. CONCEITOS BÁSICOS E REVISÃO DA LITERATURA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Pressão de poros.....	5
2.2 Classificação da Pressão de Poros.....	6
2.3 Origens das pressões anormalmente altas ou sobrepressões.....	8
2.4 Principais mecanismos geradores de Alta pressão.....	8
2.4.1 Mecanismos relacionados a tensão <i>in situ</i> .....	8
2.4.2 Mecanismos relacionados a expansão dos fluidos.....	9
2.4.3 Efeito de empuxo (Buoyancy).....	10
2.4.4 Transferência lateral.....	10
2.5 Métodos de previsão de pressão de poros.....	11
2.5.1 Medições diretas.....	11
2.5.2 Métodos indiretos.....	15
2.6 Principais métodos de previsão de pressão de poros.....	15
2.6.1 Método de Hottman e Jonhson (1965).....	16
2.6.2 Método da Profundidade Equivalente - Foster e Whalen (1966) ...	17
2.6.3 Método de Pennebaker (1968).....	19
2.6.4 Método Eaton (1972-1975).....	20
2.6.5 Método de Holbrook e Hauck (1987).....	22
2.6.6 Método de Bowers (1995).....	23
2.6.7 Método de Dutta (2002).....	27

2.7	Métodos de previsão de poros em tempo real.....	28
2.7.1	Taxa de Penetração.....	30
2.7.2	Taxa de Penetração Normalizada.....	31
2.7.3	Expoente $d$ .....	31
2.7.4	Expoente $dc$ corrigido.....	32
2.7.5	<i>Sigmatlog</i> .....	33
2.7.6	Modelo de Combs.....	36
2.7.7	Modelo $Nx$ .....	37
2.7.8	Modelo LNDR.....	37
2.7.9	Expoente $A$ .....	38
2.8	Métodos de estimativa de pressão de pressão de poros em Carbonatos.....	39
<b>3.</b>	<b>O MODELO OHARA.....</b>	<b>41</b>
3.1	Elaboração do modelo.....	41
3.3	Parâmetros intrínsecos às variáveis do Modelo Ohara.....	46
3.3.1	Força Hidráulica dos jatos de Broca.....	46
3.3.2	Resistência à compressão da rocha.....	47
<b>4.</b>	<b>INFORMAÇÕES SOBRE OS DADOS.....</b>	<b>49</b>
4.1	Principais fonte de dados.....	49
4.2	Informações sobre a perfuração.....	50
4.3	Descrição estatística das amostras.....	52
<b>5.</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>56</b>
5.1	Panorama geral da metodologia.....	56
5.2	Ferramentas Estatísticas.....	58
5.3	Análise de Regressão Linear.....	58
5.4	Pressupostos estatísticos Básicos.....	58
5.4.1	Normalidade.....	59
5.4.2	Não Autocorrelação.....	59
5.4.3	Homocedasticidade.....	60
5.4.4	Multicolinearidade.....	60

5.5	Crêterios dos Modelos Estimados .....	61
<b>6.</b>	<b>ESTIMATIVA DO TEMPO DE TRÂNSITO EM TEMPO REAL.....</b>	<b>64</b>
6.1	Variáveis petrofísicas.....	65
6.2	Configura�o dos sensores na coluna de perfura�o .....	67
6.3	Modelos empíricos para predi�o do tempo de trânsito compressional .....	68
6.4	Metodologia para estimativa do tempo de trânsito .....	69
6.4.1	Constru�o dos modelos dinâmicos .....	70
6.4.2	Estimativa dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca	72
6.5	Resultados e Discussão .....	73
6.5.1	Análise dos modelos e Coeficientes estimados .....	73
6.5.2	Estimativa dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca	86
6.5.3	Estimativa do tempo do tempo de trânsito compressional .....	93
6.6	Conclusão e Comentários .....	100
<b>7.</b>	<b>ESTIMATIVA DA PRESSÃO DE POROS EM TEMPO REAL.....</b>	<b>102</b>
7.1	Utiliza�o do Modelo Ohara para estimativa da pressão de poros .....	102
7.2	Algoritmo para estimativa da pressão de poros durante a perfura�o .....	105
7.3	Resultados e Discussões .....	107
7.4	Conclusão.....	116
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÃO E CONSIDERA�OES FINAIS .....</b>	<b>117</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

Figura 2.1: Método de Hottman & Johnson: .....	16
Figura 2.2: Perfil de fator resistividade - Foster & Whalen, 1966. ....	17
Figura 2.3:Aplicação do Método da Profundidade Equivalente.....	18
Figura 2.4: Superposição dos registros de velocidades - Pennebaker, 1968.....	20
Figura 2.5: Sobrepressão por subcompactação – Golfo do México .....	24
Figura 2.6: Sobrepressão pelo mecanismo de expansão de fluidos Indonésia .....	25
Figura 2.7: Efeitos da variação do Parâmetro U na curva de descarga .....	26
Figura 2.8: Estimativa do parâmetro U de Bowers. ....	27
Figura 2.9: Aumento da taxa de penetração em folhelhos subcompactados da Nigéria	30
Figura 2.10: Comportamento do expoente $d$ .....	32
Figura 2.11: Perfil do expoente $dc$ .....	33
Figura 2.12: Utilização do sigmalog .....	35
Figura 4.1: Descrição dos principais sistemas geradores de dados de perfuração .....	49
Figura 4.2: Pressão de poros em reservatórios carbonáticos do Pré-sal brasileiro.....	52
Figura 5.1: Resumo da metodologia aplicada para a estimativa do pressão de poros....	57
Figura 6.1: Esquema da configuração do BHA .....	68
Figura 6.2: Estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca.	70
Figura 6.3: Representação esquemática da metodologia aplicada para a estimativa do tempo de trânsito compressional .....	72
Figura 6.4: Tempo de trânsito estimado - Poço A.....	76
Figura 6.5: Tempo de trânsito estimado - Poço B. ....	79
Figura 6.6: Tempo de trânsito estimado - Poço C. ....	82
Figura 6.7: Tempo de trânsito estimado - Poço D.....	85
Figura 6.8: Parâmetros petrofísicos na broca - Poço A... ..	87
Figura 6.9: Parâmetros petrofísicos na broca - Poço B.....	89
Figura 6.10: Parâmetros petrofísicos na broca -Poço C. ....	90
Figura 6.11: Parâmetros petrofísicos na broca -Poço D. ....	92
Figura 6.12: Tempo de trânsito compressional na profundidade da broca -Poço A. ....	94
Figura 6.13: Tempo de trânsito compressional na profundidade da broca - Poço B.....	95
Figura 6.14: Tempo de trânsito compressionalna profundidade da broca – Poço C.....	97
Figura 6.15: Tempo de trânsito compressional na profundidade da broca - Poço D.. ...	99

Figura 7.1: Esquema do algoritmo pa previsão da pressão de poros.....	106
Figura 7.2: Pressão de poros – Poço A.....	109
Figura 7.3: Pressão de poros – Poço B.....	111
Figura 7.4: Pressão de poros – Poço C.....	113
Figura 7.5: Pressão de poros – Poço D.....	115

## LISTA DE TABELAS

---

Tabela 2.1: Classificação da Pressão de Poros segundo Rocha e Azevedo (2009).....	7
Tabela 2.2: Classificação da Pressão de poros segundo Petrobras.....	7
Tabela 2.3: Métodos para previsão da pressão de poros .....	29
Tabela 3.1: Correlações empíricas para estimativa da tensão compressiva .....	47
Tabela 4.1: Dados de entrada do modelo Ohara.....	50
Tabela 4.2: Informações da perfuração dos casos estudados.....	51
Tabela 4.3: Resumo estatístico das variáveis - Poço -A.....	53
Tabela 4.4: Resumo estatístico das variáveis - Poço-B .....	53
Tabela 4.5: Resumo estatístico das variáveis - Poço-C.....	54
Tabela 4.6: Resumo estatístico das variáveis - Poço-D.....	55
Tabela 6.1: Parâmetros petrofísicos utilizados para estimativa do tempo de trânsito....	67
Tabela 6.2: Modelos utilizados para a estimativa do tempo de trânsito compressional.	73
Tabela 6.3: Análise de regressão para os modelos de previsão de $\Delta tc$ - Poço A.....	74
Tabela 6.4: Análise de regressão para os modelos de previsão de $\Delta tc$ - Poço B.....	77
Tabela 6.5: Análise de regressão para os modelos de previsão de $\Delta tc$ - Poço C.....	80
Tabela 6.6: Análise de regressão para os modelos de previsão de $\Delta tc$ - Poço D.....	83
Tabela 6.7: Coeficientes de correlação (r) e estatística t para estimativas dos parâmetros GR, $Rt$ e $\rho$ na profundidade da broca para o poço A. ....	86
Tabela 6.8: Coeficientes de correlação (r) e estatística t para estimativas dos parâmetros GR, $Rt$ e $\rho$ na profundidade da broca para o poço B. ....	88
Tabela 6.9: Coeficientes de correlação (r) e estatística t para estimativas dos parâmetros GR, $Rt$ e $\rho$ na profundidade da broca para o poço C. ....	91
Tabela 6.10: Coeficientes de correlação (r) e estatística t para estimativas dos parâmetros GR, $Rt$ e $\rho$ na profundidade da broca para o poço D. ....	91
Tabela 6.11: Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca – Poço A .....	94
Tabela 6.12: Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca – Poço B.....	96
Tabela 6.13: Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca – Poço C.....	97

Tabela 6.14: Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca – Poço A. ....	98
Tabela 7.1: Dados de entrada necessários à estimativa da pressão de poros utilizando o modelo de perfuração proposto por Ohara (1989).....	102

## LISTA DE SÍMBOLOS

---

### Alfabeto Romano

$A$ e $B$	Parâmetros do Modelo de Bowers
$A_0, B_0$	Constantes do modelo de Pickett (dependentes da litologia)
$A_t$	Área total de fluxo dos jatos da broca
$C$	Curtose
$C_d$	Coefficiente de descarga
$d_b$	Diâmetro da broca
$dc_0$	Expoente $d$ corrigido (observado)
$d_n$	Expoente $d$ em relação à curva de tendência de compactação normal
$F$	Fator resistividade da formação
$F_j$	Força nos jatos da broca
$F_s$	Fator <i>Sigmalog</i>
$h_k$	Altura do <i>kick</i>
$h$	Altura dos dentes da broca
$K$	Coefficiente relacionado à densidade total dos sedimentos da água
$l$	Litologia
$N$	Rotação da coluna
$P_p$	Pressão de Poros da formação
$P_{pn}$	Pressão de Poros normal da formação
$G_p$	Gradiente de pressão de poros
$G_{pn}$	Gradiente de pressão de poros normal
$Q$	Vazão de bombeio
$R_o$	Resistividade medida em Situ (observada)
$R_n$	Resistividade em relação à curva de tendências de compactação normal
$G_s$	Gradiente de Sobrecarga

$S$	Simetria
$S_c$	Tensão compressiva da rocha
$U$	Parâmetro de descarga do modelo de Bowers
$V$	Velocidade (pés/s)
$V_{max}$	Velocidade máxima ou velocidade Plateau
$V_p$	Velocidade da onda compressional p
$x$	Fator acústico da formação dependente da litologia (equação de Issler)
$X_2$	Parâmetro do modelo Ohara para o peso sobre broca
$X_3$	Parâmetro do modelo Ohara para o diferencial de pressão
$X_4$	Parâmetro do modelo Ohara para o grau de compactação da rocha
$X_5$	Parâmetro do modelo Ohara para hidráulica da broca
$X_6$	Parâmetro do modelo Ohara para o desgaste do dente da broca
$Z$	Profundidade do poço
$Z_e$	Profundidade Equivalente
$Z_a$	Profundidade do parâmetro petrofísico anormal

## Alfabeto Grego

$\alpha$	Coefficiente de deformação-dureza da compactação natural
$\beta(T)$	Função de Temperatura
$\varepsilon$	Índice de Vazios
$\Delta P$	Diferencial de pressão
$\Delta t$	Tempo de trânsito intervalar
$\Delta t_s$	Tempo de trânsito cisalhante
$\Delta t_c$	Tempo de trânsito compressional
$\Delta t_f$	Tempo de trânsito do fluido presente na rocha
$\Delta t_m$	Tempo de trânsito da matriz da rocha
$\Delta t_n$	Tempo de trânsito intervalar relação à curva de tendências de compactação normal
$\Delta t_{no}$	Tempo de trânsito intervalar observado
$\rho_b$	Densidade total ( <i>bulk density</i> )
$\rho_e$	Densidade equivalente do fluido de perfuração
$\rho_k$	Densidade do <i>kick</i>
$\rho_f$	Densidade do fluido de perfuração
$\rho_{Pp}$	Densidade equivalente do fluido de que preenche o poro da rocha
$\sigma$	Tensão de sobrecarga
$\sigma'$	Tensão efetiva
$\sigma'_{gn}$	Gradiente de tensão efetiva normal
$\sigma_{vc}$	Tensão onde a velocidade de reversão intercepta a curva virgem
$\sigma_{max}$	Tensão efetiva máxima
$\emptyset$	Porosidade
$\emptyset(Z)$	Porosidade na profundidade Z

## LISTA DE ABREVIATURAS

---

BDP	Boletim Diário de Perfuração
DB	Estatística de <i>Durbin Watson</i>
DMA	Desvio Médio Absoluto
DPPT	Dynamic Pore Pressure Test
EQM	Erro Quadrático Médio
FIV	Fator de Inflação da Variância
IADC	<i>International Association of Drilling Contractors</i>
IDEL	<i>Instantaneous Drilling Evaluation Log</i>
JB	Estatística de teste <i>Jarque Bera</i>
$V_{RMS}$	Velocidade <i>root mean square</i>
LWD	<i>Logging While Drilling</i>
LNDR	<i>Log Normalised Drill Rate</i>
MWD	<i>Measuring While Drilling</i>
MAPE	Erro Absoluto Médio Percentual
NMO	Velocidade de Empilhamento
MMS	Média móvel simples
MPD	<i>Managed Pressure While Drilling</i>
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
NTL	<i>Normal Trend Line</i>
PDC	<i>Polycrystalline Diamond Compact</i>
PWD	<i>Pressure While Drilling</i>
RFT	<i>Repetead Formation Test</i>

RPM	Rotação da Coluna
SICP	<i>Shut in Casing Pressure</i>
SIDPP	<i>Shut in Drill Pipe Pressure</i>
$V_{RMS}$	Velocidade <i>root mean square</i>
WOB	<i>Weight on bit</i> (peso sobre broca)

## 1. INTRODUÇÃO

---

Um dos principais fatores que geram aumento de tempo e custo durante as atividades de perfuração de poços de petróleo está relacionado a problemas de estabilidade das paredes do poço. É de grande relevância para os projetos de poços de petróleo o conhecimento da pressão atuante nos poros da rocha ( $P_p$ ), tendo em vista que estimativas equivocadas dessas pressões ou até mesmo o desconhecimento das mesmas, podem ocasionar inúmeros problemas operacionais. Influxos de fluidos da formação (*kicks*), ou até mesmo total descontrole destes (*Blowouts*), ocorrem quando a pressão da formação se encontra superior a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração ( $P_f$ ). Sendo assim, de modo a garantir operações seguras, é imprescindível que a pressão hidrostática no fundo do poço seja superior a pressão de poros da formação, numa perfuração convencional.

O conhecimento da pressão atuante nos poros da rocha é essencial para a verificação da estabilidade de poços de petróleo, como também à otimização da perfuração com conseqüente redução de custos de tempo não produtivo, aumento da segurança do poço, assentamento de revestimento de poço em profundidades mais profundas e seguras, e uma melhor trajetória do poço e menores danos ao reservatório.

Ultimamente, tem se observado cada vez mais um aumento crescente no desenvolvimento tecnológico das unidades de perfuração na indústria do petróleo. Tal fato tende a melhorar a eficiência das intervenções e reduzir o número de acidentes, e por outro lado, aumentam consideravelmente o custo da construção dos poços, devido ao elevado custo diário destas unidades de perfuração. Entretanto, nos últimos anos, os custos das taxas diárias das sondas vêm sendo reduzidas devido à crise do mercado. Em paralelo, os cenários a serem enfrentados pelas operadoras têm sido cada vez mais desafiadores e de maior complexidade, devido a lâminas d'água ultraprofundas, pressões anormalmente altas e janelas operacionais <sup>1</sup> cada vez mais restritas entre outros

---

<sup>1</sup> Intervalo entre um limite inferior (colapso) e superior (pressão de fratura) permitido para a variação da massa específica do peso do fluido de perfuração, com o principal objetivo de manter a estabilidade e a segurança do poço.

obstáculos. Desta forma, se busca maior eficiência nas intervenções com objetivo de reduzir o tempo não produtivo e consequentemente o CAPEX<sup>2</sup>.

Na indústria do petróleo é fundamental a busca de novas fronteiras exploratórias, substituindo campos já depletados. Adicionalmente, a incerteza com cenários exploratórios torna essencial a utilização de técnicas que possam diminuir o risco operacional. Uma estimativa mais precisa da pressão de poros dos reservatórios atravessados durante a perfuração, ou seja, em tempo real, poderá trazer ganhos expressivos, principalmente em relação à segurança, promovendo a redução de acidentes (eventos de fluxos indesejáveis), e na minimização de custos operacionais além do valor intrínseco de não danificar o reservatório.

## 1.1 Objetivo

Este trabalho propõe uma metodologia para estimar a pressão de poros em tempo real, com a utilização do modelo de perfuração proposto por Ohara (1989), elaborado para estimar a taxa de penetração (*ROP*). No entanto, as variáveis que compõe o modelo são referentes aos dados de parâmetros de perfuração, oriundos de sensores de *mudlogging*<sup>3</sup>, juntamente com a tensão compressiva da rocha ( $S_c$ ), que pode ser estimada através de registros de tempo de trânsito do perfil sônico medidos por ferramentas de *LWD (Logging While Drilling)*<sup>4</sup>. Uma vez que a  $S_c$  é estimada, e durante a perfuração, a *ROP* é obtida instantaneamente e a pressão da formação ( $P_p$ ) pode ser quantificada a partir do modelo de perfuração proposto por Ohara (1989). Entretanto, com o intuito de obter a pressão da formação durante a perfuração, este estudo propõe a construção de modelos estocásticos para estimar o tempo de trânsito, onde este é utilizado para a estimativa da tensão compressiva da rocha, na profundidade atual de perfuração, ou seja, na profundidade da broca de perfuração. Esses modelos serão elaborados através da regressão linear de

---

<sup>2</sup> CAPEX é a sigla da expressão inglesa *capital expenditure* que significa despesas de capital ou investimento em bens de capital e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa. Na indústria do Petróleo designa o investimento para a implantação de um projeto.

<sup>3</sup> Sistema de instrumentação composto por uma série de sensores instalados na sonda de perfuração para registro de algumas propriedades do poço e acompanhamento de parâmetros de perfuração

<sup>4</sup> Sistema que realiza a perfilagem da formação durante a perfuração, ou seja, fornecem medidas indiretas sobre as propriedades físicas da formação.

registros petrofísicos da formação, oriundos de ferramentas de LWD, de forma dinâmica, ou seja, com constante atualização dos coeficientes obtidos na regressão.

## **1.2 Originalidade**

Neste estudo, a escolha do modelo de perfuração proposto por Ohara, se deve ao fato de que o modelo é constituído tanto por dados de parâmetros de perfuração, quanto por registros petrofísicos oriundos de LWD, onde estes são utilizados para estimar o tempo de trânsito compressional, necessário para determinação da tensão compressiva da rocha. No entanto, os modelos utilizados para estimar a pressão de poros em tempo real reportados na literatura, são geralmente baseados apenas em parâmetros de perfuração. Os modelos baseados em registros petrofísicos de LWD para estimar a pressão de poros, fornecem informações da pressão formação após a perfuração de um trecho considerável de rocha, uma vez que os sensores responsáveis pela aquisição desses registros durante a perfuração são posicionados distantes da broca na coluna de perfuração. Uma abordagem sobre os principais modelos citados na literatura será apresentada no conteúdo desta tese.

Uma das partes mais importantes deste trabalho se refere a estimativa dos registros do tempo de trânsito compressional em tempo real ( $\Delta t_c$ ) na profundidade atual de perfuração, ou seja, na profundidade da broca, o que é inédito na literatura.

Contudo, o conhecimento de  $\Delta t_c$  na profundidade da broca é de grande importância, visto que este parâmetro petrofísico infere indiretamente a porosidade da rocha, sendo utilizado em diversos modelos empíricos para quantificação da pressão de poros, e na identificação qualitativa de zonas anormalmente pressurizadas.

## **1.3 Organização do Texto**

Em relação ao conteúdo apresentado nesta tese, o Capítulo 1 se refere a Introdução; o Capítulo 2 apresenta os Conceitos Básicos necessários à compreensão sobre a temática abordada, e uma Revisão da Literatura onde serão apresentados os métodos clássicos de previsão da pressão de poros existentes, dando uma maior ênfase às metodologias de estimativa em tempo real; o Capítulo 3 apresenta uma abordagem sobre o modelo Ohara; o Capítulo 4 apresenta as informações disponibilizadas sobre os dados utilizados neste estudo; o Capítulo 5 apresenta um panorama geral sobre a metodologia para estimar a

pressão de poros em tempo real e as ferramentas estatísticas necessárias as avaliações dos resultados obtidos; No Capítulo 6 serão apresentadas diferentes metodologias para a estimativa do tempo de trânsito, necessária para o cálculo da tensão compressiva, a ser utilizado no modelo Ohara, para posterior estimativa da pressão de poros. Além disso, são apresentados os resultados referentes a essas estimativas; O Capítulo 7 se refere à apresentação da metodologia e os resultados para as estimativas da pressão de poros em tempo real; e por fim o Capítulo 8 se refere às conclusões e considerações finais deste estudo.

## 2. CONCEITOS BÁSICOS E REVISÃO DA LITERATURA

---

Neste capítulo serão abordados os conceitos básicos necessários ao entendimento dos métodos de estimativa de pressão de poros, onde serão discutidos sobretudo a classificação dos da pressão de poros, assim como os principais mecanismos causadores de pressões anormais. Será também apresentada uma breve revisão dos principais métodos para estimativa da pressão de poros referenciados na literatura, citados em ordem cronológica. Será dada uma maior ênfase as metodologias relacionadas a estimativa em tempo real (durante a perfuração), tendo em vista que o escopo desta tese se refere a esta temática

### 2.1 Pressão de poros

A pressão de poros ( $P_p$ ), também designada como pressão da formação, é definida como a pressão exercida pelo fluido contido nos espaços porosos das rochas. É de grande relevância para os projetos e construção de poços de petróleo o conhecimento dessa pressão atuante nos poros da rocha, visto que estimativas equivocadas ou até mesmo o desconhecimento dessas, podem acarretar problemas operacionais. No caso de formações permeáveis, influxos de fluidos da formação (*kicks*), ou até mesmo total descontrole destes (*Blowouts*), *pode* ocorrer quando existir um desequilíbrio entre a pressão da formação, caso essa se torne maior do que as pressões atuantes dentro do poço, exercidas pelo fluido de perfuração ( $P_f$ ). Por outro lado, se caso a  $P_f$  for muito maior que a  $P_p$  em frente a formações permeáveis, poderá ocorrer aprisionamento da coluna de perfuração *por diferencial de pressão* causando dificuldades para liberação e prosseguimento da perfuração causando pescaria ou até mesmo perda da fase com necessidade de abandono e *sidetrack*<sup>5</sup>. Entretanto, em formações de baixa permeabilidade o desequilíbrio entre as pressões da formação e do poço podem ocasionar problemas de instabilidade, como desmoronamentos da parede do poço.

---

<sup>5</sup> Operação de desvio intencional ou acidental de uma trajetória de perfuração direcional. Neste caso, o desvio seria intencional devido ao abandono (tampão de cimento) da trajetória original causada por prisão de coluna de perfuração.

Desta forma, o conhecimento da pressão de poros da formação é um dos fatores necessários ao estabelecimento da densidade do fluido a ser utilizado durante perfuração, o qual será responsável pela pressão atuante no poço.

Na perfuração a pressão de poros costuma ser expressa em termos de densidade específica no intuito estabelecer comparação com a densidade específica do fluido de perfuração, conforme apresentado pela Equação 2.1, a seguir:

$$\rho_{Pp} = \frac{Pp}{c Z} \quad (2.1)$$

onde em unidades usuais de perfuração  $\rho_{Pp}$  é a densidade equivalente do fluido contido no poro da rocha, expresso em *lb/gal*;  $c$  é constante de conversão de unidades (0,1704 para  $Pp$  em psi e  $Z$  em metros ou 0,0519 para  $Pp$  em psi e  $Z$  em pés)

## 2.2 Classificação da Pressão de Poros

Segundo Rocha *et. al.* (2009), a pressão de poros é designada como normal a uma certa profundidade quando seu valor é igual ao da pressão exercida por uma coluna hidrostática de fluido equivalente ao peso da água. Nesse caso, a pressão de poros é função apenas da altura da coluna de fluido e de sua massa específica, que irá variar de acordo com a salinidade do fluido

Pressões *anormais* ocorrem quando as pressões das formações se diferem da pressão hidrostática da formação. Seguindo esta vertente, Rocha e Azevedo (2009) classificaram as pressões de poros em quatro categorias, conforme apresentado na Tabela 2.1. Nessa classificação, os autores também utilizam como referência a pressão de sobrecarga ( $\sigma_s$ ), que pode ser definida como a pressão resultante dos pesos das camadas das rochas sobrepostas e dos fluidos contidos nos poros dessa rocha (Bourgoyne *et al.*, 1989). A tensão de sobrecarga é definida segundo a Equação 2.2, a seguir,

$$\sigma_s = g \int_0^Z \rho_b(z) dz \quad (2.2)$$

onde no Sistema Internacional  $g$  é a aceleração gravitacional em  $m/s^2$ ;  $\rho_b$  é a massa específica da rocha em  $Kg/m^3$  e  $Z$  é profundidade vertical em metros.

**Tabela 2.1:** Classificação da Pressão de Poros segundo Rocha e Azevedo (2009)

Anormalmente Baixa	$P_p < P_h$
Normal	$P_p = P_h$
Anormalmente Alta ou Sobrepressão	$P_h < P_p < 90\% \text{ da } \sigma_s$
Alta Sobrepressão	$P_p > 90\% \text{ da } \sigma_s$

É importante ressaltar que, a pressão poros pode variar de acordo com a região estudada, dependendo de fatores como temperatura e salinidade da água das formações. A salinidade, por exemplo, tende ser maior em regiões próximas a domos salinos, e menor em regiões com cordilheiras e geleiras, cuja alimentação é originada do degelo das águas doces superficiais. Sendo assim, Correia (2015), apresenta a classificação da pressão de poros usualmente adotada pela Petrobras, com referência a pressão normal da água doce, conforme exibido na Tabela 2.2.

**Tabela 2.2:** Classificação da Pressão de poros segundo Petrobras (Adaptado de Correia, 2005)

Classificação Petrobras	Pressão de Poros <i>Referência água doce com 8,333 lb/gal</i>	Densidade equivalente ( <i>lb/gal</i> )
Normal	$P_p \text{ água doce} \leq P_p \leq P_p \text{ água com certa salinidade}$	$8,333 \leq \rho_{P_p} \leq 8,900$
Anormalmente alta	$P_p \leq P_p \text{ água com certa salinidade}$	$\rho_{P_p} > 8,900$

Conforme mencionado anteriormente o valor da pressão hidrostática depende da salinidade do meio, e Correia (2015) relatou valores ao redor de *9,3 lb/gal* para hidrostática normal, para águas com salinidade de até 180.000 ppm de NaCl.

Os casos estudados nesta tese se referem aos reservatórios brasileiros do pré-sal da Bacia de Santos, caracterizados como predominantemente carbonáticos. No entanto, Silva (2016), apresentou para a pressão de poros em reservatórios carbonáticos na mesma área estudada, valores medidos em torno de *9,5 lb/gal*. onde os caracterizou como levemente pressurizados.

### **2.3 Origens das pressões anormalmente altas ou sobrepressões**

As pressões anormalmente altas ou sobrepressões podem ser ocasionadas por um único mecanismo gerador ou pela combinação de diferentes mecanismos geradores. Estes mecanismos estão relacionados com as características pertinentes tanto das rochas quanto das condições de fluxo, como a permeabilidade da formação, tipo de fluido contido no espaço poroso e temperatura. Além disso a condição necessária para a ocorrência da sobrepressão é a existência de um ambiente selado ou semi-selado.

### **2.4 Principais mecanismos geradores de Alta pressão**

Swarbick e Osborne (1998) apresentaram uma completa revisão bibliográfica relacionada aos mecanismos geradores de pressão anormal, dividindo em três categorias: tensões, expansão de fluidos e movimento dos fluidos. Estas categorias serão brevemente detalhadas a seguir;

#### **2.4.1 Mecanismos relacionados a tensão *in situ***

Os mecanismos relacionados a tensão *in situ* (tensão aplicada na rocha) são os mecanismos relacionados ao desequilíbrio da compactação e a tensões devido ao tectonismo. O desequilíbrio da compactação é também denominado *subcompactação*, é considerado mecanismo mais comum de geração de altas pressões. Este mecanismo ocorre devido à deposição contínua e rápida de rochas de baixa permeabilidade. Com isso a taxa de soterramento e a taxa de redução do volume poroso passam a serem maiores que habilidade de remoção de excesso do fluido que fica retido nos poros dessa rocha sustentando parte da pressão de sobrecarga. A sobrepressão causada por esse mecanismo é frequentemente associada a valores de porosidade mais altos que o esperado a uma certa profundidade.

No que se refere ao tectonismo, o aumento de tensões associadas a atuação deste mecanismo é tão rápido, que a dissipação do fluido pode não ocorrer em equilíbrio com a compactação, o que pode promover a geração de pressões anormalmente altas. Entretanto, também existe a possibilidade da ocorrência de um fraturamento hidráulico, que pode promover a dissipação dessas altas pressões geradas. A ocorrências dessas altas pressões são geralmente associadas em zonas de falhas e dobramentos.

## 2.4.2 Mecanismos relacionados a expansão dos fluidos

A expansão dos fluidos consiste no aumento do volume de fluido contido no espaço poroso da rocha, que pode ser ocasionado através do aumento de temperatura, pela água liberada por transformação mineral (diagênese de argilas) ou pela geração de hidrocarbonetos.

### 2.4.2.1 *Expansão do volume de água pela temperatura*

A expansão de fluidos por efeito do aumento da temperatura, consiste no princípio de que a água contida nos poros da rocha possui um coeficiente de expansão térmica superior ao da matriz da rocha. Sendo assim, a água tende a expandir mais que a rocha quando submetida a um incremento de temperatura, acarretando um aumento de pressão de poros, caso o fluido não tenha como se dissipar, ou seja, a rocha deve apresentar baixa permeabilidade. Entretanto, as argilas possuem permeabilidade suficiente, possibilitando que esse volume de fluido adicional seja dissipado em um pequeno intervalo de tempo geológico, dado um gradiente de temperatura normal. No entanto, zonas de alta temperatura acompanhadas de uma rápida taxa de subsidência, a expansão de volume pode exceder a eficiência da dissipação acarretando altas pressões (Rocha e Azevedo, 2009).

### 2.4.2.2 *Desidratação de argilas*

O aumento do volume de água ocasionada pela transformação e desidratação da argila que ocorre durante a diagênese, é considerado um fator que contribui para a ocorrência de pressões anormalmente altas.

Os folhelhos marinhos são formados principalmente por argila onde está é composta principalmente por *montmorilonita*, do grupo das *esmectitas*. Durante a diagênese, com o aumento da profundidade e do gradiente geotérmico a *montmorilonita* começa a se desidratar e transforma-se em *ilita*. A água adsorvida se aloca nos poros da rocha, e se caso não for drenada pode promover o desenvolvimento de pressões anormais. No entanto, esse mecanismo tem sido considerado como secundário ao invés de principal, porém a ocorrência desse simultaneamente com a subcompactação pode ocasionar um crescimento acentuado da pressão de poros.

### 2.4.2.3 *Geração de Hidrocarbonetos*

O processo de geração de hidrocarbonetos envolve três etapas: a *diagênese*, cuja temperatura alcança até 65°C, onde ocorre a transformação da matéria orgânica em querogênio; a *catagênese*, cujo incremento de temperatura em até 165°C determina o craqueamento do querogênio, resultando na geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos; e a *metagênese*, onde o avanço do processo em uma temperatura alcançando 210 °C, propicia a transformação de hidrocarbonetos líquidos em gasosos. Nesses dois últimos estágios, se caso não houver um caminho de migração para esses gases em excesso produzidos, a pressão de poros da formação pode se tornar superior a pressão hidrostática. Além disso, junto a geração de hidrocarbonetos, o processo de compactação das rochas continua e menos água consegue ser expelida. No entanto, devido a decomposição da matéria orgânica, a água pode ficar saturada com gás, produzindo eventualmente gás livre onde este pode ficar trapeado ocasionando aumento da pressão da formação (Mouchet e Mitchell, 1989).

### 2.4.3 **Efeito de empuxo (Buoyancy)**

As pressões impostas aos fluidos de um reservatório se transmitem a todas as partes do reservatório. Entretanto, essa transmissão depende da densidade dos fluidos contidos nos poros da rocha, da altura da coluna de fluido, da pressão do fluido da formação na base da coluna. A transmissão hidráulica poderá ocasionar sobrepressão nas adjacências do topo da zona permeável quando, acima do aquífero, o reservatório contiver um fluido menos denso que a água, tal como o gás ou o óleo. Esse efeito é conhecido como efeito de empuxo, também denominado como *buoyancy*.

### 2.4.4 **Transferência lateral**

A transferência de pressão pode ser considerada como uma redistribuição do excesso de pressão de poros no subsolo, onde as sobrepressões são geradas por migração de fluidos provenientes de zonas com pressões ainda superiores. O movimento do fluido é guiado pelo diferencial de pressão e controlado por um canal conectante como, por exemplo, uma falha, ou pela permeabilidade de uma formação inclinada. (Rocha e Azevedo, 2009). A transmissão de pressão no interior das estruturas permeáveis inclinadas ocorre pelo desnível entre a sua base e o seu topo, independentemente do tipo de fluido contido nos poros da rocha. A alta pressão é transmitida da base ao topo de

forma que a de pressão da formação é aumentada à medida que a profundidade diminui, podendo se tornar anormalmente alto.

## **2.5 Métodos de previsão de pressão de poros**

A estimativa da pressão de poros pode ser realizada através de métodos diretos e indiretos. Os métodos diretos são realizados dentro do poço e são limitados a formações permeáveis onde a pressão de poros estática da formação é mensurada geralmente com medições pontuais, limitando-se ao reservatório. Essas medições servem muitas vezes para calibração de métodos indiretos de pressão de poros. Já os métodos indiretos, são realizados em formações com baixa permeabilidade, como por exemplo os folhelhos, e para aplicação deste método, existe a premissa de que a pressão de poros medidas nas formações permeáveis seja igual a das formações impermeáveis adjacentes, o que possibilita a calibração com as medições diretas.

### **2.5.1 Medições diretas**

Medições da pressão de poros em formações permeáveis são usualmente realizadas através dos seguintes testes: Teste de Formação, RFT (*Repeated Formation Test*) e o FPWD (*Formation Pressure While Drilling*), sendo estes bastante semelhantes quanto ao princípio de funcionamento. Medidas diretas pressão de poros podem também ser tomadas durante a perfuração através técnicas não convencionais com a utilização do MPD (*Managed Pressure Drilling*), ou até mesmo durante a ocorrência de um *kick*.

A seguir será apresentado um resumo sobre essas técnicas de medição direta da pressão de poros.

#### **2.5.1.1 Teste de formação**

O teste de formação é um método de avaliação das formações equivalente a uma completação provisória feita no poço. O método consiste em isolar o intervalo a ser testado, estabelecendo um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, com a pressão da formação superior à pressão do poço, forçando a produção dos fluidos da formação. São promovidos períodos intercalados de fluxo e de estática onde as pressões de fundo são continuamente registradas em função do tempo durante o teste. Geralmente os testes de formação são feitos após a perfuração do poço ou intervalo e

geralmente levam várias horas e até dias, isso sem contar as manobras para retirar a coluna de perfuração e descer a coluna de teste. O período do fluxo, normalmente, é limitado em 72 horas.

#### 2.5.1.2 *RFT - Repeated Formation Test*

Operação normalmente realizada após término da perfuração da fase. Utiliza-se ferramenta específica descida a cabo (unidade de perfilagem) que é posicionada na profundidade de interesse para avaliar o potencial produtivo da formação, podendo também ter o conhecimento pressão estática, além de obter uma indicação da qualidade do reservatório em termos de permeabilidade.

O teste consiste em isolar o intervalo a ser testado através de *pad* de borracha<sup>6</sup>, estabelecer um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço e promover, através de válvulas de fundo da ferramenta, períodos rápidos intercalados (aproximadamente 1 min) de fluxo e estática com registros contínuos de pressões no fundo em função do tempo durante o teste.

#### 2.5.1.3 *FPWD - Formation Pressure While Drilling*

Teste executado por meio de ferramentas que são descidas no BHA de perfuração (LWD – *Logging While Drilling*). Na profundidade escolhida, interrompe-se o avanço da perfuração, posiciona-se a sonda da ferramenta de teste e através de comandos da superfície com variações de vazão e, conseqüentemente de pressão (*downlink*) executa-se o pré-teste. Similar ao *RFT*, a ferramenta isola a formação através de uma sonda de borracha e bombeia fluidos para leitura de pressão estática. A vantagem é que esses testes são realizados sem grandes perdas de tempo de sonda, e seu resultado é obtido em tempo real, o que torna esse método o mais indicado para circunstâncias de incerteza em relação aos valores de pressão de poros estimados (Rocha e Azevedo, 2009).

---

<sup>6</sup> elemento elastomérico que tem a função de isolar a rocha reservatório do anular do poço, possibilitando fluxo direto para a ferramenta de teste

#### 2.5.1.4 *MPD – Managed Pressure Drilling*

Por definição refere-se a um método de perfuração adaptável utilizado para controlar o perfil de pressão no anular do poço, segundo a *International Association of Drilling Contractors* (IADC) (Malloy, et al., 2009). Uma fase de perfuração de um poço com janela operacional muito estreita pode inviabilizar a perfuração convencional que se caracteriza, além de outras particularidades, por possuir anular aberto para a atmosfera e fluidos de perfuração de uso rotineiro da indústria do petróleo. Na condição de janela operacional estreita, utiliza-se a técnica de perfuração com controle de pressão no anular (MPD). Nesta modalidade, permite-se que seja utilizado fluido inferior ao mínimo possível para a fase e dispositivos de controle de pressão do anular (cabeça rotativa, *manifold* de MPD, coriolis) que impõem sobrepressões no anular do poço de modo a manter o poço dentro desta janela operacional estreita. Uma das aplicações deste método consiste na determinação da pressão de poros através de um teste denominado DPPT (*Dynamic Pore Pressure Test*). Neste teste, as sobrepressões de superfície são reduzidas em decrementos pequenos e conhecidos até que seja percebida variação de vazão de retorno (vazão de retorno maior que a vazão de entrada) caracterizando um microinfluxo e conseqüentemente a pressão de poros.

A aplicação da técnica MPD tem sido utilizada em cenários desafiadores, como solução tecnológica para superar as principais dificuldades operacionais e ambientais encontradas em diversos cenários de perfuração. O pré-sal brasileiro, por exemplo, se caracteriza por cenário geológico complexo, com diferentes estruturas geológicas como domos salinos espessos, falhas e fraturas. Os reservatórios são bem heterogêneos e apresentam regiões cavernosas e com fraturas, que podem gerar perdas significativas de circulação durante a perfuração. Neste tipo de cenário é aplicável a técnica do MCD (*mud cap Drilling*), uma variação do MPD, onde não há retorno de fluido para a superfície, de forma a apresentar um controle preciso frente a extremas perdas de circulação e kicks, em comparação com as técnicas convencionais. A técnica consiste na injeção de um fluido de sacrifício através da coluna de perfuração enquanto um fluido sob pressão é injetado através do anular, funcionando como barreira primária contra um *kick*. O fluido de sacrifício é simplesmente injetado para o interior da formação carregando todo o cascalho gerado pela perfuração

### 2.5.1.5 Kick

Também é possível calibrar os métodos de cálculos de pressão de poros através de dados decorrentes de um *kick*, o que geralmente é algo bastante indesejável. Este evento pode ocorrer ocasionalmente quando a pressão do poço é inferior a pressão da formação. Neste caso, o poço é fechado e então são registradas as pressões estabilizadas nos manômetros da coluna de perfuração, denominadas como SIDPP (*Shut in Drill Pipe Pressure*), e SICP (*Shut in Casing Pressure*) respectivamente.

Se não houver ocorrência do fluido invasor no interior da coluna de perfuração o valor estabilizado de SIDPP corresponde à diferença entre a pressão da formação geradora do influxo e a pressão hidrostática do fluido no interior da coluna de perfuração. O valor de SIDPP não depende do volume do *kick* no anular, e permite que seja estimada a pressão da formação, conhecendo-se apenas o peso do fluido de perfuração, além da pressão SIDPP, tal como demonstra a Equação 2.3. (Bourgoyne *et al*, 1986).

$$P_p = \text{SIDPP} + 0,1704 * \rho_f * Z \quad (2.3)$$

onde  $P_p$  é a pressão de poros (*psi*),  $Z$  é a profundidade vertical do poço (metros),  $\text{SIDPP}$  é a pressão na coluna de perfuração (*psi*) e  $\rho_f$  é a densidade do fluido de perfuração (*lb/gal*).

O cálculo da pressão de poros por meio de  $\text{SICP}$  depende do volume do *kick* visto que é função da coluna hidrostática que há no anular do poço. Quanto maior o volume e menor a massa específica do influxo maior será a pressão de  $\text{SICP}$ . (Rocha, 2009). Desta forma, para a estimativa da pressão de poros depende do cálculo da altura do *kick* assim como o conhecimento da massa específica como apresentado na Equação 2.4.

$$P_p = \frac{\text{SICP} + 0,1704 * \rho_f * (D_h - h_k) + 0,1704 * \rho_k * h_k}{0,1704 * Z} \quad (2.4)$$

onde  $\text{SICP}$  é a pressão medida no anular do poço (*psi*),  $h_k$  é a altura do *kick* (m),  $Z$  é a profundidade do poço em (metros) e  $\rho_k$  é a massa específica do fluido do *kick* (*lb/gal*).

### 2.5.2 Métodos indiretos

Os métodos indiretos para estimativa da pressão de poros são realizados em formações com baixíssima permeabilidade, como por exemplo, formações argilosas. Para aplicação desses métodos, existe a premissa de que a pressão de poros medida nas formações permeáveis seja igual a das formações impermeáveis adjacentes, possibilitando a estimativa e a calibração com medições diretas. No geral, os métodos indiretos de pressão de poros utilizam o modelo de Terzaghi (1948) para estimativa da pressão de poros, uma vez que relacionam dados sísmicos e/ou perfis de poços com a porosidade, que é relacionada com a tensão efetiva.

Segundo Yoshida *et al.* (1996), na engenharia de perfuração, os métodos relacionados a pressões anormais podem ser divididos em duas categorias: métodos de predição e métodos de detecção. Os métodos de predição normalmente utilizam dados de velocidades sísmica intervalares, registros de poços de correlação e dados geo-históricos. Já os métodos de detecção normalmente utilizam parâmetros de perfuração, como o expoente  $d$  (que será abordado adiante, no item 2.7.2) e registros oriundos de ferramentas de perfuração de *L/MWD (Logging/Measuring While Drilling)* registrados durante a perfuração do poço.

## 2.6 Principais métodos de previsão de pressão de poros

Existe na literatura um número vasto de trabalhos que abordam a estimativa da pressão de poros como objeto de pesquisa, tendo em vista a necessidade de otimizar o planejamento da construção de poços de petróleo e a estabilidade do mesmo. Reyna (2007) apresenta uma importante contribuição para a literatura, apresentando um estudo sobre os métodos de previsão da pressão de poros existentes, ressaltando as vantagens e desvantagens em relação aos métodos.

Nesta seção será apresentado um panorama dos principais métodos de estimativa da pressão de poros, assim como as principais referências citadas na literatura.

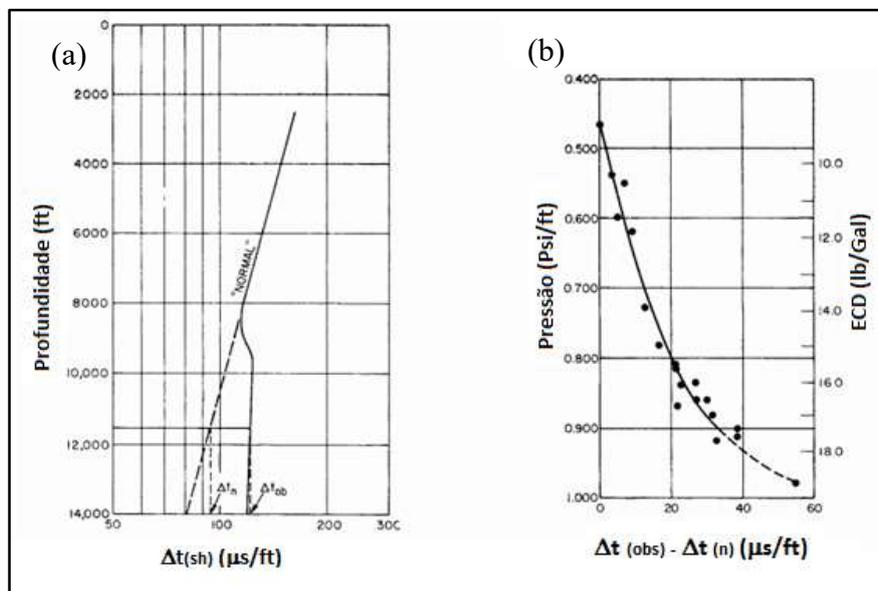
Os primeiros estudos sobre a determinação da pressão de poros tiveram início na década de 1960 baseados na teoria proposta por Terzaghi (1948) sobre a compactação dos solos, onde apresentou o estado de equilíbrio de tensões da rocha, e a relação entre as tensões totais e efetivas, observando como sendo especificamente a subcompactação com retenção de fluídos o principal mecanismo gerador de pressões anormais.

### 2.6.1 Método de Hottman e Johnson (1965)

Os pesquisadores precursores na determinação da pressão de poros foram Hottmann & Johnson (1965) onde a estimativa foi realizada a partir de correlações amostrais entre dados de perfilagem acústica (perfil sônico) e dados de resistividade e medições de pressão de poros em relação aos desvios da linha de tendência normal de compactação (NLT – *Normal Trend Line*).

Os desvios sônicos ou de resistividade com relação à linha de tendência normal são originadas por valores anormais da porosidade, e são quantificadas em relação à tendência normal de compactação. Os autores apresentaram uma hipótese baseada em que as sobrepressões existentes nos folhelhos são as mesmas que as pressões de poros existentes em formações permeáveis e adjacentes.

Segundo os autores a medição do parâmetro de resistividade possui certas limitações, pois sofre influência de fatores como a temperatura, salinidade e porosidade. Sendo assim, eles recomendam o emprego da propriedade acústica (sônica), já que poucos parâmetros influenciam nessa propriedade quando comparados com a sobrepressões são originadas principalmente pela subcompactação.

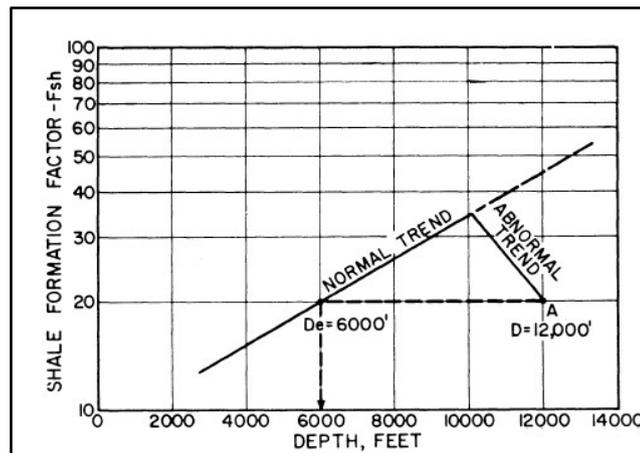


**Figura 2.1:** Método de Hottman & Johnson: (a) Desvio do registro acústico em relação a linha de tendência normal (NLT). (b) Correlação empírica do desvio acústico anteriormente medido com o a densidade equivalente da pressão de poros medidos em formações adjacentes. (Figura apresentada por Hottman & Johnson, 1965).

### 2.6.2 Método da Profundidade Equivalente - Foster e Whalen (1966)

Posteriormente os métodos de previsão da pressão de poros foram baseados como sendo a subcompactação o principal mecanismo gerador das pressões anormais (sobrepessão). Seguindo esta proposição, Foster e Whalen (1966), estabeleceram um método para estimativa da pressão de poros através de perfis elétricos usados para calcular o fator resistividade da formação ( $F$ ), que é relacionado com a porosidade.

Esses autores foram os precursores do método da profundidade equivalente que deriva da *Teoria de Terzaghi* sobre tensão efetiva. O método estabelece a existência de uma profundidade equivalente ( $Z_e$ ) no trecho anormalmente compactado apresentando a mesma tensão efetiva que a encontrada no trecho normalmente compactado. O valor da pressão de poros anormal na profundidade equivalente pode ser definido, já que são conhecidas a tensão efetiva, que é igual ao do trecho normalmente compactado e a pressão de sobrecarga, que é o peso total das camadas sobrepostas adjacentes.



**Figura 2.2:** Exemplo de perfil de fator resistividade (folhelho) versus profundidade apresentado por Foster & Whalen, 1966.

O valor da porosidade anormal (ou parâmetro petrofísico relacionado, em uma profundidade  $Z_a$ ) é refletida em condições de compactação normal (no *trend*) em uma profundidade denominada profundidade equivalente. Através desta profundidade calcula-se a tensão efetiva ( $\sigma'$ ), conforme a Equação 2.5 apresentadas a seguir,

$$\sigma' = \sigma'_{gn} (Z_e) \quad (2.5)$$

onde  $\sigma'$  é a tensão efetiva,  $\sigma'_{gn}$  é o gradiente de tensão efetiva normal e  $Z_e$  é a Profundidade Equivalente.

A tensão de sobrecarga ( $\sigma_s$ ) é calculada utilizando a profundidade  $Z_a$ , que é a profundidade onde se deseja determinar a pressão de poros e o gradiente de sobrecarga ( $G_s$ ) conforme Equação 2.6, a seguir,

$$\sigma_s = G_s (Z_a) \quad (2.6)$$

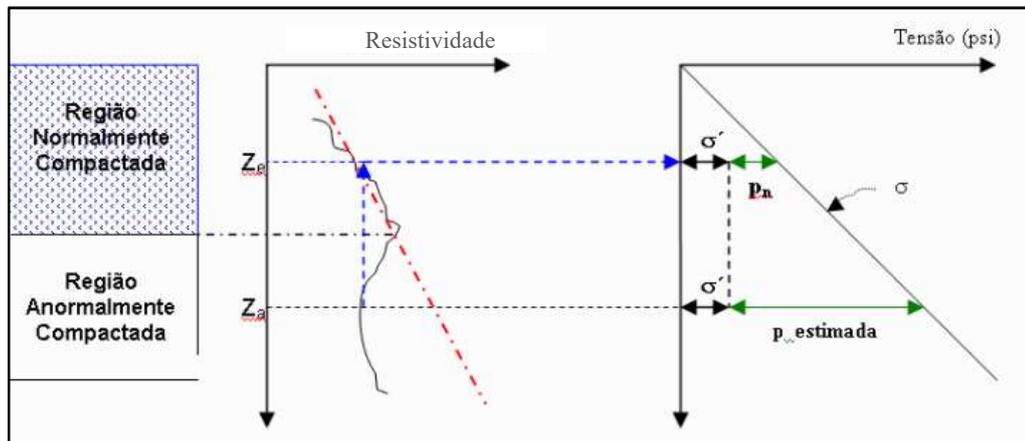
onde  $Z_a$  é a profundidade do parâmetro petrofísico anormal.

A pressão de poros é calculada assumindo que a tensão de sobrecarga é a tensão total de Terzaghi, conforme Equação 2.7, apresentada a seguir,

$$\sigma' = \sigma_s - P_p \therefore P_p = \sigma_s - \sigma' \quad (2.7)$$

onde  $\sigma'$  é a Tensão efetiva,  $\sigma_s$  é a tensão de sobrecarga e  $P_p$  é a pressão de poros.

A Figura 2.3 apresenta a aplicação do método da profundidade equivalente, onde a tensão efetiva permanece constante tanto na zona de compactação normal, quanto na anormalmente compactada.



**Figura 2.3:**Aplicação do Método da Profundidade Equivalente  
(Figura apresentada por Reyna, 2007)

É importante ressaltar que este método é aplicado para sobrepressões produzidas pelo mecanismo da subcompactação, no entanto, se os resultados obtidos por esta metodologia forem discrepantes quando comparados aos valores reais, pode se assumir que outro mecanismo foi o responsável pela ocorrência de pressões anormais.

### 2.6.3 Método de Pennebaker (1968)

Pennebaker (1968) foi o precursor da estimativa da pressão de poros pela utilização das velocidades intervalares<sup>7</sup> geradas a partir do processamento de Dix<sup>8</sup> para a estimativa da pressão de poros. O modelo é empírico e afirma que as velocidades das ondas sísmicas em um meio são influenciadas pela litologia, pela idade geológica e pela pressão de poros.

O método de Pennebaker utiliza técnica gráfica de superposição, baseando-se em que a magnitude desviada da tendência normal é diretamente proporcional à pressão de poros anormal.

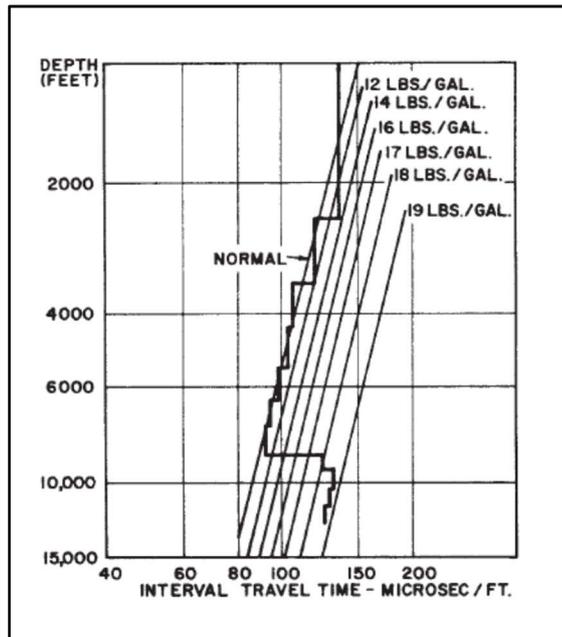
O método estima a pressão de poros através pela superposição dos registros de velocidades intervalares e um gráfico calibrado de pressão de poros.

Conforme apresentado na Figura 2.4, um gráfico calibrado de pressão de poros é superposto a um gráfico *log-log* (velocidade intervalar *versus* profundidade) com alinhamento da pressão de poros normal com linha de tendência normal. A interseção da leitura do tempo de trânsito intervalar com a respectiva reta paralela fornece a leitura direta da pressão de poros.

---

<sup>7</sup> A velocidade intervalar é definida como a velocidade de uma camada homogênea e isotrópica do pacote sedimentar, sendo considerada constante.

<sup>8</sup> Equação de Dix:  $V_{int}^2 = \frac{V_n^2 t_n - V_n^2 t_{n-1}}{(t_n - t_{n-1})}$ ;  $V_n$  é na prática a velocidade de empilhamento (NMO) ou de migração que são obtidas na análise de velocidades do processamento sísmico.



**Figura 2.4:** Utilização da superposição dos registros de velocidades intervalares e um gráfico calibrado da de pressão de poros, apresentado por Pennebaker, 1968.

#### 2.6.4 Método Eaton (1972-1975)

Com base nos estudos realizados Hottman e Johnson (1965), Eaton (1972) e Eaton (1975), propôs uma formulação empírica para cálculo das pressões de poros anormais, também fundamentada no modelo de *Terzaghi*. O método se baseia na teoria da subcompactação como principal mecanismo gerador das pressões anormalmente altas e utiliza o desvio da linha de tendência normal (*NTL – normal tendency line*) para determinação do valor da porosidade em condições normais de compactação.

Seu primeiro modelo foi aplicado para regiões da Costa do Golfo do México em 1972, onde utilizou registros de resistividade, estabelecendo uma relação entre o valor esperado para uma tendência normal de compactação em relação ao observado. Neste modelo foi considerado constante o gradiente de tensões efetivas normais ( $0,535 \text{ psi/ft}$ ) e o fator de proporcionalidade igual a  $(R_o/R_n)^{1,5}$ , onde  $R_o$  representa as medições de resistividade medidas “in situ” (observadas) e  $R_n$  valores tomados em relação a curva de tendência de compactação normal na profundidade de interesse. Assim a pressão de poros pode ser determinada através da Equação 2.8, apresentada a seguir,

$$G_p = G_s - 0,535 \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^{1,5} \quad (2.8)$$

onde  $G_p$  é o gradiente de pressão de poros, expresso em  $psi/m$ ;  $G_s$  é o gradiente de sobrecarga, expresso em  $psi/m$ ;  $R_o$  é a resistividade medida *in situ* (observada), expressa em  $ohm$  e  $R_n$  corresponde aos valores de resistividade em relação a curva de tendência de compactação normal, expressa em  $ohm.m$ .

A tensão total (sobrecarga) pode ser calculada a partir da Equação (2.9) e a densidade das camadas (peso específico) pode ser calculada através de perfis de densidade, da seguinte forma:

$$G_s = \frac{\sigma_s}{Z} = \int \rho_b g dz \quad (2.9)$$

onde  $G_s$  é o gradiente de Sobrecarga, em  $psi/m$ ;  $\sigma_s$  a tensão de sobrecarga, em  $psi$ ;  $\rho_b$  é o peso específico natural da camada, expresso em  $g/cm^3$ ;  $g$  é a gravidade e  $Z$  a profundidade, em *metros*. Entretanto, o perfil densidade não é obtido em profundidades mais rasas, sendo neste caso calculado por correlações empíricas.

Eaton (1975) aprimorou seu método apresentando as tensões efetivas normais como função da pressão de poros normal e da sobrecarga, sendo esta última variando com a profundidade.

O método de Eaton se aplica tanto aos perfis geofísicos (resistividade e sônico) quanto ao expoente  $dc$  corrigido, que é derivado de parâmetros de perfuração. Que será abordado no item 2.7.4.

Para a aplicação do método, o perfil de interesse deve ser filtrado para que a curva corresponda apenas a rochas argilosas (folhelhos). Traça-se de uma tendência linear de compactação normal em escala semi-logarítmica com a profundidade e assume-se que desvios em relação à tendência de compactação normal possam ser correlacionados com o aumento de pressão de poros por subcompactação.

O expoente da equação é calibrado de acordo com a área em estudo e também em função do parâmetro utilizado. No caso de Eaton, a área estudada foi a Bacia de *Louisiana Gulf Coast*, onde foi definido para o perfil resistividade o expoente 1,2, para o sônico 3,0, e para o expoente  $dc$  1,2, conforme apresentadas as Equações (2.10, 2.11 e 2.12) respectivamente.

$$G_p = G_s - \left( (G_s - (G_{pn}) \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^{1,2} \right) \right) \quad (2.10)$$

$$G_p = G_s - \left( (G_s - (G_{pn}) \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^{3,0} \right) \right) \quad (2.11)$$

$$G_p = G_s - \left( (G_s - (G_{pn}) \left( \frac{dc_o}{dc_n} \right)^{3,0} \right) \right) \quad (2.12)$$

Nas equações supracitadas  $R_o$  corresponde a resistividade medida in situ (observada);  $R_n$  aos valores de resistividade em relação à curva de tendência de compactação normal;  $\Delta t_n$  é tempo de trânsito intervalar em relação à curva de tendências de compactação normal e  $\Delta t_o$  é o tempo de trânsito intervalar observado.

O método proposto por Eaton, pela simplicidade de implementação e de utilização, é o mais empregado na indústria. No entanto, como se baseia na comparação com curvas de compactação normal é especialmente adequado à modelagem de pressões de poros em áreas onde a subcompactação é o mecanismo predominante. Como o mecanismo de subcompactação é o mais abundante em bacias sedimentares, em geral origina bons resultados. Em ambientes com a presença de mecanismos secundários e/ou de maior complexidade geológica, contudo, seu uso não é recomendado (Marchesi, 2015). Entretanto, segundo (Reyna, 2007), o método de Eaton pode ser aplicado para casos da ocorrência de outros mecanismos geradores de pressão anormal, além da subcompactação, através da modificação da tendência (*trend*) de compactação e também do expoente, embora em alguns caso pode se perder o sentido físico de um processo real de compactação dos sedimentos.

### 2.6.5 Método de Holbrook e Hauck (1987)

Tendo em vista que os métodos tradicionais de estimativa de pressão de poros são limitados a formações pouco permeáveis (argilosas), Holbrook e Hauck (1987) desenvolveram uma metodologia aplicada a qualquer tipo de bacia sedimentar.

O método também é baseado na teoria de Terzaghi para a determinação da pressão de poros onde tensão efetiva é calculada com base no modelo mecânico de Hubbert e Rubey (1959) (Eq. 2.13) que utiliza dados de porosidade e conteúdo de argilas, determinados a partir de parâmetros petrofísicos (perfis de *gamma ray*, resistividade e

densidade). O modelo descreve um processo de compactação geológica, genuinamente plástico, sendo a tensão efetiva máxima correspondente à tensão de uma formação com porosidade nula; o qual se entende como um valor puramente matemático.

$$\sigma' = \sigma_{max} (1 - \phi)^{1-\alpha} \quad (2.13)$$

onde  $\sigma'$  é a tensão efetiva;  $\sigma_{max}$  é a tensão efetiva necessária para obter uma porosidade nula de um mineral ou rocha;  $\alpha$  é o coeficiente de deformação-dureza da compactação natural (obtida por incremento de contatos entre grãos e rochas) e  $(1 - \phi)$  é o complemento da porosidade ou solidez do mineral ou rocha ( $S_z$ ).

#### 2.6.6 Método de Bowers (1995)

Bowers (1995) estabeleceu um método para a determinação da pressão de poros a partir de velocidades sônicas (ou intervalares), considerando os mecanismos de expansão dos fluidos e subcompactação como os principais geradores de pressões anormalmente altas.

Em seu estudo apresentou dois modelos para estimativa da tensão efetiva em uma zona de pressões anormais. O primeiro modelo considera como mecanismo gerador das altas pressões a subcompactação e o outro considera o mecanismo de expansão de fluidos, que serão apresentados a seguir.

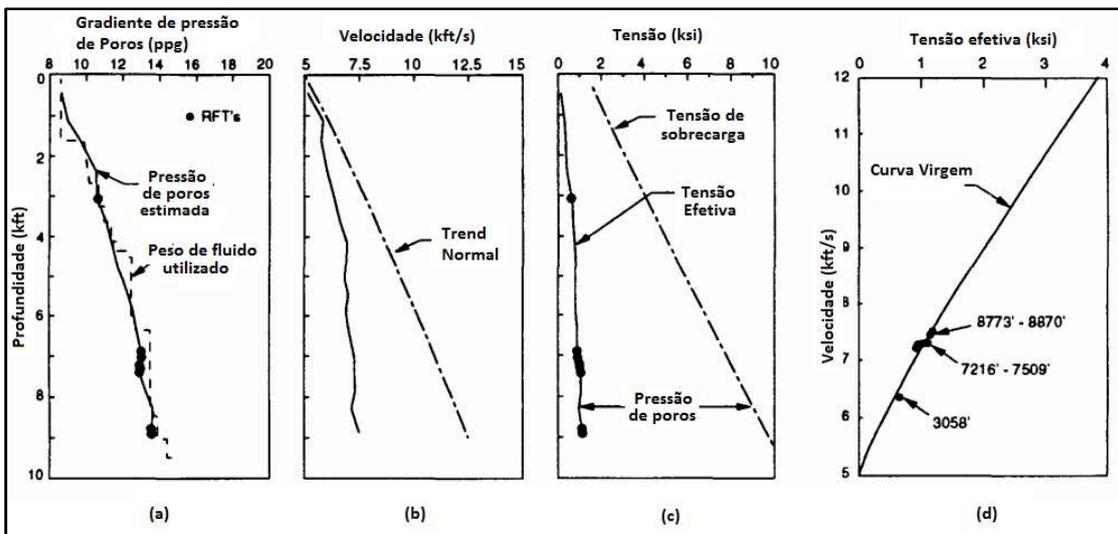
A curva virgem, apresentada por Bowers (1995), apresentada pela Equação 2.14, representa ocorrência de pressão de poros normais ou sobrepressões originadas por compactação normal ou subcompactação. Sendo assim, a ocorrência de qualquer outro mecanismo gerador de pressões anormais, se posiciona fora da curva virgem. O autor se baseia de que na compactação normal a tensão efetiva se incrementa com a profundidade.

O mecanismo da subcompactação não pode ocasionar diminuição na tensão efetiva, podendo até se tornar constante, já que todos os incrementos de sobrecarga são assumidos pelos fluidos presentes nos poros. Esse valor constante da tensão efetiva corresponde à velocidade máxima ( $V_{max}$ ) ou velocidade de *Plateau*.

$$V = 5000 + A\sigma'^B \quad (2.14)$$

Na equação acima,  $V$  corresponde à velocidade expressa em (pés/s);  $\sigma'$  é a tensão efetiva em *psi* e  $A$  e  $B$  são os parâmetros calibrados com os dados da curva virgem.

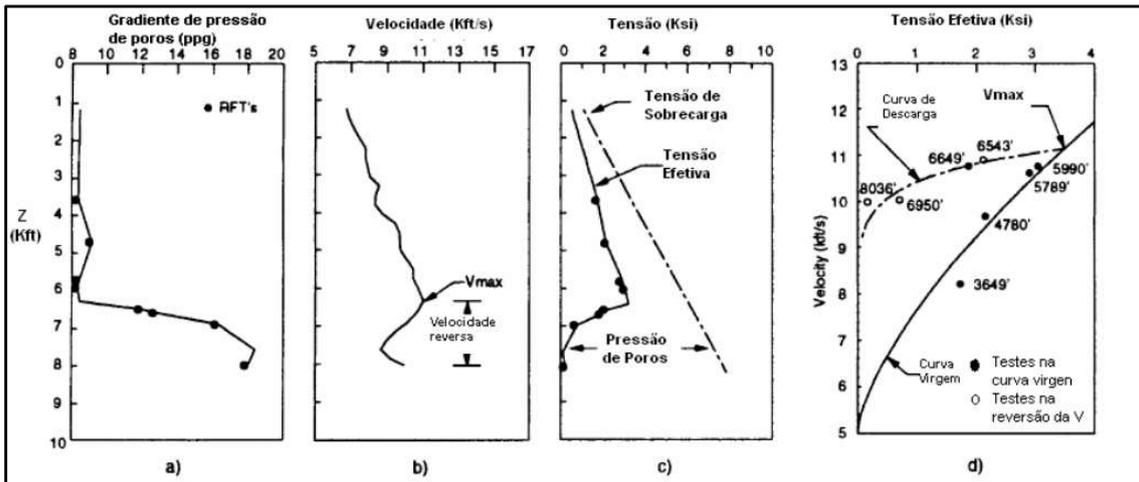
A Figura 2.5, apresentada por Bowes (1995), elucida o mecanismo de sobrepressão gerada por subcompactação no Golfo do México. Nos gráficos (a), (b) e (c), respectivamente estão apresentados em função da profundidade, a pressão de poros, velocidade sônica e a tensão efetiva. O gráfico (d) apresenta a relação entre a tensão efetiva determinadas por RFT (*Repeated Formation Test*) versus velocidade, onde pode ser observado que todos os dados estão sobrepostos a curva virgem.



**Figura 2.5:** Sobrepressão por subcompactação – Golfo do México (adaptado de Bowers, 1995)

O método proposto por Bowers (1995) é baseado na hipótese de que o mecanismo de expansão dos fluidos promove um aumento sobre a pressão de poros em uma taxa superior à tensão de sobrecarga, ocasionando assim um decréscimo na tensão efetiva à medida que o soterramento avança. A relação com as velocidades recebe o nome de Curva de Descarga e as respectivas velocidades são denominadas Velocidades de Reversão.

A Figura 2.6, apresentada por Bowes (1995) elucida o mecanismo de expansão dos fluidos como sendo o gerador de pressões anormais, na Indonésia. Neste caso observa-se uma diminuição das tensões efetivas a partir da velocidade *Plateau*, como também a curva de descarregamento.



**Figura 2.6:** Sobrepressão ocasionada pelo mecanismo de expansão de fluidos Indonésia (adaptada de Bowers. 1995)

A curva de descarga é definida pela relação empírica conforme apresentado pela Equação (2.15), a seguir,

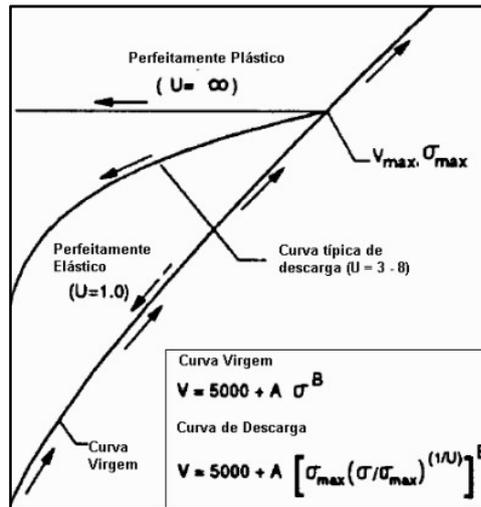
$$V = 5000 + A \left[ \sigma_{max} \left( \frac{\sigma'}{\sigma_{max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad (2.15)$$

onde:

$$\sigma_{max} = \left( \frac{V_{max} - 5000}{A} \right)^{1/B} \quad (2.16)$$

Nas equações supracitadas  $V$  corresponde a velocidade em (pés/s);  $U$  é o parâmetro de descarga;  $\sigma'$  é a tensão efetiva (*psi*);  $V_{max}$  é a velocidade máxima ou velocidade de *Plateau*;  $\sigma_{max}$  é a tensão efetiva máxima e  $A, B$  são os parâmetros calibrados com os dados da curva virgem.

O parâmetro  $U$ , segundo Bowers (1995) é referente à plasticidade dos sedimentos e varia normalmente entre 3 a 8. O autor afirma também, que para  $U=1$  não existe deformação (deformação nula), correspondendo à curva virgem. Por outro lado, um valor infinito de  $U$  equivale a uma deformação irreversível onde a velocidade de reversão corresponde à velocidade máxima. A Figura 2.7 exhibe um esquema mostrando os efeitos da variação do parâmetro  $U$  na curva de descarga.



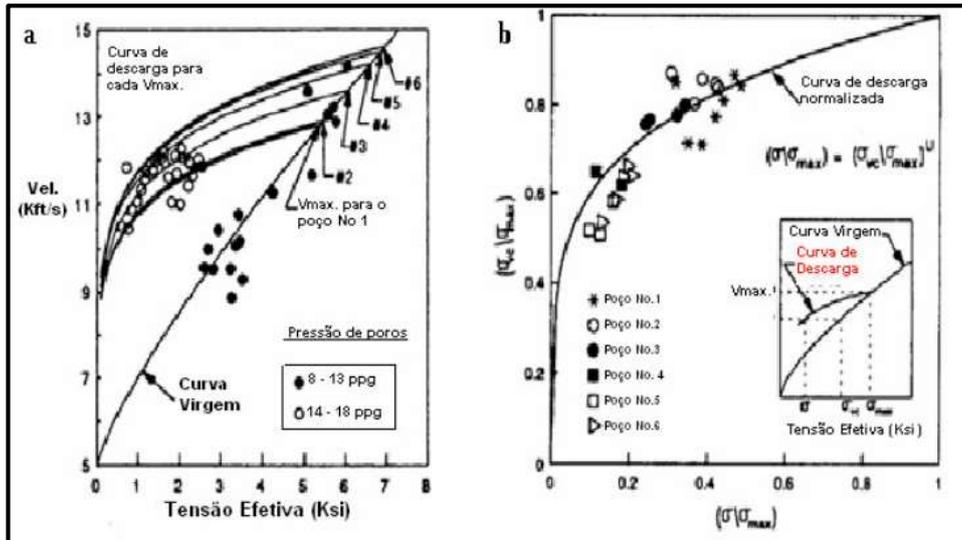
**Figura 2.7:** Efeitos da variação do Parâmetro U na curva de descarga (modificada de Bowers, 1995).

Bowers (1995), ao estudar o comportamento da relação velocidade versus tensão efetiva para um conjunto de poços situados na região do Mar do Norte observou que os dados dos poços possuem a tendência a seguir a mesma curva virgem, embora na curva de descarga apareçam dispersos, conforme apresentado por Bowers (1995), pela Figura 2.8. Entretanto, considerando que a velocidade é igual na interseção da curva virgem e descarga, o autor igualou as Equações. (2.14) e (2.15) e em seguida normalizou os dados de descarga dos poços em uma curva simples, conforme apresentado pela Equação (2.17).

$$\left( \frac{\sigma'}{\sigma_{max}} \right) = \left( \frac{\sigma_{vc}}{\sigma_{max}} \right) \quad (2.17)$$

$$\sigma_{vc} = \left( \frac{V - 5000}{A} \right)^{1/B} \quad (2.18)$$

Nas equações citadas anteriormente,  $\sigma_{vc}$  corresponde à tensão onde a velocidade de reversão intercepta a curva virgem;  $\sigma_{max}$  corresponde a tensão efetiva máxima e  $V$  é a velocidade expressa em pés por segundo.



**Figura 2.8:** Estimativa do parâmetro U de Bowers. (a) Sobrepressões geradas por expansão defluidos na Bacia do Mar do Norte. (b) Normalização da curva de descarregamento (adaptado de Bowers 1995, por Reyna 2003).

### 2.6.7 Método de Dutta (2002)

Dutta (2002) apresentou diferentes metodologias para estimativa da pressão de poros fundamentados na teoria Terzaghi (1948) e em modelos mecânicos-físicos que relacionam a porosidade ou densidade, com a tensão efetiva e a velocidade de propagação de ondas sísmicas na rocha.

Baseado na teoria de que a compactação além de promover reduções da porosidade, também ocasiona variações mineralógicas e, portanto, mudanças nas tensões efetivas (devido ao incremento da temperatura) o autor apresentou um modelo onde as tensões efetivas variam exponencialmente com o índice de vazios ( $\varepsilon$ ) em função da temperatura ( $\beta(T)$ ), conforme exibido pela Equações (2.19) e (2.20), a seguir.

$$\sigma = \sigma_0 e^{-\varepsilon\beta(T)} \quad (2.19)$$

$$\varepsilon = \phi (1 - \phi) \quad (2.20)$$

onde a porosidade ( $\phi$ ) é calculada pelo modelo de Issler, conforme apresentado pela Equação (2.21), a seguir,

$$\Delta t = \Delta t_m (1 - \phi)^{-x} \quad (2.21)$$

onde  $\Delta t$  se refere ao registro de tempos intervalares ou sônicos da formação;  $\Delta t_m$  aos registros da matriz; e  $x$  ao fator acústico da formação dependente da litologia. Assim o modelo proposto por Dutta (2002) se apresenta e conforme a Equação 2.22, a seguir,

$$\sigma = \frac{1}{K} \ln \left[ \frac{\phi \Delta \tau^\alpha}{(\Delta \tau^\alpha - 1)} \right] \quad (2.22)$$

onde  $K$  é relacionado a densidade total dos sedimentos e a densidade da água;  $\tau = \Delta t / \Delta t_m$  e  $\alpha = 1/x$ .

## 2.7 Métodos de previsão de poros em tempo real

Os métodos de acompanhamento de pressão de poros em tempo real foram desenvolvidos no intuito de monitorar o comportamento da pressão durante a perfuração, em regiões onde se é esperado a ocorrência de pressões anormais, evitando assim a possibilidade de eventuais acidentes.

Os métodos de acompanhamento de pressões anormais em tempo real podem ser realizados quantitativamente, através do uso das formulações empíricas (como as descritas na seção 2.6 com aplicação dos dados registrados durante a perfuração (*LWD* e *mudlogging*); ou qualitativamente, onde a região anormalmente pressurizada é determinada com relação ao desvio de tendência da curva de regiões de compactação normal. Os perfis referência tomam por base a taxa de penetração (*ROP – Rate of Penetration*) e a perfurabilidade das rochas como indicadores de pressões anormalmente altas (Mouchet e Michell, 1989).

A ocorrência de pressões anormais também pode ser evidenciada durante a perfuração através de alguns indicadores como o aspecto dos cascalhos; densidade dos folhelhos; aumento do torque e arraste; mudança na temperatura do fluido; teor de gás no fluido de perfuração; mudança nas propriedades do fluido de perfuração (condutividade) e a aumento na taxa de perfuração.

Autores, como Mouchet e Mitchell (1989), Fertl (1976), Rocha e Azevedo (2007), apresentam uma boa revisão sobre os métodos de previsão da pressão de poros incluindo os métodos de acompanhamento em tempo real.

Mouchet e Mitchell (1989) apresentam uma subdivisão dos métodos de estimativa, segundo a ocorrência (antes, durante e após a perfuração), apresentados na Tabela 2.3.

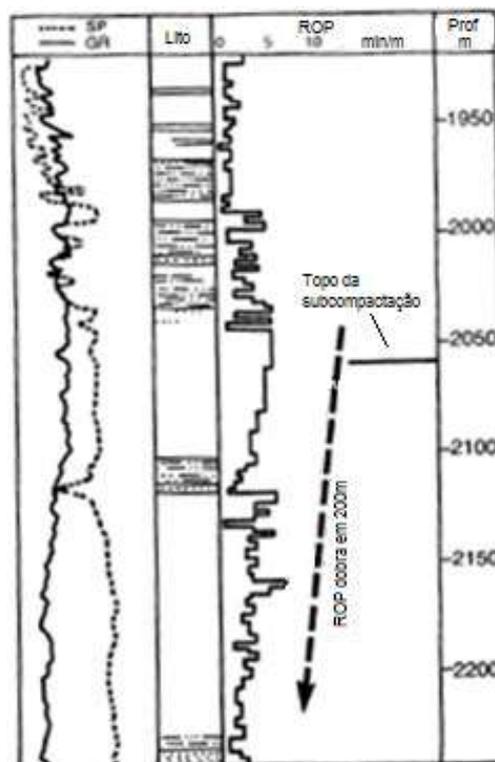
**Tabela 2.3:** Métodos para previsão da pressão de poros: antes, durante e após a perfuração apresentados por Mouchet e Mitchell, 1989.

Métodos de Predição	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geologia Regional</li> <li>• Métodos Geofísicos</li> </ul>	Antes da Perfuração
Parâmetros Durante a Perfuração	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taxa de Penetração (ROP)</li> <li>• Expoente <math>d</math></li> <li>• Sigmalog</li> <li>• Taxa de Penetração Normalizada</li> <li>• MWD</li> <li>• Torque</li> <li>• Arraste</li> </ul>	Durante a perfuração <b>(Tempo Real)</b>
Parâmetros do Fluido	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nível dos tanques</li> <li>• Fluxo</li> <li>• Pressão de bombeio</li> </ul>	Durante a perfuração <b>(Tempo Real)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gás de fluido</li> <li>• Densidade</li> <li>• Temperatura</li> </ul>	Durante a perfuração (não em tempo real)
Análises de amostra de calhas	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Litologia</li> <li>• Densidade do folhelho</li> <li>• Fator de argilosidade</li> <li>• Forma, abundância e tamanho</li> <li>• Gás</li> </ul>	Durante a perfuração (não em tempo real)
Registros de perfilagem	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistividade</li> <li>• Sônico</li> <li>• Densidade/Neutrão</li> <li>• Gamma Ray</li> </ul>	Após /Durante a perfuração
Avaliação Direta da pressão da formação (testes de formação)	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Testes durante a perfuração</li> <li>• Testes durante a perfilagem</li> <li>• MPD</li> </ul>	Após perfuração
Sísmica de Poço	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Checkshot</li> <li>• VSP</li> </ul>	Após a perfuração

### 2.7.1 Taxa de Penetração

Na década de 60, a taxa de penetração foi o método mais comum para a detecção de zonas anormalmente pressurizadas. Pesquisadores analisaram o mecanismo de brocas de cones e observaram que as rochas subcompactadas apresentam maior porosidade e conseqüentemente menor resistência ao corte. Assim, quando uma zona de pressão anormal é alcançada, o aumento de porosidade da rocha, promove inversão da tendência de declínio da taxa de penetração. A Figura 2.9 mostra o aumento da *ROP* em folhelhos anormalmente pressurizados pelo mecanismo de subcompactação.

A análise do comportamento da pressão de poros através da taxa de penetração deve ser feita com bastante prudência tendo em vista a influência de diversos fatores tais como: litologia; compactação; diferencial de pressão entre o peso do fluido e a pressão de poros da formação; peso sobre broca (*WOB* – *weight on bit*); rotação da coluna (*N*); torque; parâmetros hidráulicos; tipo e desgaste da broca; equipe e equipamentos da sonda (Mouchet e Mitchell, 1989).



**Figura 2.9:** Aumento da taxa de penetração em folhelhos subcompactados da Nigéria (Mouchet e Mitchell, 1989)

### 2.7.2 Taxa de Penetração Normalizada

Desde a década de 60, inúmeros modelos para normalizar a taxa de penetração têm sido propostos, com o intuito de minimizar a influência de alguns parâmetros da perfuração e, portanto, determinar um modelo matemático que represente a perfurabilidade da rocha Mouchet e Mitchell (1989) apresentam de forma detalhada os principais métodos de normalização utilizados.

### 2.7.3 Expoente $d$

O primeiro método de normalização da taxa de penetração foi desenvolvido por Bingham (1964), aplicado aos folhelhos do Golfo do México. A formulação relaciona a taxa de penetração e os parâmetros da broca: peso sobre broca, rotação e diâmetro da broca, conforme apresentado pela Equação 2.23, a seguir,

$$\frac{ROP}{N} = a \left( \frac{WOB}{d_b} \right)^d \quad (2.23)$$

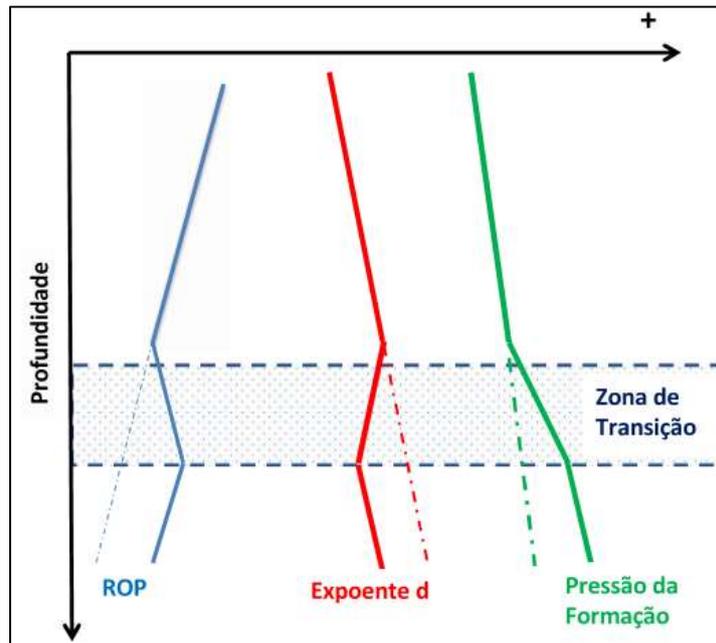
onde  $ROP$  corresponde à taxa de penetração em pés por minuto;  $N$  a velocidade de rotação da broca em revoluções por minuto;  $WOB$  o peso sobre broca em libras;  $d_b$  é o diâmetro da broca em polegadas;  $d$  o expoente de compactação da formação.

Esta equação foi rearranjada e padronizada à indústria do petróleo para aplicação em trechos de litologia constante, ou seja, ( $a = 1$ ) originando a Equação 2.24 (Jorden e Shirley (1966) *apud* Mouchet e Mitchell, (1989)). Nesse caso o expoente  $d$  é um bom indicador do estado de compactação (porosidade) e diferencial de pressão entre a pressão no poço fornecida pelo fluido de perfuração e a pressão de poros da formação.

$$d = \frac{\log \left( \frac{ROP}{60N} \right)}{\log \left( \frac{12WOB}{10^6 d_b} \right)} \quad (2.24)$$

Qualquer decréscimo no expoente  $d$  determinado durante a perfuração de uma sequência argilosa é função do grau de compactação e também do valor associado à pressão anormal.

A Figura 2.10 apresenta o comportamento do desvio da tendência normal referente ao expoente  $d$ , e da  $ROP$  em uma zona de sobrepressão.



**Figura 2.10:** Comportamento do expoente  $d$  em uma zona subcompactada (adaptado de Mouchet e Mitchell, (1989).

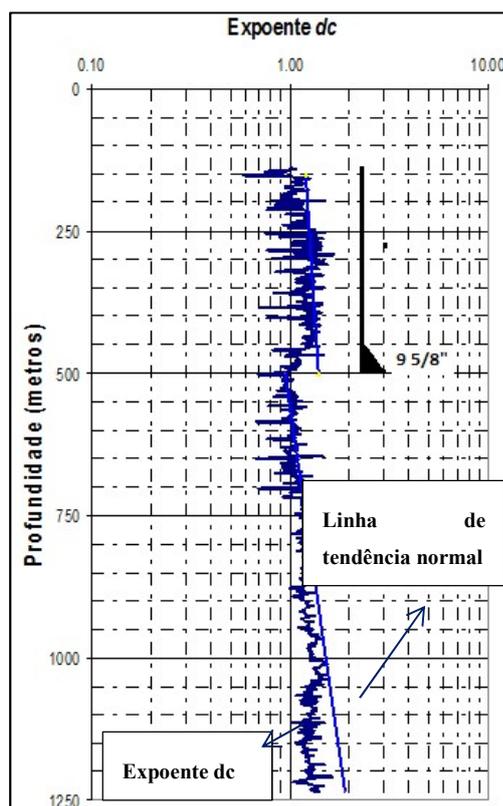
#### 2.7.4 Expoente $dc$ corrigido

Rehm e McClendon (1971) sugeriram uma correção ao método do expoente  $d$  (Eq.2.25), tendo em vista a influência exercida pelo fluido de perfuração. Como o diferencial de pressão é dependente da pressão de poros e do peso do fluido de perfuração, qualquer alteração no peso do fluido irá acarretar variação no expoente  $d$ .

$$dc = d \left( \frac{P_{pn}}{ECD} \right) \quad (2.25)$$

onde  $P_{pn}$  é a pressão de poros normal;  $dc$  é o expoente  $d$  corrigido;  $d$  é a densidade hidrostática regional do fluido da formação e  $ECD$  é a densidade equivalente de circulação.

A Figura 2.11 apresenta um exemplo de perfil de expoente  $dc$ , onde se observa uma redução dos valores em relação à linha de tendência de compactação normal, indicando assim uma zona de pressão anormal por efeito da subcompactação.



**Figura 2.11:** Perfil do expoente  $dc$  indicando a presença de um intervalo anormalmente pressurizado (apresentado por Rocha e Azevedo, 2006).

A estimativa da pressão de poros com a utilização do expoente  $d$  e  $dc$  pode ser realizada através dos métodos de Profundidade Equivalente e Eaton.

### 2.7.5 *Sigmalog*

A metodologia do *Sigmalog* foi desenvolvida pela Geoservices no Vale do Pó, nordeste da Itália na década de 70, com o objetivo de resolver discrepâncias associadas ao expoente  $d$  quando aplicadas durante a perfuração de sequências pressurizadas de carbonatos, margas e folhelhos betuminosos (*silty shales*) em poços profundos (Mouchet e Mitchell, 1989). A metodologia é similar ao expoente  $dc$ , no sentido de que também pode ser vista como uma normalização da taxa de penetração com relação aos parâmetros de perfuração.

O *Sigmalog* é a variação com a profundidade do fator sigma, também denominado “tensão total da rocha”. O fator Sigma leva em consideração os mesmos fatores do expoente  $d$  (Eq.2.26).

$$\sqrt{\sigma_t} = \frac{WOB^{0,5} N^{0,25}}{d_b ROP^{0,25}} \quad (2.26)$$

A equação acima é considerada com acurácia para 7.000 metros, sendo assim para profundidades maiores ou menores deve ser feita uma correção em relação à profundidade (Eq.2.27):

$$\sqrt{\sigma_t'} = \sigma_t + 0.028 \left( 7 - \frac{Z}{1000} \right) \quad (2.27)$$

onde  $\sqrt{\sigma_t'}$  é o valor corrigido para a profundidade entre 0 a 7.000 metros.

Se todas as condições forem perfeitas e o peso do fluido utilizado durante a perfuração possuir a mesma densidade da formação (pressão de poros), então seria suficiente plotar  $\sqrt{\sigma_t'}$  em função da profundidade, o que forneceria uma linha reta com a inclinação refletindo o aumento da compactação. Entretanto, como todo poço é perfurado em condições *nearbalance* ou *overbalance*, e no caso de uma perfuração em *overbalance* a *ROP* diminui, faz se necessário uma correção da Equação (2.28) considerando a correção do peso do fluido:

$$\sqrt{\sigma_o} = F_s \cdot \sqrt{\sigma_t} \quad (2.28)$$

onde  $\sqrt{\sigma_o}$  é o valor de sigma corrigido e  $F_s$  é o Fator de correção *overbalance*, conforme a apresentado pela Equação 2.29:

$$F_s = 1 + \frac{1 - \sqrt{(1 + n^2)\Delta P^2}}{n \Delta P} \quad (2.29)$$

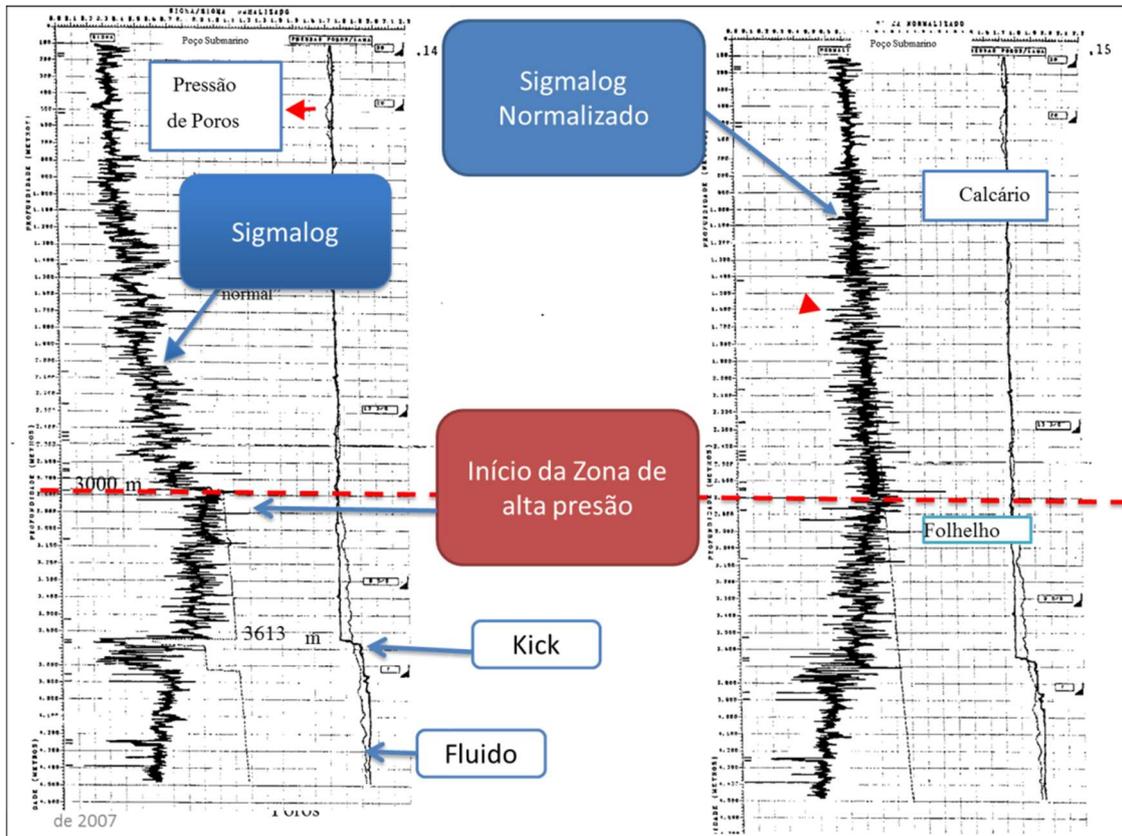
onde  $\Delta P$  é o diferencial de pressão do fluido de perfuração e o fluido da formação correspondente ao gradiente hidrostático normal e  $n$  é o Fator que expressa o tempo necessário para equalizar pressão das “amostras de calha” e a pressão do fluido. Este parâmetro é dependente da litologia e da porosidade das amostras de calha.

Se  $\sqrt{\sigma_t'} \leq 1$  (WOB baixo e ROP alto):

$$n = \frac{3.25}{640 \sqrt{\sigma_t'}} \quad (2.30)$$

Se  $\sqrt{\sigma_t'} > 1$  (WOB alto e ROP baixo):

$$n = \frac{1}{640} \left( 4 - \frac{0.75}{\sqrt{\sigma_t'}} \right) \quad (2.31)$$



**Figura 2.12:** Exemplo da utilização do *signalog* para detecção de zonas anormalmente pressurizadas na costa do Pará (Brasil) - (Adaptado por Rocha *et al*, 2006)

A Figura 2.12 apresenta um exemplo da utilização do *Signalog* para detecção de zonas anormalmente pressurizadas em um poço *offshore* perfurado na costa do Pará-Brasil. A tendência de redução do *Signalog* é um indicativo de zonas anormalmente pressurizadas.

Mouchet e Mitchell (1989) detalham outros modelos de perfuração utilizados na indústria de petróleo, que também são baseados de normalização da taxa de penetração e são utilizados para a quantificação da pressão de poros em tempo real. Constam como métodos descritos pelos autores, o *Nx* da *Exploration Logging*; o *LNDR* (*Log Normalised Drill Rate*) da *Baroid*; o *IDEL* (*Instantaneous Drilling Evaluation Log*), também

conhecido como Expoente A, da Andadrill, (Schlumberger) entre outros. Nesta tese serão apresentadas uma breve descrição sobre esses métodos.

### 2.7.6 Modelo de Combs

Combs (1968) propôs um modelo matemático empírico aplicado à folhelhos, incorporando ao expoente  $d$  os demais parâmetros que influenciam a taxa de penetração, como o desgaste sofrido pela broca ( $h$ ) e parâmetros hidráulicos. A representação do modelo segue conforme apresentado pela Equação (2.32), a seguir:

$$R = R_o \left( \frac{WOB}{d_b \cdot 3500} \right)^{a_w} \left( \frac{N}{200} \right)^{a_n} \left( \frac{Q}{d_b d_n 3} \right)^{a_q} f(\Delta P) f(h) \quad (2.32)$$

onde  $R$  é taxa de perfuração em *pé/hora*;  $W$  é o peso sobre broca em libras;  $d_b$  é o diâmetro da broca em polegadas;  $N$  é a rotação da coluna em *rpm*;  $Q$  a vazão em *gal/min*;  $d_n$  é o diâmetro dos jatos da broca (1/32");  $a_w, a_n, a_q$ , são os expoentes referentes ao peso sobre broca, rotação da coluna e vazão;  $f(\Delta P)$  é a função diferencial de pressão e  $f(h)$  é função do desgaste sofrido pela broca (calculado segundo a Equação 2.33).  $R_o$  é a perfurabilidade do folhelho que é definido como a taxa de penetração para uma broca nova operando com diferencial de pressão nulo, 3500 lb/polegadas de peso; 200 rpm de rotação e 3 *gpm* / (pol.1/32 pol) para o termo hidráulico.

$$h = \sum_{\text{corrida da broca}} \left( \frac{\Delta Z_i}{R_i} \right) \left( \frac{N_i}{200} \right) \quad (2.33)$$

onde  $R_i$  e  $N_i$  correspondem a taxa de penetração e a rotação para o intervalo de profundidade  $\Delta Z_i$ .

É importante ressaltar que essa metodologia foi aplicada em poços offshore na Lousiana, (Combs, 1968) e, no entanto, é recomendável no caso da utilização dos modelos em regiões distintas, a execução de análise estatística para reavaliação das constantes do modelo (Mouchet e Mitchell, 1989).

### 2.7.7 Modelo Nx

A *Exploration Logging of U.S.A., Inc.*, 1980 desenvolveu um modelo empírico de normalização da taxa de penetração, designado com *Nx (Normalized Expoent)*, também baseado na normalização da taxa de penetração, com a utilização de parâmetros de perfuração, conforme representado pela Equação (2.34). Diferentemente do expoente *dc* que assume uma relação linear com a taxa de penetração e rotação da coluna (*RPM*), o modelo *Nx* estabelece uma relação não linear entre esses parâmetros, com o incremento dos termos *RPM* efetiva e o desgaste da broca (*h*), de forma a refletir uma maior proximidade entre as interações da perfuração/formação (Exlog, 1980).

$$R = a \left( \frac{N}{100} \right)^\beta \left( \frac{W}{\beta} \right)^{\frac{N_x d_1}{d_2}} (h) \quad (2.34)$$

onde *a* é a constante litológica referente a rotação efetiva;  $\beta$  é o expoente rotação; e *Te (h)* é referente ao desgaste do dente da broca que pode variar de 0 a 1.

### 2.7.8 Modelo LNDR

O método Baroid's *Log Normalised Drill Rate* (perfil de taxa de perfuração normalizada) designado por LNDR, foi desenvolvido pela Baroid, baseado no modelo desenvolvido por Combs (1968) e Bourgoyne & Young (1973), incorporando ao expoente *d* alguns parâmetros como o desgaste sofrido pela broca (*h*), características hidráulicas, efeitos da compactação da rocha e diferencial de pressão.

Existem duas fórmulas para derivação da LNDR. A primeira leva em consideração os parâmetros hidráulicos e o desgaste sofrido pela broca, conforme descrito pela Equação (2.35) e a segunda, considera fatores como compactação, diferencial de pressão e tensão da matriz, conforme apresentado pela Equação (2.36).

$$LNDR = \log \left( \frac{R e^{1.1h}}{WN^{.6} J^{.15}} \right) \quad (2.35)$$

onde *R* é a taxa de penetração em pés/*h*; *W* é a função peso sobre broca, equivalente a  $klb/4 \times \text{diametro da broca (dente)}$ ; *N* é a função rotação da coluna, equivalente a *RPM/100*; *J* é a função de impacto dos jatos da broca, equivalente a

$lb/10 \times$  superfície da broca e  $h$  é a função desgaste dos dentes da broca, que pode assumir valores entre 0 a 1;

$$LNDR = a_0 - a_1 Z - a_2 Z (\rho_e - \rho_{P_p}) + \left( \frac{0,357 (\rho_{P_p} - \rho_{P_{pn}})}{16,4 - (\rho_{P_p} - \rho_{P_{pn}})} \right) \quad (2.36)$$

onde  $Z$  é a profundidade vertical em pés/1000;  $\rho_e$  é a densidade equivalente do fluido de perfuração em (lb/gal);  $\rho_{P_p}$  é pressão de poros da formação expresso em termos de densidade equivalente em lb/gal; e  $\rho_{P_{pn}}$  é a pressão de poros normal em libra por/gal, e  $a_0$ ,  $a_1$  e  $a_2$  são as constantes: 3,0, 0,1 e 0,156, respectivamente.

Segundo os reportado por Mouchet e Mitchell (1989), estes modelos empíricos e as constantes foram desenvolvidos com base em escala regional na região da Costa do Golfo, e, entretanto, existe um risco atribuído a utilização em outras áreas, requerendo assim estudo prévio.

### 2.7.9 Expoente A

O expoente "A", também conhecido como IDEL (*Instantaneous Drilling Evaluation Log*) ou "Registro Instantâneo de Avaliação de Perfuração" é um método computadorizado utilizado para calcular a pressão dos poros em tempo real, desenvolvido pela Anadrill/Schlumberger em 1978 (Zoller, 1978 *apud* Aldered *et al.*, 1978). O método consiste no estabelecimento de uma relação entre a energia gasta pela broca durante a perfuração de uma seção predeterminada de rocha, e a litologia, a porosidade e a pressão de poros (Mouchet e Mitchell, 1989). O programa calcula a resistência da rocha a partir dos parâmetros de superfície (peso sobre broca, rotação da coluna e taxa de penetração), e parâmetros hidráulicos, em conjunto com as características da fluido de perfuração e da formação, sendo projetado para sequências de folhelhos e arenitos (Martin, 1986). A perfurabilidade da rocha, é interpretada para estabelecer "um expoente" a partir do qual a pressão dos poros é deduzida e para calcular a porosidade (Mouchet e Mitchell, 1989).

## 2.8 Métodos de estimativa de pressão de poros em Carbonatos

Neste estudo foi feita uma abordagem sobre os principais métodos de estimativa de poros em rochas carbonáticas, uma vez que os casos aqui estudados compreendem este tipo de litologia.

Grande parte dos métodos de estimativas de pressão de poros são baseados na subcompactação como o principal mecanismo gerador de pressões anormais. Porém a compactação dos carbonatos é dada de forma diferenciada, visto durante a diagênese podem ocorrer transformações químicas e/ou físicas que acarretam na precipitação de sais (cimentação), reduzindo o espaço poroso, ou até mesmo dissolução de minerais, o que promove o aumento da porosidade da rocha. No entanto, uma vez que as rochas carbonáticas são mais rígidas e heterogêneas, elas podem apresentar pressões anormalmente altas sem nenhuma influência associada à porosidade. Sendo assim, a aplicação de métodos convencionais de estimativa de pressão de poros para rochas carbonáticas pode conduzir a estimativas equivocadas e potencialmente perigosas, inferindo um regime de pressão de poros normal ou subestimando a magnitude da pressão de poros em zonas com pressão de poros em excesso (Atashbari e Tingay, 2012).

A complexidade dos ambientes carbonáticos dificulta a estimativa de pressão de poros. No entanto, a caracterização do regime de pressão em rochas carbonáticas deve ser levado em consideração principalmente o contexto litoestratigráfico e a paleo-história da bacia, além do entendimento das propriedades mecânicas e elásticas dos carbonatos (Green *et al.*, 2016). Entretanto, embora muitos estudos ainda apontem a subcompactação como mecanismo gerador em carbonatos, ainda são necessárias pesquisas relacionadas a esta temática (Atshabari *et al.*, 2012).

Atualmente modelos baseados na teoria da poroelasticidade tem sido elaborados, uma vez que refletem uma relação quantitativa entre parâmetros físicos como porosidade e parâmetros elásticos da rocha. Atshabari *et al.*, (2012) propuseram um modelo para estimativa da pressão de poros, apresentado pela Equação (2.37), onde consideram qualquer variação no espaço poroso da rocha como função da compressibilidade do poro.

$$P_p = \left( \frac{(1 - \emptyset)c_b \sigma'}{(1 - \emptyset)c_b - c_b} \right)^{\gamma} \quad (2.37)$$

onde  $\emptyset$  é a porosidade da formação,  $\sigma'$  é tensão efetiva e  $c_b$  é a compressibilidade total ou *bulk* em  $psi^{-1}$ ;  $c_p$  é a compressibilidade do poro e  $\gamma$  é a constante empírica.

Posteriormente, Azaddpour et al., 2015 e Atshbari (2016) propuseram uma modificação no modelo representado pela Equação (2.37), baseado na compressibilidade do volume os poros, conforme mostrado na Equação (2.38), a seguir.

$$P_p = \left( \frac{(1 - \emptyset)c_p \sigma'}{(1 - \emptyset)c_b - \emptyset c_p} \right)^\gamma \quad (2.38)$$

O entendimento do regime de pressão de poros em ambientes carbonáticos exige análises específicas sobre história da bacia e do ambiente de deposição de sedimentos, além disso é uma área ainda pouco explorada na literatura, necessitando maiores pesquisas.

### 3. O MODELO OHARA

---

Ohara em 1989 desenvolveu um modelo estocástico para previsão da taxa de penetração (*ROP*), elaborado através da análise dimensional, dos principais parâmetros de perfuração que afetam a taxa de penetração, como apresentados a seguir:

• Peso sobre broca	$WOB$
• Velocidade de rotação da broca	$N$
• Diferencial de pressão poço-formação	$\Delta P$
• Profundidade	$Z$
• Força nos jatos de broca	$F_j$
• Tensão de compressão na broca	$S_c$
• Diâmetro da broca	$d_b$
• Altura do dente da broca	$h$

Assim como Ohara (1989), alguns autores como Maurer (1962), Warren (1986), Bourgoyne e Young (1974), Reza e Alcocer (1986), desenvolveram modelos para previsão da taxa de penetração, baseados nos fatores que exercem influência sobre este parâmetro. Entretanto, a notoriedade do modelo proposto por Ohara (1989) se deve ao fato de que o autor propôs a inclusão da resistência à compressão da rocha ( $S_c$ ) como um parâmetro significativo ao modelo de previsão da taxa de penetração. Este parâmetro é associado a litologia, e aumenta a significância do modelo, tendo em vista que uma formação menos consolidada, exige menor esforço à perfuração. Desta forma, um aumento na porosidade, diminui a resistência a compressão da rocha, aumentando a taxa de penetração (*ROP*).

#### 3.1 Elaboração do modelo

A análise dimensional dos parâmetros que afetam a taxa de penetração, foi realizada com base no teorema  $\pi$  de *Vaschy – Buckingham*. O conceito sobre este teorema, assim como a elaboração do modelo por análise dimensional estão detalhados no Apêndice A e B desta tese, respectivamente.

O modelo obtido pela aplicação do teorema  $\pi$  pode ser expresso conforme apresentado na Equação (3.1) a seguir:

$$\frac{dZ}{N D_b dt} = b_1 \left[ \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right)^{b_2} \left( \frac{\Delta P}{S_c} \right)^{b_3} \left( \frac{Z}{d_b} \right)^{b_4} \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right)^{b_5} \left( \frac{h}{d_b} \right)^{b_6} \right] \quad (3.1)$$

Para tornar alguns grupos adimensionais fisicamente compatíveis com a taxa de penetração, Ohara (1989) fez algumas modificações em seu modelo. Com relação ao parâmetro peso sobre broca (*WOB*), este exerce bastante influência sobre a taxa de penetração. Desta forma, Ohara (1989) considerou o termo  $\pi_2$  como logaritmo, como apresentado pela Equação (3.2), a seguir:

$$\pi_2 = \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right) \quad (3.2)$$

Devido ao decaimento da taxa de penetração (*ROP*), com o aumento do diferencial de pressão ( $\Delta P$ ) e com o aumento da profundidade, os grupos  $\pi_3$  e  $\pi_4$  foram modificados conforme apresentados pelas Equações (3.3 e 3.4), respectivamente,

$$\pi_3 = - \frac{\Delta P}{S_c} \quad (3.3)$$

$$\pi_4 = - \frac{Z}{d_b} \quad (3.4)$$

Ohara (1989) propôs também um ajuste no termo  $\pi_4$  devido este poder crescer muito em decorrência ao diâmetro da broca ser menor que 1 metro, tendo então como consequência um valor muito pequeno para o coeficiente  $b_4$ . Sendo assim, o autor experimentou relações que comprovassem a consistência de  $-Z/D_b$ , considerando os valores extremos, tanto para o diâmetro da broca quanto para profundidade. Contudo foi estabelecida a seguinte relação para o parâmetro  $\pi_4$ , como apresentado pela Equação (3.5), a seguir:

$$\pi_4 = 2 - \frac{Z}{d_b} 5 \times 10^{-5} \quad (3.5)$$

Da mesma forma que o peso sobre broca, a hidráulica influencia muito no rendimento da taxa de penetração, e desta maneira o autor também propôs o termo  $\pi_5$  como logaritmo, conforme apresentado pela Equação (3.6).

$$\pi_5 = \ln\left(\frac{F_j}{S_c d_b^2}\right) \quad (3.6)$$

O estudo proposto por Ohara (1989) foi relacionado à broca do tipo tricônica, e, conforme esta vai se desgastando, a taxa de penetração tende a diminuir. Sendo assim, o autor propôs o termo do desgaste do dente da broca ( $\pi_6$ ), conforme apresentado pela Equação (3.7), a seguir:

$$\pi_6 = -h/d_b \quad (3.7)$$

Com as considerações feitas, a equação final do modelo Ohara (1989) é dada conforme a Equação (3.8), a seguir:

$$\frac{dZ/dt}{N D_b} = \text{Exp}\left(b_1 + \ln\left(\frac{WOB}{S_c d_b^2}\right)^{b_2} + b_3\left(\frac{\Delta P}{S_c}\right) + b_4\left(2 - \frac{Z}{d_b} 5 \times 10^{-5}\right) + \ln\left(\frac{F_j}{S_c d_b^2}\right)^{b_5} + b_6\left(\frac{h}{d_b}\right)\right) \quad (3.8)$$

Aplicando-se a regra dos logaritmos onde  $\log_a b^c = c \log_a b$ , a Equação (3.8) pode ser escrita de forma linear, conforme apresentada pela Equação 3.9 a seguir:

$$\ln\left(\frac{dZ/dt}{N d_b}\right) = b_1 + b_2 \ln\left(\frac{WOB}{S_c d_b^2}\right) + b_3\left(\frac{\Delta P}{S_c}\right) + b_4\left(2 - \frac{Z}{d_b} 5 \times 10^{-5}\right) + b_5 \ln\left(\frac{F_j}{S_c d_b^2}\right) + b_6\left(\frac{h}{d_b}\right) \quad (3.9)$$

O modelo propõe como abordagem matemática a realização de uma de regressão múltipla dos parâmetros operacionais, visando à previsão da taxa de penetração para litologias e fases do poço estabelecidas. O modelo e é expresso conforme a Equação (3.10) apresentada a seguir:

$$\frac{ROP}{N \times d_b} = e^{(b_1 + \sum_{j=2}^6 X_j b_j)} \quad (3.10)$$

Na sua forma estocástica é definido conforme a Equação 3.11 apresentada a seguir,

$$\frac{ROP}{N \times d_b} = e^{(b_1 + \sum_{j=2}^6 X_j b_j + \varepsilon_i)} \quad (3.11)$$

onde  $b_i$  ( $i = 1, \dots, 6$ ) são os coeficientes a serem determinados por regressão linear;  $\varepsilon_i$  é o erro residual ou termo estocástico e  $X_j$  ( $j = 2, \dots, 6$ ) são as variáveis do modelo

(parâmetros de perfuração) definidos conforme a seguir. A variável  $X_2$  é referenciada como parâmetro *Peso sobre broca* e é definida segundo a Equação (3.12), a seguir,

$$X_2 = \ln \left[ \frac{\text{WOB}}{S_c \times d_b^2} \right] \quad (3.12)$$

onde  $S_c$  é a resistência à compressão da rocha expressa em psi, WOB é o peso sobre a broca expresso em Klbf e  $d_b$  é o diâmetro da broca expresso em polegadas. A variável  $X_3$  é referenciada como parâmetro *Diferencial de Pressão* e é definida segundo a Equação (3.13), a seguir

$$X_3 = -\frac{\Delta P}{S_c} \quad (3.13)$$

onde  $\Delta P$  é o diferencial de pressão entre a pressão no fundo do poço e a pressão de poros da formação, expresso em psi. A variável  $X_4$  é denominada como *Parâmetro de Compactação* e é representada segundo a Equação (3.14), a seguir:

$$X_4 = \left( 2 - \frac{Z}{d_b} \times 5 \cdot 10^{-5} \right) \quad (3.14)$$

onde  $Z$  é a profundidade do poço expressa em pés. A variável  $X_5$  é referente ao *Parâmetro Hidráulico da broca* e é representada segundo a Equação (3.15) a diante:

$$X_5 = \ln \left( \frac{F_j}{S_c \times d_b^2} \right) \quad (3.15)$$

sendo  $F_j$ , calculada pela Equação (3.16), apresentada a seguir,

$$F_j = 0,01823 \times C_d \times Q \times \sqrt{\rho_f \times \Delta P_b} \quad (3.16)$$

onde  $F_j$  é o parâmetro de hidráulica da broca expresso em libras,  $C_d$ : 0,95 é o coeficiente de descarga,  $Q$  é a vazão de bombeio (em gal/min),  $\rho_f$  é a densidade do fluido de perfuração (em lb/gal) e  $\Delta P_b$  é a perda de carga na broca (em pol<sup>2</sup>).

A perda de carga na broca, designada por  $\Delta P_b$ , é determinada segundo a Equação (3.17), onde  $A_t$  é área total de fluxo dos jatos da broca.

$$\Delta P_b = \frac{8,311 \times 10^{-5} \times \rho_f \times Q^2}{C_d^2 \times A_t^2} \quad (3.17)$$

e por fim,  $X_6$  é o parâmetro que mensura o efeito do *Desgaste dos dentes* da broca e  $h$  é uma constante que depende do tipo de broca tricônica. Este parâmetro é descrito conforme a Equação (3.18), apresentada a seguir,

$$X_6 = -\frac{h}{d_b} \quad (3.18)$$

Os coeficientes do modelo proposto por Ohara (1989), representado na sua forma linear expandida pela Equação 3.19, são determinados por regressão linear por mínimos quadrados. Visto que esses coeficientes podem ser estimados como valores negativos, o que não faz sentido físico, o autor estabeleceu limites inferiores e superiores para os coeficientes estimados  $b_3$  do modelo, no que se refere ao parâmetro diferencial de pressão. Essa consideração foi realizada igualando o parâmetro  $X_3$  (Eq. 3.13) referente ao parâmetro diferencial de pressão do modelo Ohara, com o parâmetro  $X_4$  (Eq. 3.19), referente ao parâmetro diferencial de pressão do modelo proposto por Bourgoyne e Young (1974), conforme representado apresentado pela Equação (3.20).

$$X_4 = Z (\rho_{P_p} - \rho_f) \quad (3.19)$$

$$Z (\rho_{P_p} - \rho_f) a_4 = \left( -\frac{\Delta P}{S_c} \right)^{b_3} \quad (3.20)$$

onde  $X_4$  é o parâmetro diferencial de pressão referente ao modelo de Bourgoyne e Young (1974);  $Z$  é a profundidade;  $\rho_{P_p}$  é pressão de poros, expressa em termos de densidade equivalente de fluido (*lb/gal*) e  $\rho_f$  é a densidade do fluido de perfuração;  $\Delta P$  é o diferencial de pressão e  $S_c$  é a tensão compressiva.

Visto que o diferencial de pressão é dado pela Equação (3.21), a seguir:

$$-\Delta P = \rho_{P_p} - \rho_f \quad (3.21)$$

Substituindo a Equação 3.21 na Equação 3.20, tem-se a Equação (3.22) em unidades do sistema internacional (SI):

$$\frac{Z}{3,281} (\rho_{P_p} - \rho_f) 119,9 a_4 = \frac{Z (\rho_{P_p} - \rho_f)}{S_c} b_3 \quad (3.22)$$

Cancelando os termos comuns, têm-se;

$$b_3 = 36,54 S_c a_4 \quad (3.23)$$

Para a determinação dos limites superiores e inferiores de  $b_3$ , estabelece-se a tensão compressiva média ( $\bar{S}_c$ ), a partir do cálculo da média dos valores da tensão compressiva ( $S_c$ ) no intervalo a ser feito a regressão múltipla, e a multiplica pelos valores mínimos ou máximos de  $a_4$ , conforme apresentado pelas Equações (3.24 e 3.25).

$$b_{3 \text{ mínimo}} = 36,54 \bar{S}_c a_{4 \text{ mínimo}} \quad (3.24)$$

$$b_{3 \text{ máximo}} = 36,54 \bar{S}_c a_{4 \text{ máximo}} \quad (3.25)$$

Para os demais coeficientes não foram impostas restrições, aceitando-se mesmo os coeficientes negativos.

### 3.3 Parâmetros intrínsecos às variáveis do Modelo Ohara.

Alguns dados serão utilizados para cálculos de variáveis das equações intrínsecas ao modelo Ohara (1989) Eq. (3.10), como é o caso da Força hidráulica ( $F_j$ ) representada pela Equação (5.3) e da tensão compressiva ( $S_c$ ), cuja determinação será ainda discutida neste capítulo.

#### 3.3.1 Força Hidráulica dos jatos de Broca

Conforme mencionado na Seção 3.16, para obtenção da variável  $F_j$ , que se refere a força hidráulica dos jatos de broca, é necessário o cálculo da perda de carga na broca, representada pela Equação (3.17). Esta é então calculada a partir dos registros da vazão de bombeio ( $Q$ ), área total de fluxo dos jatos ( $A_t$ ) e densidade do fluido de perfuração ( $\rho_m$ ).

### 3.3.2 Resistência à compressão da rocha

A tensão compressiva, ou resistência à compressão da rocha ( $S_c$ ), corresponde ao parâmetro mais importante do modelo proposto por Ohara (1989), sendo esse presente em três variáveis do modelo, representados pelas Equações (3.28, 3.29 e 3.31). A tensão compressiva é associada a porosidade da rocha, e conseqüentemente com a perfurabilidade. Tal fato indica que indica que quanto maior a porosidade da rocha, menor será a força necessária para perfurá-la, ou seja, menor será a tensão de compressão ( $S_c$ ) e conseqüentemente maior será a taxa de penetração ( $ROP$ ).

A resistência de compressão da rocha ( $S_c$ ) pode ser estimada por relações empíricas a partir de registros geofísicos associados a porosidade ( $\emptyset$ ), como é o caso da velocidade da onda compressional ( $V_p$ ), ou o inverso desta, que corresponde ao tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ). Existem inúmeros trabalhos citados na literatura que determinam a  $S_c$  a partir de parâmetros geofísicos. Seguindo essa vertente, Khan *et al.*, (2019) apresentam em seu estudo algumas das principais correlações empíricas utilizadas para estimativa da  $S_c$ , sendo estas apresentadas na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1:** Listagem das principais correlações empíricas para estimativa da tensão compressiva citadas na literatura.

Referencia	Correlação	Litologia
Militzer e Stoll (1973)	$S_c = (7682/\Delta t_c)^{1,82}/145$	Calcário / dolomita
Kahraman (2001)	$S_c = 9.95 V_p^{1,21}$	Litologias distintas
McNally (1987)	$S_c = 1200 e^{(-0,036\Delta t_c)}$	arenito
Freyburg (1972)	$S_c = 0.035 V_p - 31,15$	arenito
Chatterjee et al. (2013)	$S_c = 3.87 e^{(1,14 \times 10^{-10} \rho V_p^2)}$	arenito
Plumb (1994)	$S_c = 357 (1 - 2,8\emptyset)^2$	arenito
Moos et al (1999)	$S_c = 1,754 \times 10^{-9} \rho V_p^4 - 21$	arenito
Chang et al (2006)	$S_c = 1,438 \times 10^{-7} \Delta t_c$	arenito
Golubev e Rabinovich (1976)	$S_c = 10^{(2,44+109,14\Delta t_c)}/145$	Calcário / dolomita

Da mesma forma que Ohara (1989), neste estudo a estimativa da  $S_c$  será baseada no critério determinado por Mason (1984), que determina a  $S_c$  em função do tempo de trânsito cisalhante ( $\Delta t_s$ ), que por sua vez é obtido através dos registros sônicos, conforme representado pela Equação 3.26.

$$\Delta t_s = \left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^\alpha \quad (3.26)$$

onde  $\Delta t_s/\Delta t_c$  e  $\alpha$  são tabelados em função da litologia.

A tabela referente aos valores de  $\alpha$  em função da litologia esta apresentada no Apêndice C enquanto o código elaborado para a estimativa da tensão compressiva é apresentado no Apêndice D.

## 4. INFORMAÇÕES SOBRE OS DADOS

---

Neste estudo, serão utilizados dados de quatro poços do Pré-sal Brasileiro, aqui definidos como Poço A, Poço B, Poço C e Poço D. Todos os poços são provenientes do mesmo campo petrolífero, e os dados são referentes a intervalos perfurados de trechos do *reservatório*, caracterizados como sendo predominantemente *carbonáticos*. Neste capítulo serão abordadas algumas considerações com relação aos dados referentes a cada caso estudado.

### 4.1 Principais fonte de dados

As informações sobre as amostras utilizadas neste estudo são referentes a operação de perfuração, que podem ser oriundas de diversas fontes geradoras de dados. A Figura 4.1 apresenta uma breve descrição sobre as principais fontes de dados de perfuração utilizados neste estudo.

<b>BDP</b> Boletim diário de Perfuração	<ul style="list-style-type: none"><li>•Relatório diário com discretização textual (a cada meia hora) das operações realizadas durante a perfuração.</li></ul>
<b>Mudlogging</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Sistema de instrumentação na superfície composto por uma série de sensores instalados na sonda de perfuração para registro de algumas propriedades do poço; acompanhamento de parâmetros de perfuração; identificação da litologia a partir da análise de cascalhos; detecção de gases.</li></ul>
<b>MWD</b> ( <i>Measuring While Drilling</i> )	<ul style="list-style-type: none"><li>•sensores responsáveis pelo monitoramento no fundo do poço das propriedades mecânicas do poço e seus parâmetros geométricos (profundidade, inclinação e azimute)</li></ul>
<b>LWD</b> ( <i>Logging While Drilling</i> )	<ul style="list-style-type: none"><li>•Sistema que realiza a perfilagem da formação durante a perfuração, ou seja propiciam medidas indiretas sobre as propriedades físicas da formação</li></ul>
<b>PWD</b> ( <i>Pressure While Drilling</i> )	<ul style="list-style-type: none"><li>•Sistema que mede a pressão do fundo do poço, como pressão estática ESD (Equivalent Static Density) e a dinâmica ECD (Equivalent Circulating Density)</li></ul>

**Figura 4.1:** Descrição dos principais sistemas geradores de dados de perfuração

A discriminação dos dados utilizados além da simbologia adotada neste estudo são apresentadas na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1:** Dados de entrada necessários à estimativa da pressão de poros utilizando o modelo de perfuração proposto por Ohara (1989)

DADOS DE ENTRADA		
<b>Parâmetros da Broca</b>	Diâmetro da Broca	$d_b$
	Área total de fluxo dos jatos	$A_t$
<b>Parâmetros do Fluido de Perfuração</b>	Densidade	$\rho_f$
<b>Registros de <i>LWD</i></b>	Gamma Ray	$GR$
	Resistividade	$R_t$
	Densidade	$\rho$
	Tempo de trânsito compressional	$\Delta t_c$
<b>Registros de <i>Mudlogging</i></b>	Peso sobre Broca	$WOB$
	Rotação na Coluna	$N$
	Vazão de bombeio	$Q$
<b>Descrição Litológica da formação</b>	-	

Todos os poços são provenientes do mesmo campo petrolífero, e os dados são referentes a intervalos perfurados de trechos do reservatório, caracterizados como sendo predominantemente *carbonáticos*.

## 4.2 Informações sobre a perfuração

Na Tabela 4.2 estão apresentados um resumo sobre as informações disponibilizadas no *Boletim Diário de Operação (BDP)* a respeito de cada dado (Poço) estudado. Uma das principais informações a ser considerada, se refere ao fato da não ocorrência de problemas associados à estabilidade do trecho de reservatório perfurado. Não foi relatado indício de *kicks*, ou qualquer outro problema associado a um regime anormal de pressão dos reservatórios perfurados em questão. Entretanto, levando-se em consideração que o peso do fluido de perfuração utilizado em todos os casos estudados corresponde a valores próximos a  $10 \text{ lb/gal}$  ( $1,2 \text{ g/cm}^3$ ) espera-se estimar a pressão de poros de poros em até aproximadamente  $0,5 \text{ lb/gal}$  inferior.

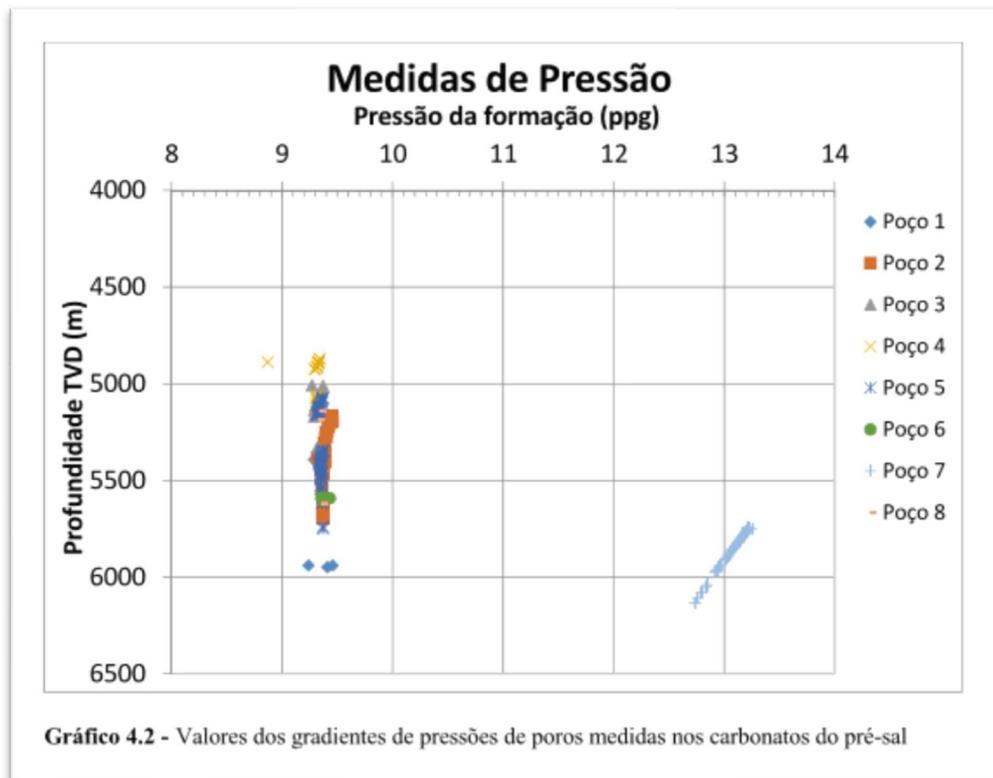
**Tabela 4.2:** Informações características da perfuração dos intervalos referentes a cada poço estudado

POÇO	A	B	C	D
<b>Intervalo Perfurado (m)</b>	5030-5270	5020-5214	5117-5311	5060-5245
<b>Diâmetro do poço (polegadas)</b>	8 ½	12 ¼	8 ½	12 ¼
<b>Trajectoria</b>	Vertical	Vertical	Vertical	Vertical
<b>Tipo de broca</b>	PDC	PDC	PDC	PDC
<b>Litologia predominante</b>	Calcário	Calcário	Calcário	Calcário
<b>Peso do fluido de perfuração (lb/gal)</b>	10	10,1	10,1	10
<b>Regime de Pressão de Poros (lb/gal)</b>	Normal	Normal	Normal	Normal

Informações sobre testes de pressão da formação realizados nos poços estudados não foram disponibilizadas para este estudo, o que impossibilitou a calibração do método de pressão de poros aqui proposto. Entretanto existe na literatura informações sobre testes de pressão já realizados em poços do mesmo campo petrolífero. Silva (2006), apresentou em seu estudo, registros de aproximadamente 250 medidas diretas de pressão<sup>9</sup>, tomadas em 7 poços referentes aos reservatórios carbonáticos do *Pré-sal*, conforme apresentado pela Figura 4.2. Nota-se que a unidade exibida no gráfico para pressão da formação é *ppg*, ou seja, *pounds per gallon*, que é equivalente à libra por galão (*lb/gal*).

Na área estudada por Silva (2016) foi possível determinar dois cenários de pressão de poros: uma com pressão de poros levemente pressurizada ( $9,0 \text{ ppg} < P_p < 9,6 \text{ ppg}$ ) e outra com pressão anormalmente alta ( $P_p > 12 \text{ ppg}$ ). Sendo assim esses valores também serão utilizados como referência neste estudo.

<sup>9</sup> Não foi especificado a natureza da medição utilizada



**Figura 4.2:** Pressão de Poros determinados por medições diretas em reservatórios carbonáticos do *Pré-sal* brasileiro (apresentado por Silva, 2006)

### 4.3 Descrição estatística das amostras

Nesta seção serão apresentados para cada caso estudado uma descrição preliminar do conjunto dos registros de perfuração utilizados, através de um sumário estatístico. No Apêndice I e J estão apresentados os perfis destes registros em função da profundidade.

#### 4.3.1 Caso 1 - POÇO A

Na Tabela 4.3 estão apresentados os resultados da estatística descritiva relacionados ao conjunto de dados referentes ao Caso 1 (Poço-A). Com relação aos resultados referentes ao desvio padrão, as variáveis  $N$ ,  $WOB$  e  $GR$  exibiram os maiores resultados, inferindo uma maior volatilidade dessas variáveis em relação as demais. Um comportamento contrário é observado para as variáveis  $\rho$ ,  $ROP$  e  $Q$ , visto que essas exibiram valores inferiores para esta medida.

**Tabela 4.3:** Resumo estatísticos das variáveis utilizadas nos modelos de regressão referentes ao Poço -A

	Parâmetros de Perfuração				Registros de LWD			
	<i>ROP</i> (m/h)	<i>WOB</i> (klb)	<i>N</i> (rpm)	<i>Q</i> (gpm)	$\Delta t_c$ ( $\mu s/p\acute{e}$ )	<i>GR</i> (API)	<i>R<sub>t</sub></i> (ohm.m)	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )
Média	3,70	24,43	87,48	507,18	74,35	28,26	5,50	2,50
Mediana	3,78	24,70	81,88	508,00	74,45	28,86	4,71	2,50
Máximo	7,71	47,19	154,58	508,40	89,60	61,51	43,90	2,69
Mínimo	1,68	11,02	57,12	497,27	63,88	13,12	1,91	2,36
Desvio Padrão	1,15	5,42	17,16	2,31	4,74	8,25	3,50	0,062
Número de Observações	240	240	240	240	240	240	240	240

#### 4.3.2 Caso 2 - POÇO B

Os resultados do resumo estatístico das variáveis referentes ao poço B estão apresentadas na Tabela 4.4. Os resultados revelam uma maior volatilidade para a variável  $R_t$  em relação as demais, devido alto valor para o desvio padrão obtido. A menor medida para este parâmetro se refere a variável  $\rho$ , exibindo pouca volatilidade em relação as demais variáveis visto que os valores para esta variável oscilaram entre 2,43 a 2,72 g/cm<sup>3</sup>.

**Tabela 4.4:** Resumo estatísticos doas variáveis utilizadas nos modelos de regressão referentes ao Poço-B

	Parâmetros de Perfuração				Registros de LWD			
	<i>ROP</i> (m/h)	<i>WOB</i> (klb)	<i>N</i> (rpm)	<i>Q</i> (gpm)	$\Delta t_c$ ( $\mu s/p\acute{e}$ )	<i>GR</i> (API)	<i>R<sub>t</sub></i> (ohm.m)	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )
Média	2,54	49,18	103,87	772,27	61,28	20,52	414,32	2,58
Mediana	2,16	51,51	100,95	778,60	59,26	16,80	84,47	2,58
Máximo	7,29	58,7	152,58	780,98	86,01	66,12	2000,00	2,72
Mínimo	1,04	25,89	57,12	747,00	49,23	7,94	2,78	2,43
Desvio Padrão	1,25	7,42	24,06	12,75	8,50	11,16	530,67	0,0072
Número de Observações	194	194	194	194	194	194	194	194

### 4.3.3 Caso 3 - POÇO C

Os resultados do resumo estatístico referentes ao Poço C estão apresentados na Tabela 4.5. Os resultados exibem uma maior volatilidade para a variável  $R_t$ , onde esta apresenta um valor alto para o desvio padrão de 269,8, tendo os seus registros variando de um mínimo de aproximadamente 146 *ohm.m* a um máximo de 1766 *ohm.m*. As variáveis  $\rho$  e ROP exibem pouca volatilidade com valores baixos para o desvio padrão de 0,095 e 1,44, respectivamente.

**Tabela 4.5:** Resumo estatísticos das variáveis utilizadas nos modelos de regressão referentes ao Poço-C.

	Parâmetros de Perfuração				Registros de LWD			
	<i>ROP</i> (m/h)	<i>WOB</i> (klb)	<i>N</i> (rpm)	<i>Q</i> (gpm)	$\Delta t_c$ ( $\mu s/p\acute{e}$ )	<i>GR</i> (API)	$R_t$ (ohm.m)	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )
Média	3,21	44,73	87,98	763,31	68,90	28,76	146,63	2,59
Mediana	2,92	44,95	81,38	750,70	64,41	26,78	23,27	2,61
Máximo	7,29	56,25	154,58	780,98	93,01	98,65	1766,85	2,73
Mínimo	1,51	26,34	57,12	747,01	49,86	8,47	1,97	2,30
Desvio Padrão	1,44	7,26	19,67	15,27	11,18	13,49	269,68	0,095
Número de Observações	195	195	195	195	195	195	195	195

### 4.3.4 Caso 4 - POÇO D

Na Tabela 4.6 estão apresentados os resultados referentes a estatística descritiva do Poço D. Os elevados valores associados ao desvio padrão para a variável  $R_t$ , confere alta volatilidade à esta variável. É observado um valor mínimo de aproximadamente 2 *ohm.m* para um máximo de 1674 *ohm.m*. Já as variáveis menos voláteis são associadas a  $\rho$ , ROP e  $\Delta t_c$  com valores de desvio padrão de 0,094, 1,47 e 4,20, respectivamente.

**Tabela 4.6:** Resumo estatísticos das variáveis utilizadas nos modelos de regressão referentes ao Poço-D.

	Parâmetros de Perfuração				Registros de LWD			
	<i>ROP</i> ( <i>m/h</i> )	<i>WOB</i> ( <i>klb</i> )	<i>N</i> ( <i>rpm</i> )	<i>Q</i> ( <i>gpm</i> )	$\Delta t_c$ ( $\mu s/p\acute{e}$ )	<i>GR</i> ( <i>API</i> )	<i>R<sub>t</sub></i> ( <i>ohm.m</i> )	$\rho$ ( <i>g/cm<sup>3</sup></i> )
Média	3,94	41,14	181,58	659,14	57,45	20,10	417,57	2,57
Mediana	3,63	43,44	186,80	674,33	57,38	18,77	160,15	2,58
Máximo	7,00	54,46	190,30	678,53	65,92	53,00	1674,45	2,77
Mínimo	1,51	11,25	127,5	499,21	47,71	7,85	2,18	1,79
Desvio Padrão	1,47	8,27	11,21	24,12	4,20	8,16	457,64	0,094
Número de Observações	184	184	184	184	184	184	184	184

## 5. METODOLOGIA

---

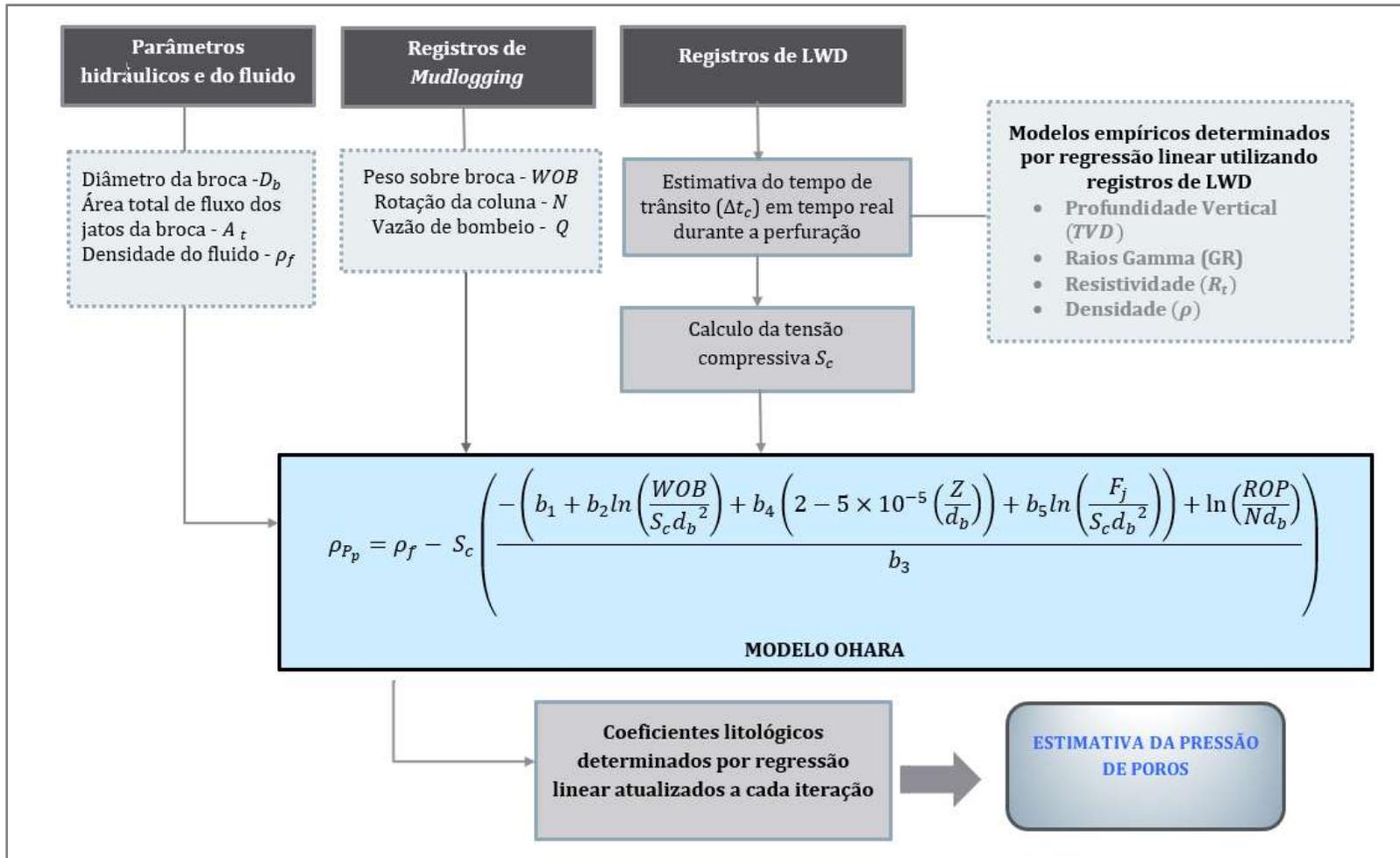
### 5.1 Panorama geral da metodologia

A metodologia proposta nesta tese consiste na elaboração de um modelo estocástico para estimar a pressão de poros durante a perfuração, sendo esta determinada na profundidade da broca, ou seja, na profundidade atual de perfuração, com a utilização do modelo proposto por Ohara (1989). Contudo esse estudo propõe a elaboração de um modelo dinâmico, determinado através do método de regressão linear, com a conjugação dos dados de parâmetros de perfuração, obtidos através dos registros diretos de *Mudlogging e MWD (Measuring While Drilling)*, com os registros elétricos provenientes dos sensores de *LWD (Logging while Drilling)*.

Neste estudo será adotado o modelo de perfuração proposto por Ohara (1989), que além de utilizar os dados de perfuração, também utiliza a tensão compressiva da rocha, que pode ser determinada indiretamente por registros oriundos de ferramentas de *LWD* que infiram a porosidade, como é o caso do sensor sônico. Entretanto, atualmente não existe na indústria do petróleo ferramentas de *LWD* que promovam registros sônicos na profundidade da broca, e com isso, o principal desafio a ser alcançado consiste na determinação dos registros acústicos de tempo de trânsito compressional nessa profundidade.

A metodologia adotada será apresentada em duas partes, onde inicialmente serão exibidos diferentes modelos elaborados para estimativa do tempo de trânsito compressional em tempo real, a partir de registros de *LWD*, determinados por regressão linear; enquanto a segunda parte consiste na estimativa da pressão de poros em tempo real, com a utilização do modelo de perfuração proposto por Ohara (1989). Para cada qual, serão apresentadas as descrições dos métodos adotados e posterior resultados obtidos e análise dos mesmos.

Um resumo geral sobre a metodologia adotada neste estudo é elucidado no fluxograma a seguir, apresentado pela Figura 5.1.



**Figura 5.1:** Resumo da metodologia aplicada para a estimativa do pressão de poros com utilização do modelo proposto por Ohara (1989).

## 5.2 Ferramentas Estatísticas

Ferramentas estatísticas foram utilizadas no intuito de avaliar os modelos apresentados neste estudo. Aqui foram avaliadas a significância estatística dos parâmetros dos modelos de regressão estimados, assim como foram verificados os pressupostos estatísticos básicos para a determinação dos modelos pelos métodos dos mínimos quadrados ordinários (MQO): normalidade; não auto correlação; homocedasticidade e multicolinearidade.

Para a determinação e testes estatístico de hipóteses foi utilizado o software econométrico *Eviews*, na sua versão 9.0.

## 5.3 Análise de Regressão Linear

O modelo geral de regressão linear múltipla é uma técnica econométrica utilizada em geral para avaliar a relação existente entre uma variável dita dependente e duas ou mais variáveis designadas independentes, ou explicativas, como observam Hair J.R., *et al.* 2009). O modelo de regressão linear múltipla pode ser representado segundo a Equação (5.1), apresentada a seguir.

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} \dots + \beta_n X_{ni} + \varepsilon_i \quad (5.1)$$

onde  $Y_i$  representa a  $i$ -ésima informação da variável dependente;  $X_{1i}, X_{2i}, \dots, X_{ni}$ , as  $i$ -ésimas informações das variáveis explicativas;  $\varepsilon_i$  corresponde ao erro experimental ou termo estocástico, e  $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ , são os coeficientes ou parâmetros do modelo de regressão.

## 5.4 Pressupostos estatísticos Básicos

Como observado em Gujarati e Porter (2011), a qualidade da estimação dos modelos de regressão linear pelo método dos mínimos quadrados, dependem dos pressupostos básicos anunciados no Teorema de *Gauss-Markov*: normalidade, não autocorrelação, homocedasticidade e multicolinearidade. Esses pressupostos são detalhados a seguir.

#### 5.4.1 Normalidade

Para a estimação eficiente dos parâmetros do modelo de regressão, os resíduos da estimação devem possuir uma distribuição normal com média zero e variância constante. Assim na avaliação do pressuposto da normalidade procura-se verificar se a distribuição dos resíduos segue uma distribuição normal de probabilidade. Esse pressuposto pode ser avaliado de várias formas, dentre essas: através dos gráficos de distribuição dos resíduos ou termos estocásticos, pelos coeficientes de *assimetria* e *curtose* significativos. (Torman *et. al.*, 2012). Uma vez violado esse pressuposto os testes *t* e *F* não são aplicáveis.

Neste estudo, a normalidade das variáveis será avaliada pela análise dos histogramas dos resíduos da estimação, ou seja, através da semelhança com uma variável aleatória normal. Além disso serão utilizados os resultados dos testes de *Jarque Bera* (*JB*), cujo cálculo é determinado segundo a Equação (5.2). Segundo o critério de *JB* quanto mais próximo de 0 (zero) maior a probabilidade de a distribuição ser normal (Gujarati e Porter, 2011).

A estatística de teste *Jarque Bera* é dada pela seguinte expressão:

$$JB = n \left( \frac{S^2}{6} + \frac{(C - 3)^2}{24} \right) \quad (5.2)$$

onde *n* é o tamanho da amostra, *S* é a simetria e *C* é a curtose. A estatística de *JB* segue uma distribuição qui-quadrado com 2 graus de liberdade.

#### 5.4.2 Não Autocorrelação

A autocorrelação ocorre quando os resíduos obtidos na estimação do modelo de regressão linear estão relacionados entre si, ou seja, a presença da autocorrelação não permite aceitar a hipótese da eficiência das estimativas dos parâmetros do modelo. Além disso o desvio padrão cresce tornando a estatística *t* baixa, o que torna as estimativas dos parâmetros não significativas.

Dentre os procedimentos estatísticos para verificar a presença de autocorrelação, o mais empregado é o teste de *Durbin-Watson* (*DW*), que também será utilizado neste trabalho. Este teste avalia a existência associação entre cada um dos resíduos e o resíduo correspondente ao período de tempo imediatamente anterior (Levine *et. al.*, 2015). A Equação (5.3) define a estatística de *DW*.

onde  $e_i$  é o resíduo para o período de tempo  $i$ . A estatística de DW é comparada com

$$DW = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2} \quad (5.3)$$

informações de uma tabela específica construída em intervalos, como observado em Gujarati e Porter (2011). Em geral, quando não existe a ocorrência de associação entre os resíduos o valor para o teste se aproxima de 2 (dois) e na ocorrência de uma associação positiva os valores se aproximam de 0 (zero) enquanto e em uma associação negativa os valores são superiores à dois (2),

### 5.4.3 Homocedasticidade

A homocedasticidade ou igualdade de variâncias dos termos estocásticos, ou seja, variância dos resíduos da estimação constante, independentes das variáveis explicativas ( $X_1, X_2, \dots, X_n$ ). Deste modo, a variabilidade dos valores da variável dependente é a mesma quando as independentes assumem um valor alto ou um valor baixo, como observado por Levine, M. *et al.*, (2015). Com a violação desse pressuposto as estatísticas  $t$  e  $F$  são viesadas ou tendenciosas, não permitindo testes de significância aceitáveis dos parâmetros do modelo.

Neste estudo para avaliação da presença de homocedasticidade será verificada pelo teste de *White*, que pode ser detalhado em Gujarati e Porter, (2011).

### 5.4.4 Multicolinearidade

A multicolinearidade ocorre quando as variáveis independentes do modelo apresentam relações lineares exatas ou aproximadamente exatas. A presença da multicolinearidade pode subestimar os valores de  $R^2$  e  $F$  elevados, o que inviabiliza a análise da significância dos coeficientes.

Uma das análises mais utilizados para avaliação da presença da multicolinearidade é a verificação fator de Inflação da Variância (*FIV*), que mede o quanto da variância de cada coeficiente de regressão do modelo incrementa quando as variáveis independentes estão correlacionadas (Gujarati e Porter, 2011). Este fator é definido conforme apresentado pela Equação (5.4).

onde  $FIV_j$  representa o Fator de Inflação da Variância;  $r_i^2$  representa o coeficiente de

$$FIV_i = \frac{1}{1 - r_i^2} \quad (5.4)$$

determinação parcial de  $X_i$  em relação as demais variáveis  $X_i$  com ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

Para os casos em que a Multicolinearidade é elevada, ou seja, quando  $X_i$  se encontra altamente correlacionado com as demais variáveis  $X$ , o valor do  $r^2$  assume valores próximos a unidade, fazendo com que os resultados de  $FIV$  também sejam elevados. A multicolinearidade será avaliada por valores para o  $FIV$  próximos ou acima de 5 (cinco).

## 5.5 Critérios dos Modelos Estimados

Para avaliação da precisão das estimativas realizadas assim como a determinação dos modelos apropriados, foram realizadas comparações métricas estatísticas. Assim, além da comparação gráfica, foram utilizadas as seguintes métricas: desvio médio absoluto (DMA); erro quadrático médio (EQM) e erro médio absoluto percentual (MAPE); Essas métricas são apresentadas adiante pelas Equações (5.5), (5.6) e (5.7) respectivamente. Nas equações,  $y_t$  é igual ao valor real ou observado,  $\hat{y}_t$  é igual ao valor ajustado ou estimado, e  $n$  é igual ao número de observações.

$$DMA = \frac{\sum_{t=1}^n |y_t - \hat{y}_t|}{n} \quad (5.5)$$

$$EQM = \frac{\sum_{t=1}^n (y_t - \hat{y}_t)^2}{n} \quad (5.6)$$

$$MAPE = \frac{\sum_{t=1}^n \left| \frac{y_t - \hat{y}_t}{y_t} \right|}{n} \quad (5.7)$$

Além das medidas de ajuste, também foram determinados o coeficiente de correlação de Pearson<sup>10</sup>, definido pela Equação (5.8), para mensurar a intensidade de associação duas entre as variáveis ( $x$  e  $y$ ).

---

<sup>10</sup> O coeficiente de correlação para dados populacionais é definido como  $\rho$  e para dados amostrais como  $r$

$$r = \frac{cov(x, y)}{S_x S_y} \quad (5.8)$$

onde  $cov(x, y)$  é a covariância entre as variáveis  $x$  e  $y$  e  $S_x$  e  $S_y$  são os desvios-padrão das variáveis  $x$  e  $y$  na amostra, dados por:

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (5.9)$$

$$S_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{n - 1}} \quad (5.10)$$

Utilizando a definição explicitada pela Equação (5.11), pode-se escrever o coeficiente de correlação de Pearson, ou coeficiente momento-produto da seguinte forma:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{S_{xy}}{\sqrt{S_{xx} S_{yy}}} \quad (5.11)$$

O coeficiente de correlação de linear de Pearson é adimensional e varia entre +1 e -1. Deve-se frisar, entretanto que, muitas vezes um alto valor de coeficiente de correlação, embora estatisticamente significativo, pode não implicar qualquer relação de causa e efeito, mas simplesmente a associação que as variáveis apresentam quanto à sua variação conjunta.

Como o coeficiente de correlação  $r$  se trata de uma estimativa do coeficiente de correlação populacional  $\rho$ , deve-se verificar a significância estatística da estimativa. Sendo assim, no intuito de verificar a significância estatística dos coeficientes de correlação, foram realizados testes estatísticos de hipótese. Neste caso a hipótese nula enuncia que o coeficiente de correlação da população ( $\rho$ ) seja igual a zero, ou inexistente população. Desse modo o teste estatístico pode ser formulado da seguinte forma:

$$H_0: \rho = 0 \text{ (correlação não possui significância estatística)}$$

$$H_1: \rho \neq 0 \text{ (correlação)}$$

A Equação (5.12) define a estatística de teste para determinar a existência de um coeficiente de correlação estatisticamente significativa.

$$t_{student} = \frac{\rho}{\sqrt{\frac{1 - r^2}{n - 2}}} \quad (5.12)$$

A estatística do teste segue uma distribuição t de *student* com  $n - 2$  graus de liberdade, onde  $n$  é o número de observações ou tamanho da amostra.

Nesse tipo de teste estatístico o valor de significância, em geral, é de 5%. Assim se a estatística de teste, dada pela Eq. 3.41 for maior do que o valor crítico para a confiança de 95%, a hipótese nula é rejeitada, sendo o coeficiente de correlação estimado estatisticamente significativo.

Nas estimativas dos modelos lineares o coeficiente de explicação ou determinação ( $r^2$ ) é estimado no modelo através da análise de variância ou estimado através do coeficiente de correlação  $r$ , tendo desta forma mais uma medida de ajuste.

## 6. ESTIMATIVA DO TEMPO DE TRÂNSITO EM TEMPO REAL

---

Este estudo propõe a estimativa da pressão de poros durante a perfuração através da utilização do modelo de perfuração proposto por Ohara (1989). Conforme descrito no Capítulo 3, para aplicação do modelo é imprescindível o conhecimento do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) para estimar a tensão compressiva da rocha ( $S_c$ ), visto que esta variável é pertinente à três parâmetros do modelo, representados pelas Equações 3.28, 3.29 e 3.31.

O tempo de trânsito ( $\Delta t$ ) é registrado através do perfil sônico, também denominado perfil acústico. Este perfil fornece informações sobre a velocidade em que uma onda elástica se propaga através da formação. Na indústria do petróleo, principalmente em operações de avaliação de formações, é usual esse registro ser expresso pelo tempo de trânsito  $\Delta t$  em  $\mu s/ft$ , que é equivalente ao inverso da velocidade. Além do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ), esse perfil registra o tempo de trânsito cisalhante ( $\Delta t_s$ ), entretanto este trabalho será restrito somente ao  $\Delta t_c$ , tendo em vista que as ondas cisalhantes não se propagam nos fluidos.

O perfil sônico pode ser registrado tanto por ferramentas de *Logging While Drilling* (LWD) ou por perfilagem elétrica a cabo. Entretanto, neste trabalho, por se tratar de uma estimativa realizada em tempo real, os registros petrofísicos serão oriundos dos sensores LWD.

A estimativa do dado sônico em tempo real, na profundidade da broca, será proposta através de modelos estocásticos determinados por regressão linear e para determinação destes modelos serão utilizados como variáveis explicativas os registros de LWD como *Gamma Ray*, resistividade, densidade e registros da profundidade vertical.

Modelos estocásticos desenvolvidos através de regressão linear são utilizados principalmente para parametrizar a comportamento das propriedades físicas da rocha. Entretanto, usualmente, a primeira etapa na elaboração destes modelos consiste em determinar qual parâmetro (ou na combinação destes) exerce maior influência na variação da propriedade física sob investigação. Subsequentemente, o modelo matemático em questão é desenvolvido para quantificar a contribuição das variáveis escolhidas na variação da propriedade física de interesse. De acordo com Gujarati e Porter (2011), esta

análise é uma medida que permite determinar a força da relação entre a variável dependente, em função de uma ou mais variáveis explicativas, estimando assim a média ou valor médio das variáveis baseadas nos valores conhecidos de outras variáveis.

## 6.1 Variáveis petrofísicas

A determinação das variáveis petrofísicas utilizadas nos modelos elaborados neste estudo de estimativa de  $\Delta t_c$ , foi feita com base em uma possível associação física entre as variáveis, ou seja, na influência que essas variáveis exercem na propagação das ondas elásticas através da formação, ou no tempo de propagação dessas ondas.

Vários pesquisadores já estudaram a dependência da velocidade sísmica em função de outros parâmetros petrofísicos. Entretanto, aqui será mencionado alguns dos mais relevantes trabalhos reportados na literatura, como Faust (1953), que mostrou a dependência de  $\Delta t_c$  em função da profundidade (Equação 6.1)

$$V_p = \gamma(Z F)^{1/6} \quad (6.1)$$

onde  $V_p$  é a velocidade compressional,  $Z$  é a profundidade,  $\gamma$  parâmetro empírico e  $F$  is é o fator de formação, que é dado pela Equação 6.2.

$$F = R_0/R_w \quad (6.2)$$

onde  $R_0$  é a resistividade da rocha saturada com água e  $R_w$  é a resistividade da água.

Wyllie *et al.*, (1956-1958) apresentou uma significativa contribuição, propondo um modelo para descrever a relação entre  $V_p$  e a porosidade ( $\emptyset$ ), composição mineralógica e fluido saturante (Equação 6.3)

$$\frac{1}{V_p} = \frac{(1 - \emptyset)}{V_m} + \frac{\emptyset}{V_f} \quad (6.3)$$

onde  $\emptyset$  é a porosidade,  $V_m$  é velocidade da matriz mineral e  $V_m$  velocidade do fluido.

Gardner (1974) propôs um modelo empírico, mostrando a interdependência entre a velocidade da rocha e densidade.

$$\rho = 1,74 V_p^{0,25} \quad (6.4)$$

onde  $V_p$  é expresso em pés e  $\rho$  em  $g/cm^3$ .

Raymer et al. (1980), Han et al. (1986) e, Castagna et al (1993), propuseram o conteúdo de argila como um dos parâmetros que influenciam a velocidade sísmica, sendo este parâmetro determinado através dos registros de *gamma ray* ( $GR$ ) através do modelo empírico apresentado por Larinov's (1969), conforme descrito pela Equação 6.5, a seguir:

$$V_c = 0,083( 2^{3,70*IGR} - 1) \quad (6.5)$$

$$IGR = \frac{GR_i - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (6.6)$$

onde  $V_c$  é o volume de argila,  $IGR$  é o índice *gamma ray* (Equação 6.6) ,  $GR_i$  valor medido no ponto em questão,  $GR_{min}$  e  $GR_{max}$  , são os valores mínimos e máximos medidos.

Seguindo a premissa da dependência sísmica em função de outros parâmetros petrofísicos, abordagens inovadoras como redes neurais, lógica fuzzy e algoritmos genéticos, têm sido aplicadas para a previsão das propriedades físicas das rochas. Muitos autores já apresentaram uma estimativa da velocidade sísmica através dessas abordagens, alcançando resultados satisfatórios. (Eskandari *et al.*, 1981; Rezaee *et al.*, 2007; Maoazedian *et al.*, 2011; Rajabi, *et al.*, 2010; Zoveidavianpoor *et al.*, 2013; Zoveidavianpoor, 2014; Kieu *et al.*, 2018)

Neste trabalho, foram utilizadas como variáveis dos modelos determinados a profundidade vertical ( $TVD$ ), associada à compactação da rocha, visto que quanto maior a profundidade maior é a compactação, devido ao peso das camadas sobrepostas; os registros de *Gamma Ray* ( $GR$ ), associados a um possível conteúdo de argila na formação, visto que a argila contida na rocha pode diminuir o tempo de propagação da onda elástica; os registros de *resistividade* ( $R_t$ ), associados a um possível conteúdo de fluidos nos poros da rocha; e por fim, os registros de densidade ( $\rho$ ), relacionado a porosidade da formação visto que uma rocha mais densa, tende ser menos porosa

Um resumo desses parâmetros petrofísicos que serão utilizados nos modelos de previsão do tempo de trânsito compressional estão apresentados na Tabela 6.1.

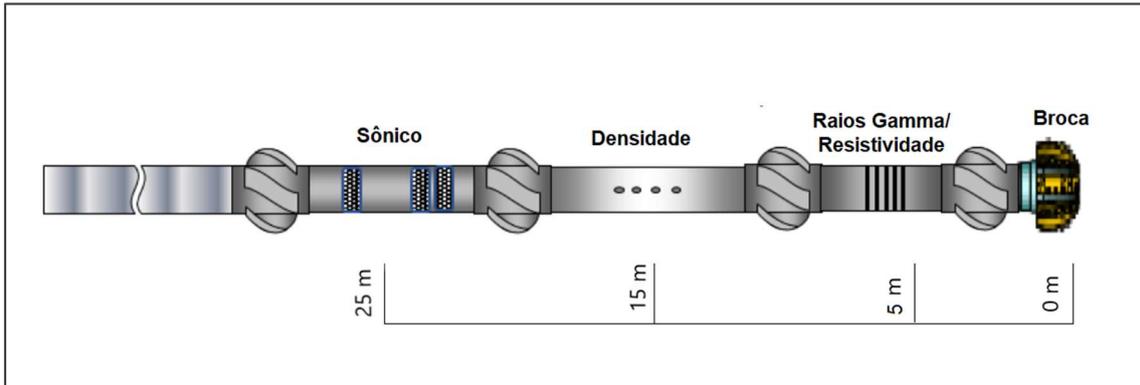
**Tabela 6.1:** Parâmetros petrofísicos utilizados variáveis explicativas ao modelo elaborado por regressão linear para estimativa do tempo de trânsito

Propriedade Petrofísica	Variável (Registro de LWD)	Representação
Compactação	Profundidade Vertical	$TVD$
Argilosidade	Gamma Ray	GR
Tipo de Fluidos	Resistividade	$R_t$
Porosidade	Densidade	$\rho$

## 6.2 Configuração dos sensores na coluna de perfuração

Este estudo visa a predição da pressão de poros em tempo real na profundidade em que a formação está sendo perfurada, ou seja, na profundidade da broca, no intuito de corroborar na identificação de zonas de pressão anormal. Visto que esta condição pode ser avaliada através de modelos empíricos determinados a partir de registros sônicos, este trabalho propõe como etapa importante que é a determinação do tempo de trânsito compressional durante a perfuração, na profundidade da broca. Entretanto, atualmente, ainda não existe, na indústria petrolífera, ferramentas de *LWD* que registre o tempo de trânsito na profundidade em que a broca está perfurando. O sensor sônico usualmente é posicionado muito acima da broca na coluna de perfuração. Isto se deve ao fato de o sinal acústico ser muito sensível a ruídos ocasionados durante a perfuração, que são oriundos de vibrações do tipo lateral, axial e torsional, possivelmente causadas pelo atrito da broca, motor de fundo, alargadores, turbinas, etc., conforme reportado pelos autores Chatar e Blyth (2011). Esses autores sugerem como adequado, uma distância mínima entre o sensor sônico e a broca de 40 pés (12.19 metros) para formações pouco consolidadas, e de 60 pés (18.29 metros) para formações consolidadas, tendo em vista que a perfuração de rochas mais consistentes tende a produzir mais ruídos. Por conta deste distanciamento, os registros do perfil sônico *LWD* ocorrem após atravessar uma espessura de rocha considerável, podendo a broca ter atravessado uma litologia distinta do seu ponto de medida.

A Figura 6.1 apresenta um esquema da configuração do *BHA* de perfuração considerado nesse estudo, onde são apresentados os posicionamentos dos sensores de LWD em relação a broca, onde esse esquema foi reproduzido de uma situação real. Entretanto é importante ressaltar que a composição do BHA é definida pela empresa operadora de acordo com o interesse obedecendo as características de cada fabricante, e os sensores podem variar tanto em função do fabricante quanto ao comprimento dos componentes.



**Figura 6.1:** Esquema da configuração do BHA de perfuração com o posicionamento dos sensores de LWD em relação a broca considerados nestes estudo.

### 6.3 Modelos empíricos para predição do tempo de trânsito compressional

Este trabalho propõe a estimativa do tempo de trânsito na profundidade da broca através três modelos estocásticos determinados por regressão linear, tendo como variáveis explicativas registros petrofísicos adquiridos por sensores de LWD. Estes modelos são apresentados pelas Equações 6.7, 6.8 e 6.9, denominados para fins práticos como modelos Gamma Ray, resistividade e densidade, respectivamente.

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \varepsilon \quad (6.7)$$

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 R_t + \varepsilon \quad (6.8)$$

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 \rho + \varepsilon \quad (6.9)$$

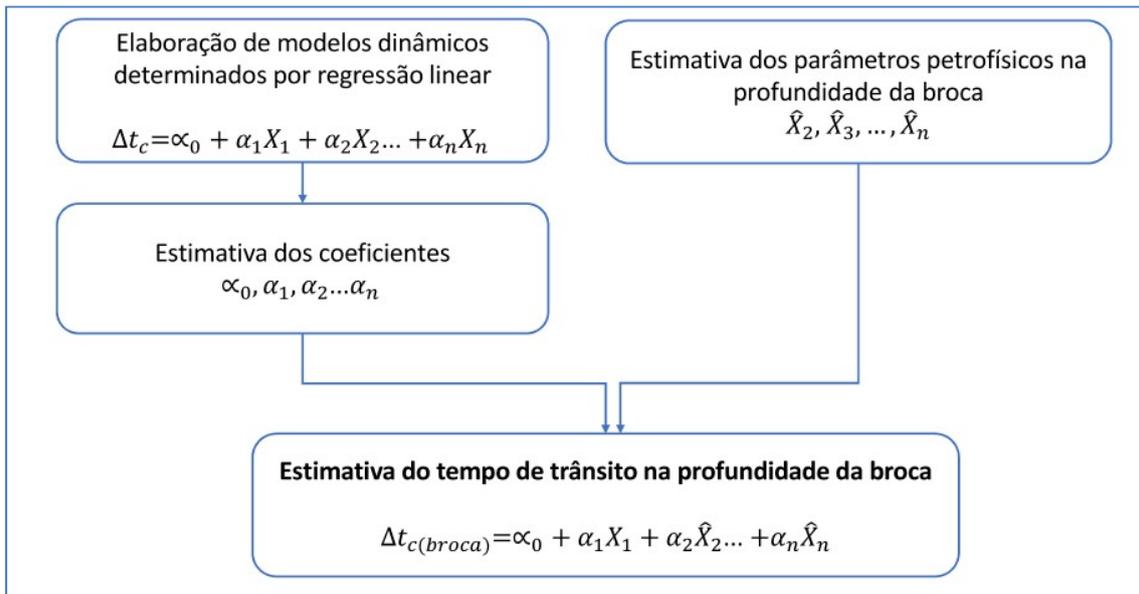
onde  $\Delta t_c$  se refere ao tempo de trânsito em ( $\mu s/ft$ ),  $TVD$  a profundidade vertical em (*metros*),  $GR$  ao perfil de Gamma Ray em (*API*),  $R_t$  ao perfil resistividade (*ohm.m*) e  $\rho$  ao perfil densidade em ( $g/cm^3$ ) e  $\varepsilon$  é o termo estocástico.

#### 6.4 Metodologia para estimativa do tempo de trânsito na profundidade atual de perfuração

A metodologia adotada neste estudo para estimativa do tempo de trânsito na profundidade atravessada pela broca, consiste em nas seguintes etapas:

- 1º. Elaboração de modelos estocásticos dinâmicos, determinados por regressão linear, para estimar o tempo de trânsito compressional em tempo real, a partir registros de LWD (Gamma Ray, resistividade e densidade) e profundidade vertical.
- 2º. Estimação dos registros petrofísicos (Gamma Ray, resistividade e densidade) na profundidade atual de perfuração (profundidade da broca).
- 3º. Os coeficientes estimados através dos modelos dinâmicos, são utilizados juntamente com os parâmetros petrofísicos determinados na profundidade da broca para estimar o tempo de trânsito compressional na profundidade atual de perfuração.

A Figura 6.2 apresenta um fluxograma com um resumo da metodologia empregada para estimar o tempo de trânsito na profundidade da broca, onde  $X_1$  se refere a profundidade vertical ( $TVD$ ), enquanto  $X_2, X_3, \dots, X_n$  se referem aos parâmetros petrofísicos ou registros de LWD utilizados no modelo (Gamma Ray, Resistividade e densidade). Os parâmetros  $\hat{X}_2, \hat{X}_3, \dots, \hat{X}_n$  são referentes aos parâmetros petrofísicos estimados na profundidade da broca.



**Figura 6.2:** Esquema para estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca.

#### 6.4.1 Construção dos modelos dinâmicos

A metodologia proposta nesse trabalho para construção dos modelos para estimativa do tempo de trânsito compressional em tempo real consiste na utilização de registros petrofísicos de LWD, adquiridos em um intervalo já perfurado/perfilado do poço em que está sendo perfurado. Esses registros são então utilizados para estimar os coeficientes do modelo por regressão linear, utilizando o método dos mínimos quadrados ordinários (MQO), de forma que algoritmo elaborado atualize esses coeficientes a cada iteração.

As observações foram coletadas a cada metro, e foi considerado um mínimo de dez observações para regressão linear.

Com a configuração da coluna de perfuração considerada neste trabalho, nos 25 primeiros metros de perfuração, será inexistente os registros do tempo de trânsito, devido ao sensor estar situado 25 metros em relação a profundidade da broca. Neste caso foi assumido os 15 registros iniciais como sendo pertinentes a uma corrida anterior, para obtenção dos coeficientes do modelo de regressão. Neste caso também é possível utilizar os dados de um poço de correlação. É importante ressaltar que a regressão linear é sempre

realizada 25 metros acima, considerando os dados totais e a cada iteração (*i*) os coeficientes são atualizados com a aplicação de uma nova regressão linear.

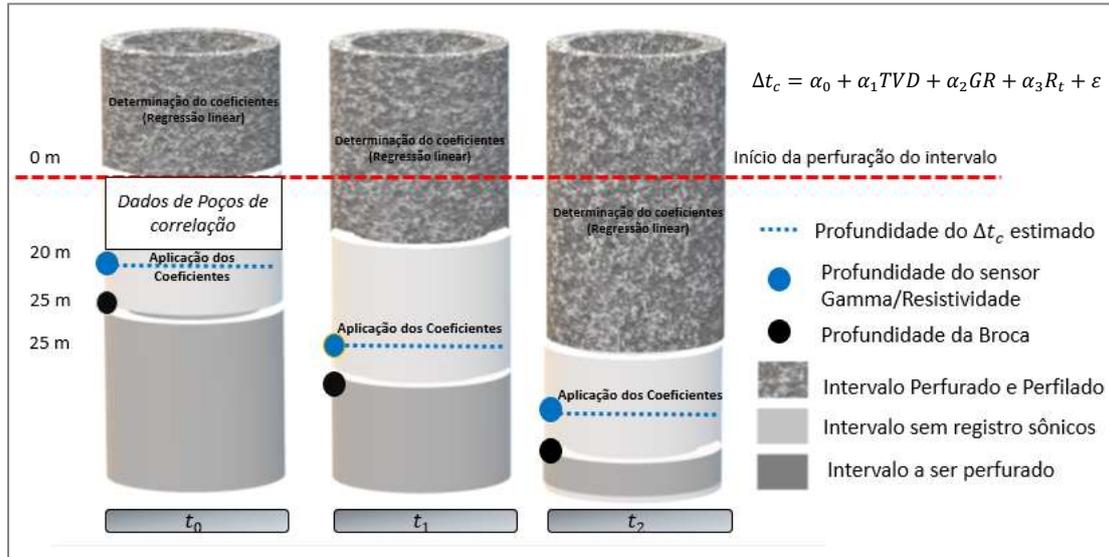
A equação geral do modelo é representada pela Equação 6.10, onde  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , se referem as variáveis explicadoras  $TVD, GR, R_t$  e  $\rho$ ;

$$\Delta t_{c(z_{sensor \lambda})} = \alpha_1 X_{1(1:\Delta Z)} + \alpha_2 X_{2(1:\Delta Z)} \dots \alpha_n X_{n(1:\Delta Z)} + \varepsilon_t \quad (6.10)$$

$$\Delta Z = Z_{sensor \lambda} - Z_{sensor \text{ s\~{o}nico}} \quad (6.11)$$

onde  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , se referem as variáveis explicadoras  $TVD, GR, R_t$  e  $\rho$ ;  $z_{sensor \lambda}$  se refere a profundidade de medida dos sensores Gama e Resistividade ( $GR$  e  $R_t$ ), no caso da utilização dos modelos Gamma Ray e resistividade, representados pelas Equações (6.7 e 6.8) ou a profundidade de medida dos sensor densidade ( $\rho$ ), para o caso do modelo densidade, representado pela Equação (6.9);  $Z_{sensor \text{ s\~{o}nico}}$  se refere a profundidade de medida do sensor s\~{o}nico, ou seja, profundidade de registro do tempo de tr\~{a}nsito compressional ( $\Delta t_c$ ).

A Figura 6.3 elucida a metodologia aplicada ao modelo resistividade representado pela Equação 6.8. O esquema representa a perfuração de um poço em três momentos distintos, onde o início da perfuração do intervalo é representado por  $t_0$ , e o progresso da perfuração representado pelos instantes  $t_1$  e  $t_2$ . No início da perfuração (início da corrida), os coeficientes do modelo são determinados em um intervalo previamente perfurado/perfilado. Como durante a perfuração dos 5 metros iniciais a formação ainda não foi atravessada pelos sensores Gamma/resistividade, os coeficientes utilizados são referentes a poços de correlação. Os coeficientes são estimados e atualizados a cada iteração, ou seja, a cada registro e são então aplicados na profundidade que os sensores registram os parâmetros petrofísicos. Sendo assim, para este caso, o  $\Delta t_c$  é estimado durante a perfuração, distante 5 metros da profundidade da broca.



**Figura 6.3:** Representação esquemática da metodologia aplicada para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade dos sensores de aquisição  $GR$  e  $R_t$ , neste caso a 5 metros distante da broca.

#### 6.4.2 Estimativa dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca

Para a estimar o  $\Delta t_c$  na profundidade atravessada pela broca, através dos modelos dinâmicos determinados, é necessário o conhecimento dos parâmetros petrofísicos ( $GR, R_t$  e  $\rho$ ) nesta profundidade. Para tal fim, foi utilizada a técnica da média móvel simples (MMS), estabelecendo uma tendência dos últimos valores registrados destes parâmetros na profundidade correspondente aos sensores considerados (vide figura 6.1)

A estimativa dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca está apresentada conforme a Equação 6.12, a seguir:

$$\hat{X}_{Z_{broca}} = \frac{X_{(Z_X)} + X_{(Z_X-1)} + X_{(Z_X-2)} + \dots + X_{(Z_X-n)}}{n} \quad (6.12)$$

onde  $\hat{X}_{Z_{broca}}$  se refere aos parâmetros petrofísicos estimados na profundidade atravessada pela broca, podendo assumir os valores de  $\widehat{GR}$ ,  $\widehat{R}_t$  ou  $\widehat{\rho}$ ;  $X$  é o parâmetro petrofísico, equivalente aos registros de  $GR$ ,  $R_t$  e  $\rho$ , medidos na profundidade do sensor correspondente;  $Z_X$  é a profundidade de medida do parâmetro petrofísico e  $n$  é o número de amostras. Neste estudo foi a média móvel foi estimada considerando os 5 últimos registros de cada parâmetro ( $n = 5$ ).

## 6.5 Resultados e Discussão

### 6.5.1 Análise dos modelos e Coeficientes estimados

Nesta seção serão apresentados, para cada estudo de caso, os resultados referentes aos modelos dinâmicos elaborados para estimativa do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) conforme os modelos apresentados na Tabela 6.2. É importante ressaltar que os coeficientes obtidos apresentados nesta seção, serão utilizados juntamente com os parâmetros petrofísicos estimados na profundidade da broca para estimar ( $\Delta t_c$ ) também nesta profundidade.

**Tabela 6.2:** Modelos utilizados para a estimativa do tempo de trânsito compressional

Modelo	Equação
1 Gamma Ray	$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \varepsilon$
2 Resistividade	$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 R_t + \varepsilon$
3 Densidade	$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 \rho + \varepsilon$

Uma observação importante é que a metodologia aplicada neste estudo propõe a execução dinâmica desses modelos, e neste caso será considerada a média dos coeficientes obtidos na estimação para análise de regressão.

### 6.5.1.1 Caso 1 – Poço A

Os resultados da análise de regressão dos modelos de estimativa de  $\Delta t_c$ , e os resultados para a avaliação dos pressupostos estatísticos referentes ao Poço A estão apresentados na tabela 6.3.

**Tabela 6.3:** Análise de regressão para os modelos empíricos de predição de  $\Delta t_c$  e resultados dos testes de avaliação dos pressupostos estatísticos para o Poço A.

	Variáveis	Coefficientes	Desvio Padrão	Teste $t$	valor $p$	$r$	$r^2$	FIV	DW	JB	WT
1	<i>TVD</i>	$1,96 \times 10^{-2}$	$7,95 \times 10^{-3}$	2,46	0,00	0,40	0,41	1,05	1,39	13,96 p: 0,00	F: 2,48 p: 0,00
	<i>GR</i>	$2,07 \times 10^{-1}$	$4,11 \times 10^{-4}$	4,92	0,00			1,05			
	$\alpha_0$	$-3,20 \times 10^1$	$4,58 \times 10^1$	-0,82	0,41			-			
2	<i>TVD</i>	$1,82 \times 10^{-2}$	$3,56 \times 10^{-3}$	5,11	0,00	0,46	0,46	1,2	1,39	69,22 p: 0,00	F: 8,13 p: 0,00
	<i>GR</i>	$1,46 \times 10^{-1}$	$2,95 \times 10^{-2}$	4,96	0,00			1,17			
	$R_t$	$-5,18 \times 10^{-1}$	$7,29 \times 10^{-2}$	-7,11	0,00			1,28			
	$\alpha_0$	$-2,61 \times 10^1$	$1,39 \times 10^1$	1,12	0,26			-			
3	<i>TVD</i>	$1,00 \times 10^{-2}$	$5,00 \times 10^{-3}$	5,19	0,00	0,62	0,52	2,5	1,61	53,00 p: 0,00	F: 5,74 p: 0,00
	<i>GR</i>	$2,28 \times 10^{-1}$	$2,86 \times 10^{-2}$	7,97	0,00			1,09			
	$\rho$	$-3,92 \times 10^1$	5,65	-6,95	0,00			2,42			
	$\alpha_0$	$1,71 \times 10^2$	$3,8 \times 10^1$	4,45	0,00			-			

De acordo com os coeficientes obtidos através da estimação dos modelos de regressão, os modelos podem ser representados conforme as Equações 6.13, 6.14 e 6.15, representadas a seguir.

$$\Delta t_c = -3,20 \times 10^1 + 1,96 \times 10^{-2} TVD + 2,07 \times 10^{-1} GR + \varepsilon \quad (6.13)$$

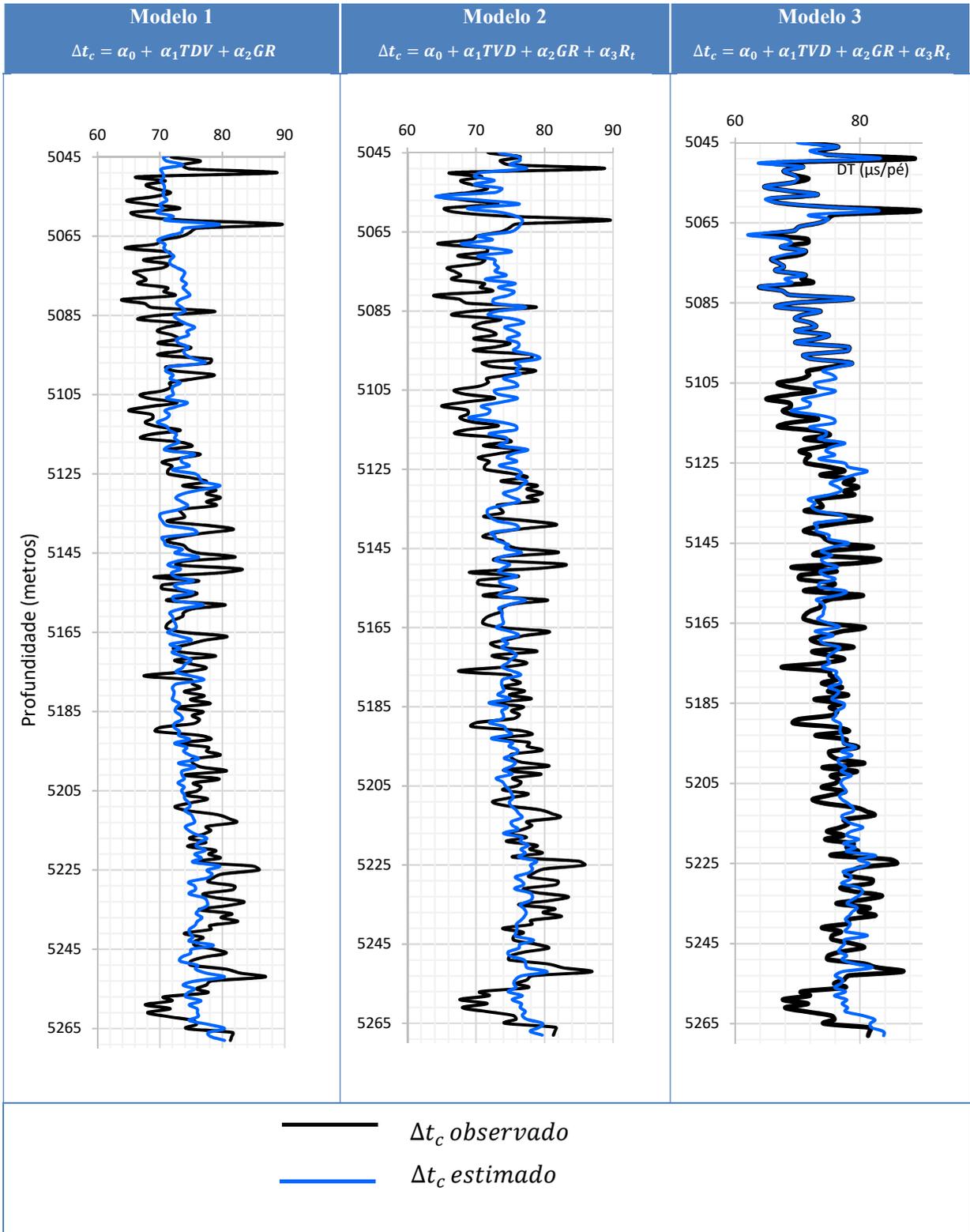
$$\Delta t_c = -2,61 \times 10^1 + 1,82 \times 10^{-1} TVD + 1,46 \times 10^{-1} GR + 5,18 \times 10^{-1} R_t + \varepsilon \quad (6.14)$$

$$\Delta t_c = 1,71 \times 10^2 + 1,00 \times 10^{-2} TVD + 2,28 \times 10^{-1} GR - 3,92 \times 10^1 \rho + \varepsilon \quad (6.15)$$

Sem considerar qualquer problema associado a estimativa de  $\Delta t_c$  nos modelos aqui apresentados, os resultados obtidos através da análise de regressão apresentados na Tabela 6.3, revelam que os modelos explicam 40%, 46% e 62% respectivamente das variações sofridas pela variável dependente  $\Delta t_c$ . Uma análise detalhada dos valores de probabilidade  $p$ , revelam que os valores correspondentes aos coeficientes  $\alpha_0$  determinados nos modelos de regressão 1 e 2 de 0,41 e 0,26, não são estatisticamente significantes a um nível de confiança de 10%.

No que se refere a análise dos pressupostos de regressão, a baixa probabilidade de autocorrelação dos resíduos foi evidenciada por valores obtidos pelo teste de *DW* próximos ao valor crítico de 2, para todos os modelos. Os valores obtidos pelo teste de *JB* inferem a rejeição da hipótese da distribuição normal dos resíduos em todos os modelos estudados neste caso, visto todos obtiveram o valor da probabilidade do teste inferior a 5%. Os valores obtidos no *FIV* revelam ausência de multicolinearidade entre as variáveis dos modelos estudados. Por fim, os resultados obtidos pelo *WT* revelam a ausência da homocedasticidade dos resíduos para todos os modelos em questão, cujos valores de probabilidade do teste se apresentaram inferiores a 5.

A Figura 6.4 apresenta os gráficos com a comparação o  $\Delta t_c$  estimado em tempo real e o observado para os modelos apresentados neste caso. Como pode ser observado, neste caso, o melhor ajuste com relação a estimativa  $\Delta t_c$  é referente ao modelo *densidade* (modelo 3), onde este tem a variável explicativa  $\rho$  de maior significância. Isto se deve ao fato dessa variável ser relacionada a densidade da matriz rocha e indiretamente com a porosidade da mesma. Geralmente uma formação com porosidade elevada tende possuir menor densidade. A relação com o tempo de trânsito se deve ao fato de quem em formações com maior porosidade as ondas elásticas propagadas pelas ferramentas acústicas levem maior tempo de percurso até o receptor da ferramenta, ou seja, o tempo de trânsito é maior.



**Figura 6.4:** Tempo de trânsito estimado em tempo real com aplicação dos modelos dinâmicos determinados por regressão linear referente poço A.

### 6.5.1.2 Caso 2 – Poço B

Os resultados da análise de regressão dos modelos de estimativa de  $\Delta t_c$ , e os resultados para a avaliação dos pressupostos estatísticos referentes ao Poço B estão apresentados na Tabela 6.4.

**Tabela 6.4:** Análise de regressão para os modelos empíricos de predição de  $\Delta t_c$  e resultados dos testes de avaliação dos pressupostos estatísticos para o Poço B.

	Variáveis	Coefficientes	Desvio Padrão	Teste $t$	valor $p$	$r$	$r^2$	$FIV$	$DW$	$JB$	$WT$
1	$TVD$	$-2,43 \times 10^{-1}$	$0,51 \times 10^{-3}$	6,88	0,00	0,52	0,52	1,40	0,44	4,95 p: 0,24	F: 7,30 p: 0,00
	$GR$	$3,40 \times 10^{-1}$	$7,13 \times 10^{-4}$	8,11	0,00			1,40			
	$\alpha_0$	$-2,43 \times 10^2$	$4,35 \times 10^1$	-5,58	0,00			-			
2	$TVD$	$1,20 \times 10^{-1}$	$1,14 \times 10^{-2}$	10,54	0,00	0,63	0,62	2,93	0,81	0,82 p: 0,66	F: 7,30 p: 0,00
	$GR$	$3,58 \times 10^{-1}$	$3,98 \times 10^{-2}$	8,99	0,00			1,40			
	$R_t$	$9,12 \times 10^{-3}$	$1,14 \times 10^{-3}$	8,02	0,00			2,61			
	$\alpha_0$	$-5,68 \times 10^2$	$5,87 \times 10^1$	9,68	0,00			-			
3	$TVD$	$2,72 \times 10^{-2}$	$4,88 \times 10^{-3}$	5,58	0,00	0,87	0,87	1,49	1,45	3,54 p: 0,17	F: 4,14 p: 0,00
	$GR$	$2,79 \times 10^{-1}$	$2,04 \times 10^{-2}$	11,64	0,00			1,42			
	$\rho$	$-7,7 \times 10^1$	3,38	22,83	0,00			1,15			
	$\alpha_0$	$1,15 \times 10^2$	$2,81 \times 10^1$	4,09	0,00			-			

De acordo com os coeficientes obtidos através da estimação dos modelos de regressão, os modelos podem ser representados conforme as Equações 6.16, 6.17 e 6.18, representadas a seguir.

$$\Delta t_c = -2,43 \times 10^2 + 0,44 \times 10^{-1}TVD + 3,40 \times 10^{-1} GR + \varepsilon \quad (6.16)$$

$$\Delta t_c = -5,68 \times 10^2 + 1,2 \times 10^{-1}TVD + 3,58 \times 10^{-1} GR + 9,12 \times 10^{-3} R_t + \varepsilon \quad (6.17)$$

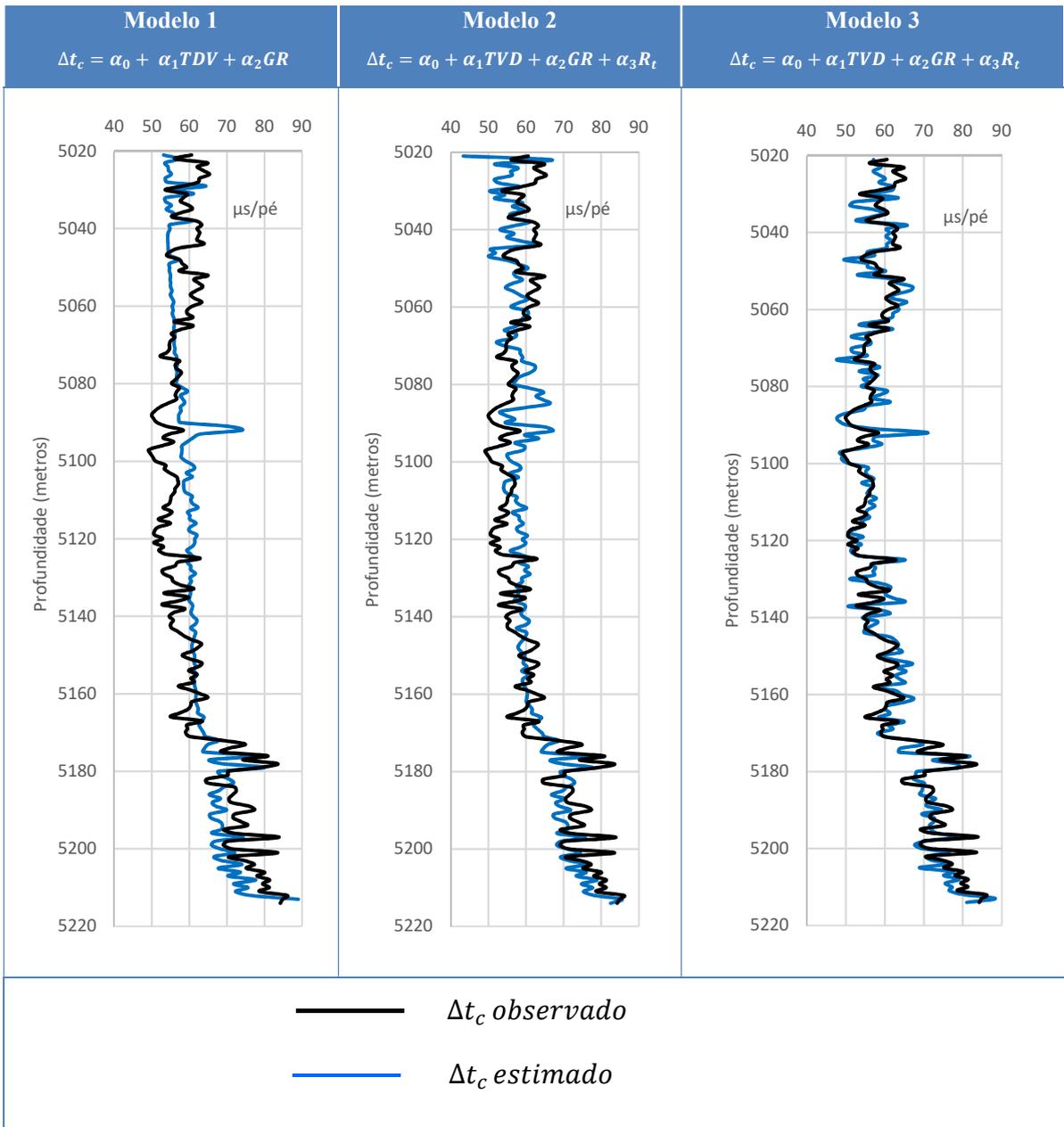
$$\Delta t_c = 1,15 \times 10^2 + 2,72 \times 10^{-2} TVD + 2,79 \times 10^{-1}GR - 7,7 \times 10^1 \rho + \varepsilon \quad (6.18)$$

Desconsiderando qualquer problema associado a estimação dos modelos, os resultados apresentados na Tabela 6.4 mostram que os modelos representados pelas Equações 6.10, 6.11 e 6.12 explicam 52%, 63% e 87%, respectivamente, das variações da variável dependente ( $\Delta t_c$ ). É notável uma maior robustez referente ao modelo 3, representado pela Equação 6.18, devido uma maior significância da variável  $\rho$ . Tal fato pode ser confirmado pelos valores mais significativos obtidos no teste  $t$  quando comparado as demais variáveis. A natureza física desta relação é associada a porosidade da rocha, já esta propriedade é inferida indiretamente pelas variáveis  $\Delta t_c$  e  $\rho$ . No tocante

aos valores  $p$  obtidos para todos os modelos, os resultados inferem significância estatística aos coeficientes estimados a um nível de 10 % de significância

Com relação a avaliação dos testes referentes aos pressupostos estatísticos da regressão para os modelos apresentados para este caso, foi evidenciado através dos resultados do teste de  $DW$ , a probabilidade da autocorrelação entre os resíduos. Entretanto, esse atributo se mostrou inferior para o modelo 3, devido o valor obtido de 1,45, ser mais próximo ao valor crítico do teste, que neste caso é 2, em relação aos demais modelos. No tocante a distribuição entre os resíduos dos modelos apresentados, os valores referentes ao teste de  $JB$  inferem uma distribuição normal, sendo esta probabilidade superior para o modelo 2. A ausência de multicolinearidade para as variáveis, nos modelos aqui apresentados, foi evidenciada através da verificação do  $FIV$  com valores abaixo de 5. O teste de White também inferiu a todo os modelos heterocedasticidade, visto que os valores de probabilidade obtidos neste teste são inferiores a 5%.

A Figura 6.5 apresenta os gráficos com a comparação o  $\Delta t_c$  estimado e o observado para todos os modelos apresentados neste caso, onde é evidente um melhor ajuste relacionado ao modelo densidade (modelo 3).



**Figura 6.5:** Tempo de trânsito estimado em tempo real com aplicação dos modelos dinâmicos determinados por regressão linear referente poço B.

### 6.5.1.3 Caso 3 – Poço C

Os resultados da análise de regressão dos modelos de estimativa de  $\Delta t_c$ , e os resultados para a avaliação dos pressupostos estatísticos referentes ao Poço C estão apresentados na tabela 6.5.

**Tabela 6.5:** Aplicação dos modelos de regressão para a estimativa do tempo de trânsito em tempo real para o poço C.

	Variáveis	Coefficientes	Desvio Padrão	Teste t	valor p	r	r <sup>2</sup>	FIV	DW	JB	WT
1	<i>TVD</i>	$1,20 \times 10^{-1}$	$9,32 \times 10^{-3}$	12,8	0,00	0,64	0,63	1,08	1,14	30,21 p: 0,24	F: 13,55 p: 0,00
	<i>GR</i>	$2,70 \times 10^{-1}$	$3,90 \times 10^{-2}$	6,99	0,00			1,08			
	$\alpha_0$	$-5,68 \times 10^2$	$4,48 \times 10^1$	-11	0,00			-			
2	<i>TVD</i>	$1,08 \times 10^{-1}$	$1,07 \times 10^{-2}$	10,08	0,00	0,65	0,64	1,59	1,26	34,90 p: 0,00	F: 4,15 p: 0,00
	<i>GR</i>	$2,78 \times 10^{-1}$	$3,88 \times 10^{-2}$	7,16	0,00			1,20			
	<i>R<sub>t</sub></i>	$-4,52 \times 10^{-3}$	$1,93 \times 10^{-3}$	-2,34	0,20			1,37			
	$\alpha_0$	$-5,03 \times 10^2$	$5,44 \times 10^1$	-9,08	0,00			-			
3	<i>TVD</i>	$9,80 \times 10^{-1}$	$9,74 \times 10^{-2}$	6,88	0,00	0,75	0,75	1,85	1,60	3,54 p: 0,17	F: 3,91 p: 0,00
	<i>GR</i>	$1,86 \times 10^{-1}$	$3,68 \times 10^{-2}$	3,29	0,00			1,51			
	$\rho$	$-5,94 \times 10^1$	6,48	-9,17	0,00			2,34			
	$\alpha_0$	$-1,33 \times 10^2$	$6,24 \times 10^1$	-2,13	0,04			-			

De acordo com os coeficientes obtidos através da estimação dos modelos de regressão, os modelos podem ser representados conforme as Equações 6.19, 6.20 e 6.21, representadas a seguir.

$$\Delta t_c = -5,68 \times 10^2 + 1,20 \times 10^{-1} TVD + 2,70 \times 10^{-1} GR \quad (6.19)$$

$$\Delta t_c = -5,03 \times 10^2 + 1,08 \times 10^{-1} TVD + 2,78 \times 10^{-1} GR - 4,52 \times 10^{-3} R_t \quad (6.20)$$

$$\Delta t_c = -1,33 \times 10^2 + 9,80 \times 10^{-2} TVD + 1,86 \times 10^{-1} GR - 5,94 \times 10^1 \rho \quad (6.21)$$

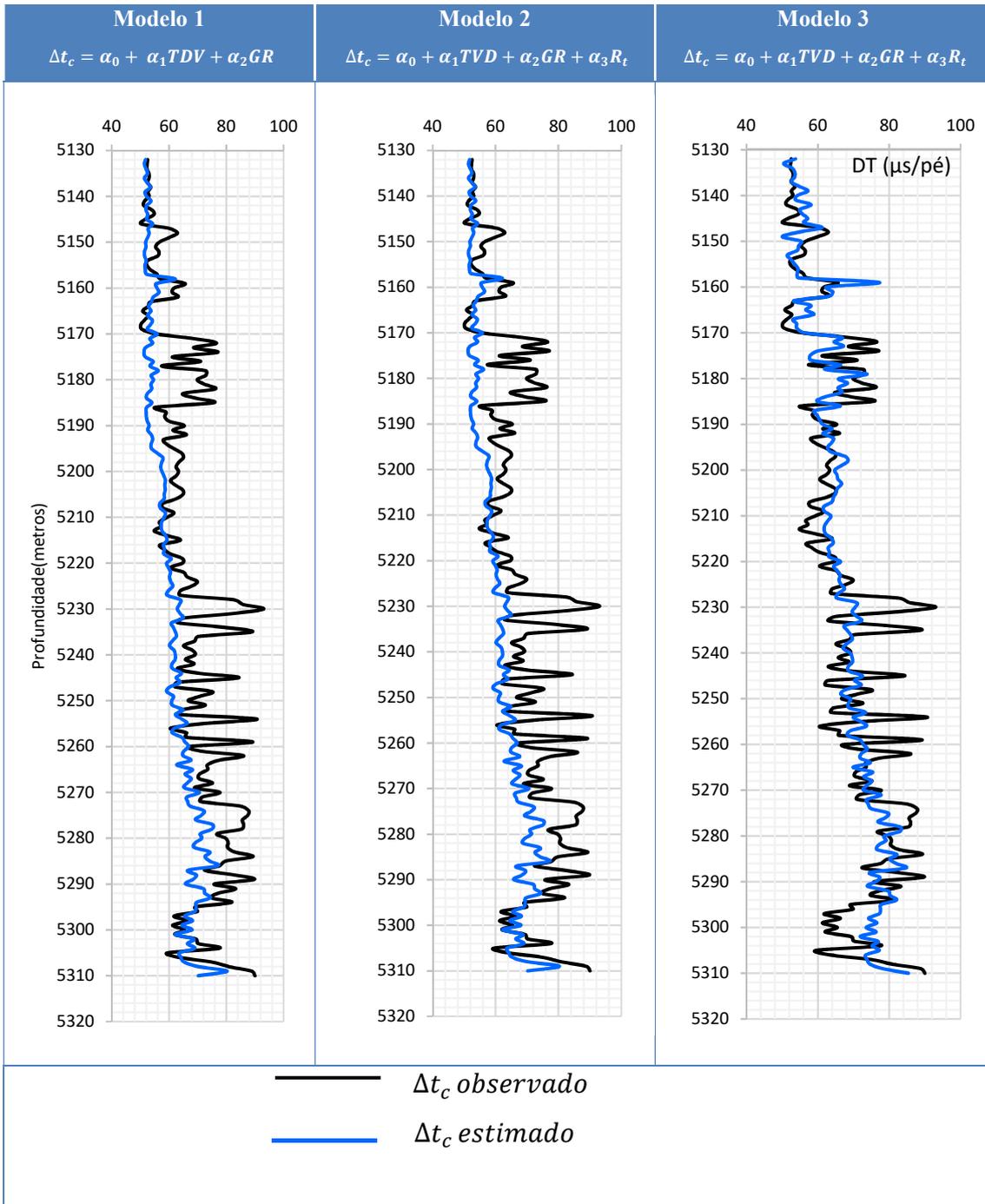
Desconsiderando qualquer problema associado a estimativa de  $\Delta t_c$  nos modelos aqui apresentados, pode se afirmar que os resultados obtidos através da análise de regressão apresentados na Tabela 6.5 mostram que os modelos explicam 64%, 65%, 75%, respectivamente das variações sofridas pela variável dependente  $\Delta t_c$ . Uma análise detalhada dos valores p referentes as variáveis de cada modelo aqui apresentado, mostram que os coeficientes determinados na estimação são estatisticamente significantes a um nível de confiança de 10%. Entretanto, a variável  $R_t$  referente ao modelo 2 (gamma ray) é uma exceção, cujo valor da probabilidade foi superior ao nível de confiança, implicando que esta variável não possui significância estatística para este caso. Uma

situação a se observar é que os valores de  $R$  e  $R^2$  para o modelo 1 são muito próximos aos obtidos para modelo 2, o que mostra que a inclusão da variável  $R_t$  não contribui para uma estimativa mais significativa.

No que se refere a análise dos pressupostos de regressão, a baixa probabilidade de autocorrelação dos resíduos foi evidenciada por valores obtidos pelo teste de  $DW$  próximos ao valor crítico de 2, para todos os modelos apresentados, sendo a menor probabilidade de autocorrelação evidenciada pelo modelo 3, cujo valor para  $DW$  é 1,6. Os valores obtidos pelo teste de  $JB$  inferem a rejeição da hipótese da distribuição normal dos resíduos em todos os modelos estudados neste caso, visto todos obtiveram o valor da probabilidade do teste inferior a 5%. Os valores obtidos no  $FIV$  revelam ausência de multicolinearidade entre as variáveis dos modelos estudados. Por fim, os resultados obtidos pelo  $WT$  revelam a ausência da homocedasticidade dos resíduos para todos os modelos em questão, cujos valores de probabilidade do teste se apresentaram inferiores a 5.

A Figura 6.6 apresenta os gráficos com a comparação o  $\Delta t_c$  estimado em tempo real e o observado para todos os modelos apresentados neste caso. Da mesma forma que os casos anteriores apresentados é observado um melhor ajuste entre o  $\Delta t_c$  estimado e o observado relacionado ao modelo 3. Os ajustes referentes aos modelos 1 e 2 se apresentam de forma semelhante.

Os resultados da análise de regressão dos modelos de estimativa de  $\Delta t_c$ , e os resultados para a avaliação dos pressupostos estatísticos referentes ao Poço C estão apresentados na Tabela 6.6.



**Figura 6.6:** Tempo de trânsito estimado em tempo real com aplicação dos modelos dinâmicos determinados por regressão linear referente poço C.

#### 6.5.1.4 Caso 4 – Poço D

Os resultados da análise de regressão dos modelos de estimativa de  $\Delta t_c$ , e os resultados para a avaliação dos pressupostos estatísticos referentes ao Poço D estão apresentados na tabela 6.6.

**Tabela 6.6:** Aplicação dos modelos de regressão para a estimativa do tempo de trânsito em tempo real para o poço D.

	Variáveis	Coefficientes	Desvio Padrão	Teste $t$	valor $p$	$r$	$r^2$	$FIV$	$DW$	$JB$	$WT$
1	<b><i>TVD</i></b>	$4,00 \times 10^{-2}$	$5,75 \times 10^{-3}$	6,99	0,00	0,25	0,26	1,25	0,67	0,91 p: 0,63	F: 13,55 p: 0,04
	<b><i>GR</i></b>	$-3,54 \times 10^{-2}$	$3,70 \times 10^{-2}$	-0,94	0,35			1,25			
	<b><math>\alpha_0</math></b>	$-1,49 \times 10^2$	$2,29 \times 10^1$	-5,08	0,00			-			
2	<b><i>TVD</i></b>	$2,08 \times 10^{-2}$	$7,66 \times 10^{-3}$	3,50	0,00	0,27	0,25	2,29	0,73	0,67 p: 0,67	F: 2,21 p: 0,02
	<b><i>GR</i></b>	$-8,30 \times 10^{-2}$	$4,10 \times 10^{-2}$	-2,02	0,04			1,57			
	<b><math>R_t</math></b>	$-2,59 \times 10^{-3}$	$9,99 \times 10^{-4}$	-2,59	0,01			2,88			
	<b><math>\alpha_0</math></b>	$-7,18 \times 10^1$	$3,97 \times 10^1$	-1,96	0,04			-			
3	<b><i>TVD</i></b>	$2,77 \times 10^{-2}$	$4,74 \times 10^{-3}$	6,40	0,00	0,59	0,58	1,32	1,60	45,0 p: 0,00	F: 42,9 p: 0,00
	<b><i>GR</i></b>	$5,94 \times 10^{-3}$	$2,70 \times 10^{-2}$	0,21	0,80			1,27			
	<b><math>\rho</math></b>	$-2,70 \times 10^1$	2,16	-12,57	0,00			1,06			
	<b><math>\alpha_0</math></b>	$-1,52 \times 10^1$	$2,39 \times 10^1$	-0,63	0,50			-			

De acordo com os coeficientes obtidos através da estimação dos modelos de regressão, os modelos podem ser representados conforme as Equações 6.22, 6.23 e 6.24, representadas a seguir.

$$\Delta t_c = -5,68 \times 10^2 + 1,20 \times 10^{-1} TVD + 2,70 \times 10^{-1} GR \quad (6.22)$$

$$\Delta t_c = -5,03 \times 10^2 + 1,08 \times 10^{-1} TVD + 2,78 \times 10^{-1} GR - 4,52 \times 10^{-3} R_t \quad (6.23)$$

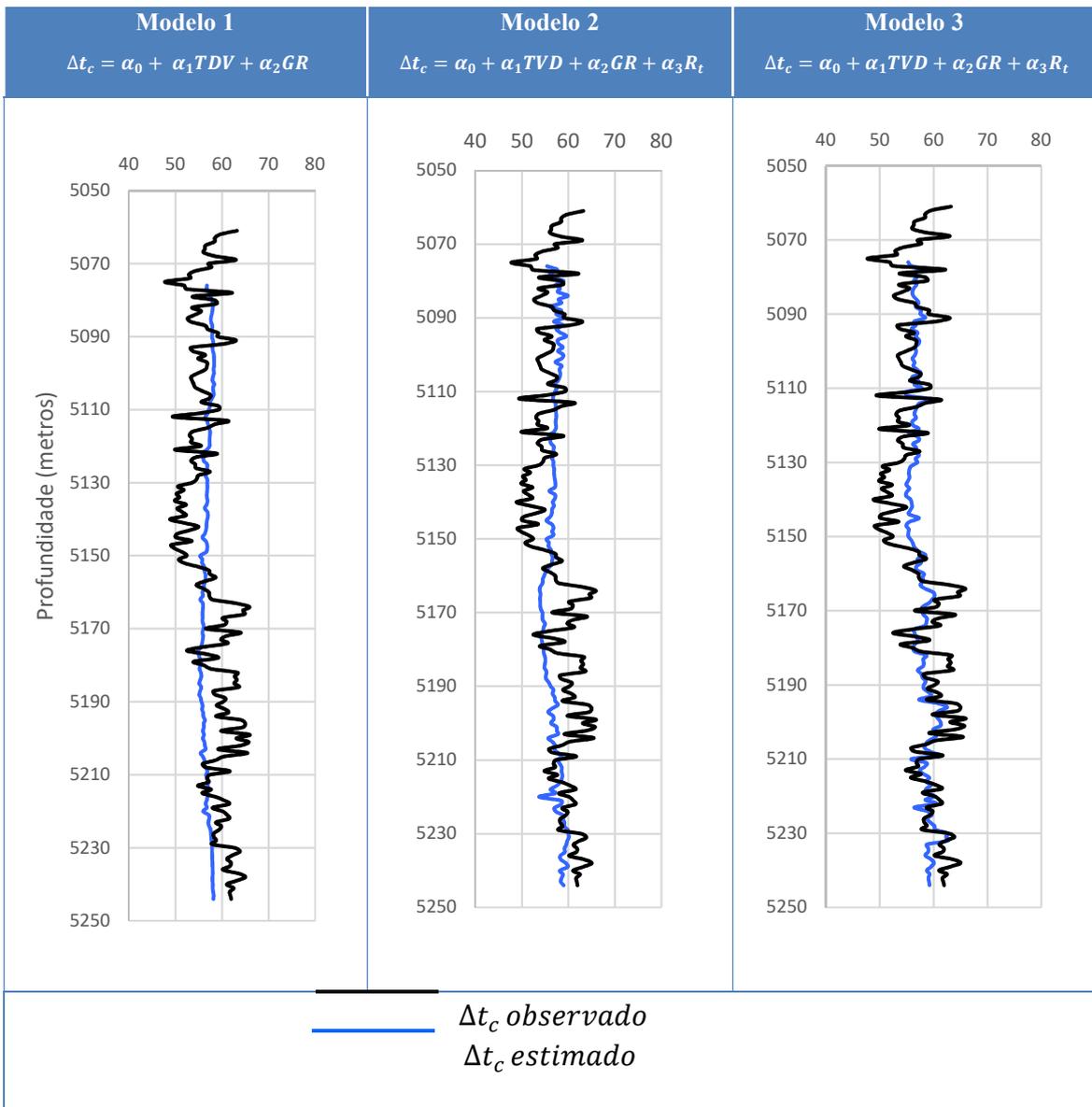
$$\Delta t_c = -1,33 \times 10^2 + 9,80 \times 10^{-2} TVD + 1,86 \times 10^{-1} GR - 5,94 \times 10^1 \rho \quad (6.24)$$

Sem levar em consideração problemas associados a estimação, os resultados apresentados na Tabela 6.6, referentes aos modelos apresentados neste caso, revelam que os resultados de  $r$  e  $r^2$  mostram que os modelos explicam 25%, 27% e 59%, respectivamente das variações sofridas pela variável dependente  $\Delta t_c$ . Os valores  $p$  obtidos mostram que a variável  $GR$  não apresenta significância estatística em praticamente todos os modelos apresentados neste caso, sendo que no modelo 2 o valor apresentado de 0,04 se encontra dentro do nível de significância considerada de 10%. No

entanto, o valor  $p$  de obtido para o coeficiente  $\alpha_0$  para o modelo 3 mostra que este não possui insignificância estatística.

No tocante aos testes referentes aos pressupostos estatísticos da regressão para os modelos apresentados para este caso, foi evidenciado através dos resultados do teste de  $DW$ , a probabilidade da autocorrelação entre os resíduos. Entretanto, esse atributo se mostrou inferior para o modelo 3, devido o valor obtido de 1,60, ser mais próximo ao valor crítico do teste, que neste caso é 2, em relação aos demais modelos. Em relação a distribuição dos resíduos dos modelos apresentados, os valores referentes ao teste de  $JB$  inferem uma distribuição normal para os modelos 1 e 2, enquanto para o modelo 3 essa hipótese é rejeitada. A ausência de multicolinearidade para as variáveis, nos modelos aqui apresentados, foi evidenciada através da verificação do  $FIV$  com valores abaixo de 5. O teste de White também inferiu a todos os modelos heterocedasticidade, visto que os valores de probabilidade obtidos neste teste são inferiores a 5%.

A Figura 6.7 apresenta os gráficos com a comparação o  $\Delta t_c$  estimado em tempo real e o observado para todos os modelos apresentados neste caso.



**Figura 6.7:** Tempo de trânsito estimado em tempo real com aplicação dos modelos dinâmicos determinados por regressão linear referente poço D.

## 6.5.2 Estimativa dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca

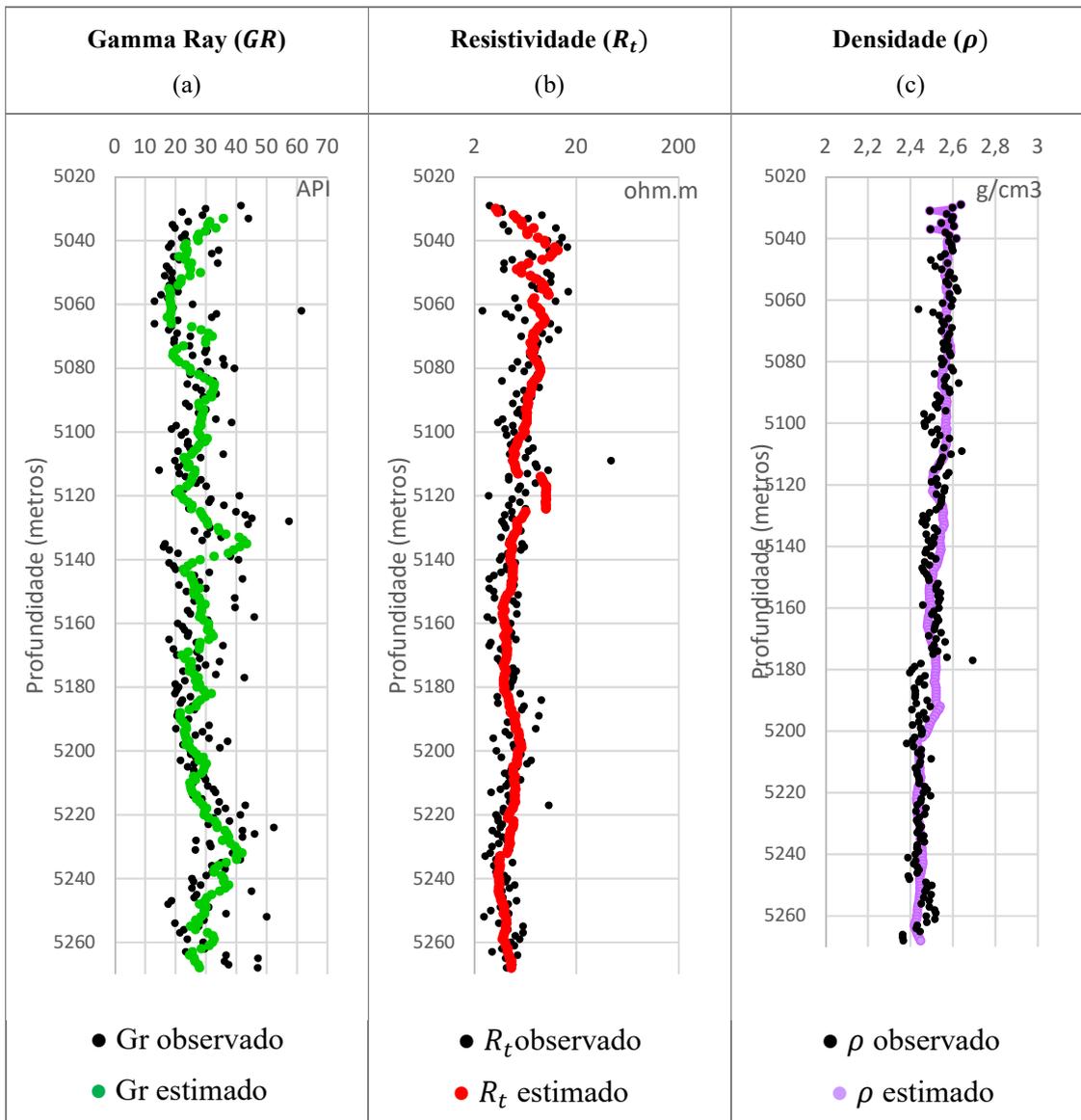
Nesta seção serão apresentados os resultados dos parâmetros petrofísicos GR,  $R_t$  e  $\rho$ , estimados através da média móvel dos 5 últimos registros adquiridos durante a perfuração. É importante ressaltar que os parâmetros estimados na profundidade da broca são utilizados juntamente com os coeficientes estimados através dos modelos dinâmicos, referenciados na seção 6.5.1, para estimar o  $\Delta t_c$  também na profundidade da broca.

### 6.5.2.1 Caso 1 – Poço A

Na figura 6.8 estão apresentados os gráficos com a comparação dos registros petrofísicos *gamma ray*, resistividade e densidade observados (reais), comparado aos respectivos parâmetros estimados na profundidade da broca, para o poço A. Os coeficientes de correlação ( $r$ ) determinados referentes as estimativas realizadas estão apresentados na Tabela 6.7, comprovando forte associação entre os registros observados e os estimados, principalmente para o parâmetro ( $\rho$ ), com  $r$  de 0,64, com significância estatística confirmada pelo teste  $t$  de *student*, com valor superior ao crítico (Apêndice C).

**Tabela 6.7:** Coeficientes de correlação ( $r$ ) e estatística  $t$  para estimativas dos parâmetros GR,  $R_t$  e  $\rho$  na profundidade da broca para o poço A.

Métricas	GR	$R_t$	$\rho$
$r$	0,30	0,37	0,64
$t$ -student	3,31	6,08	13,07



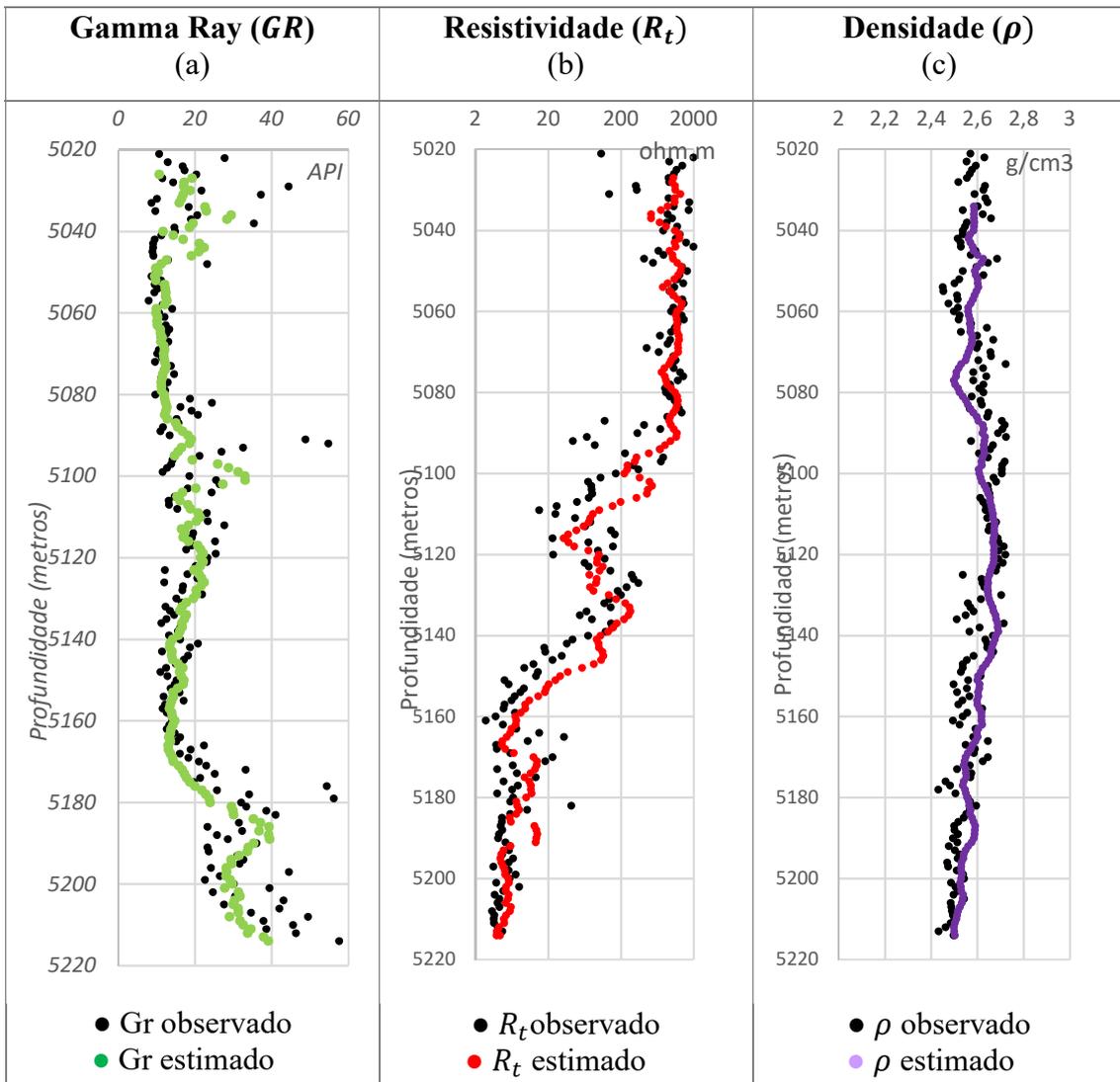
**Figura 6.8:** Parâmetros petrofísicos de *gamma ray*, resistividade e densidade ,estimados na profundidade atravessada pela broca, para o poço A.

### 6.5.2.2 Caso 2 – Poço B

Na Figura 6.9 estão apresentados os resultados referentes as estimativas dos parâmetros petrofísicos  $GR$ ,  $R_t$  e  $\rho$  na profundidade atravessada pela broca durante a perfuração para o poço B. Na Tabela 6.8. estão apresentados os coeficientes de correlação ( $r$ ) determinados para as estimativas dos parâmetros petrofísicos na profundidade da broca. Observa-se através de uma análise geral dos resultados forte associação entre os valores observados e estimados para os parâmetros estimados, sendo maior associação para o parâmetro  $R_t$  com  $r$  de 0,75, com significância estatística confirmada pelo teste t de 23,48.

**Tabela 6.8:** Coeficientes de correlação ( $r$ ) e estatística t para estimativas dos parâmetros  $GR$ ,  $R_t$  e  $\rho$  na profundidade da broca para o poço B.

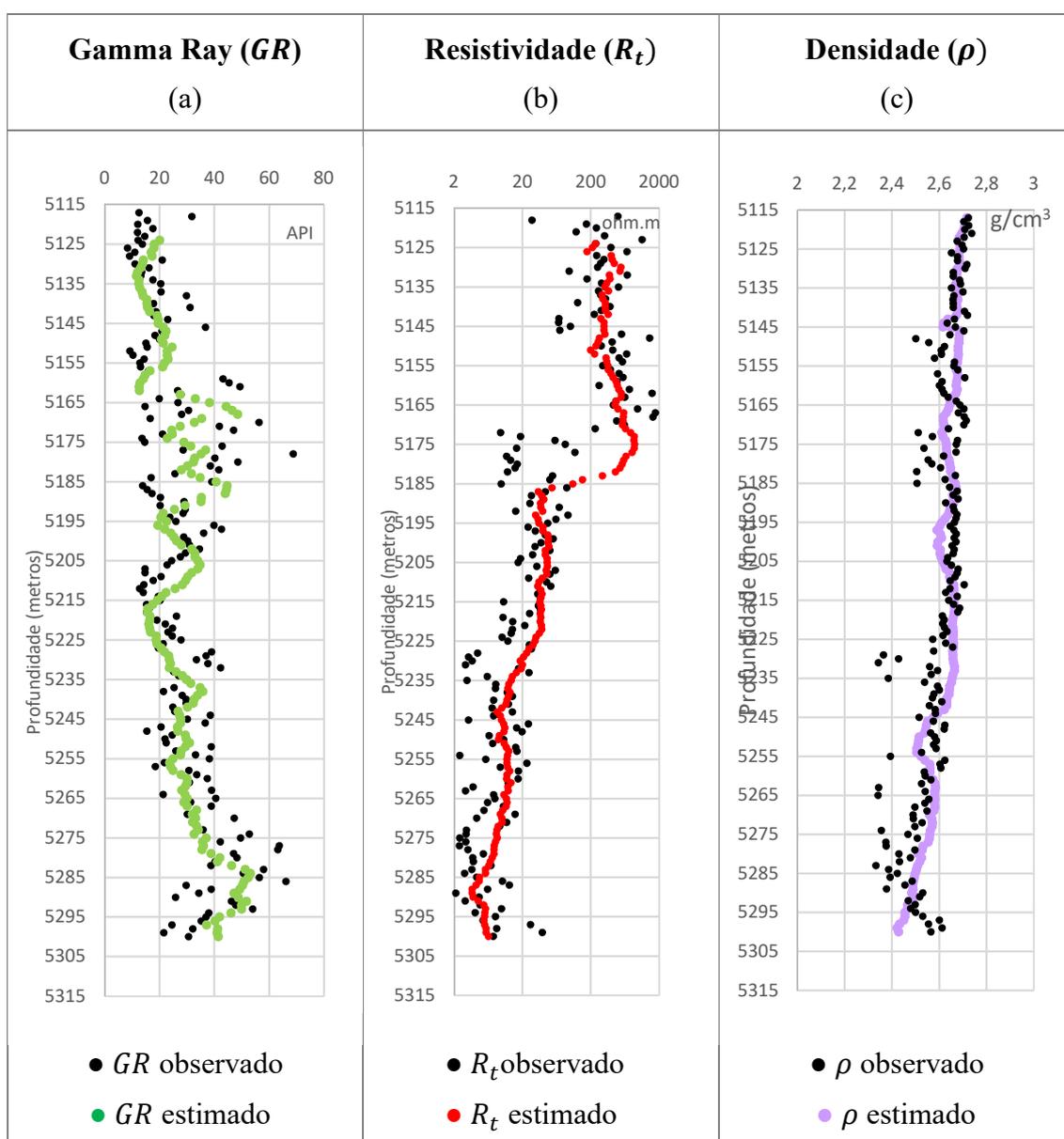
Métricas	GR	$R_t$	$\rho$
$r$	0,60	0,75	0,53
$t$ -student	12,39	23,48	9,49



**Figura 6.9:** Parâmetros petrofísicos de *gamma ray*, resistividade e densidade, estimados na profundidade atravessada pela broca, para o poço B.

### 6.5.2.3 Caso 3 – Poço C

Na figura 6.10 estão apresentados os gráficos com a comparação dos registros petrofísicos *gamma ray*, resistividade e densidade observados (reais), comparado aos respectivos parâmetros estimados na profundidade da broca, para o poço C. Os coeficientes de correlação ( $r$ ) determinados, referentes as estimativas realizadas, estão apresentados na Tabela 6.9, mostrando associação fraca entre os registros observados e os estimados para o parâmetro ( $GR$ ), com  $r$  de 0,35, com significância estatística confirmada pelo teste  $t$  de *student*, com valor superior ao crítico de 5,3. Entretanto maior associação foi determinada par ao parâmetro  $\rho$ , com  $r$  de 0,54 e estatística  $t$  de 8,90.



**Figura 6.10:** Parâmetros petrofísicos de *gamma ray*, resistividade e densidade, estimados na profundidade atravessada pela broca, para o poço C.

**Tabela 6.9:** Coeficientes de correlação ( $r$ ) e estatística  $t$  para estimativas dos parâmetros GR,  $R_t$  e  $\rho$  na profundidade da broca para o poço C.

Métricas	GR	$R_t$	$\rho$
$r$	0,35	0,50	0,54
$t$ -student	5,24	7,98	8,90

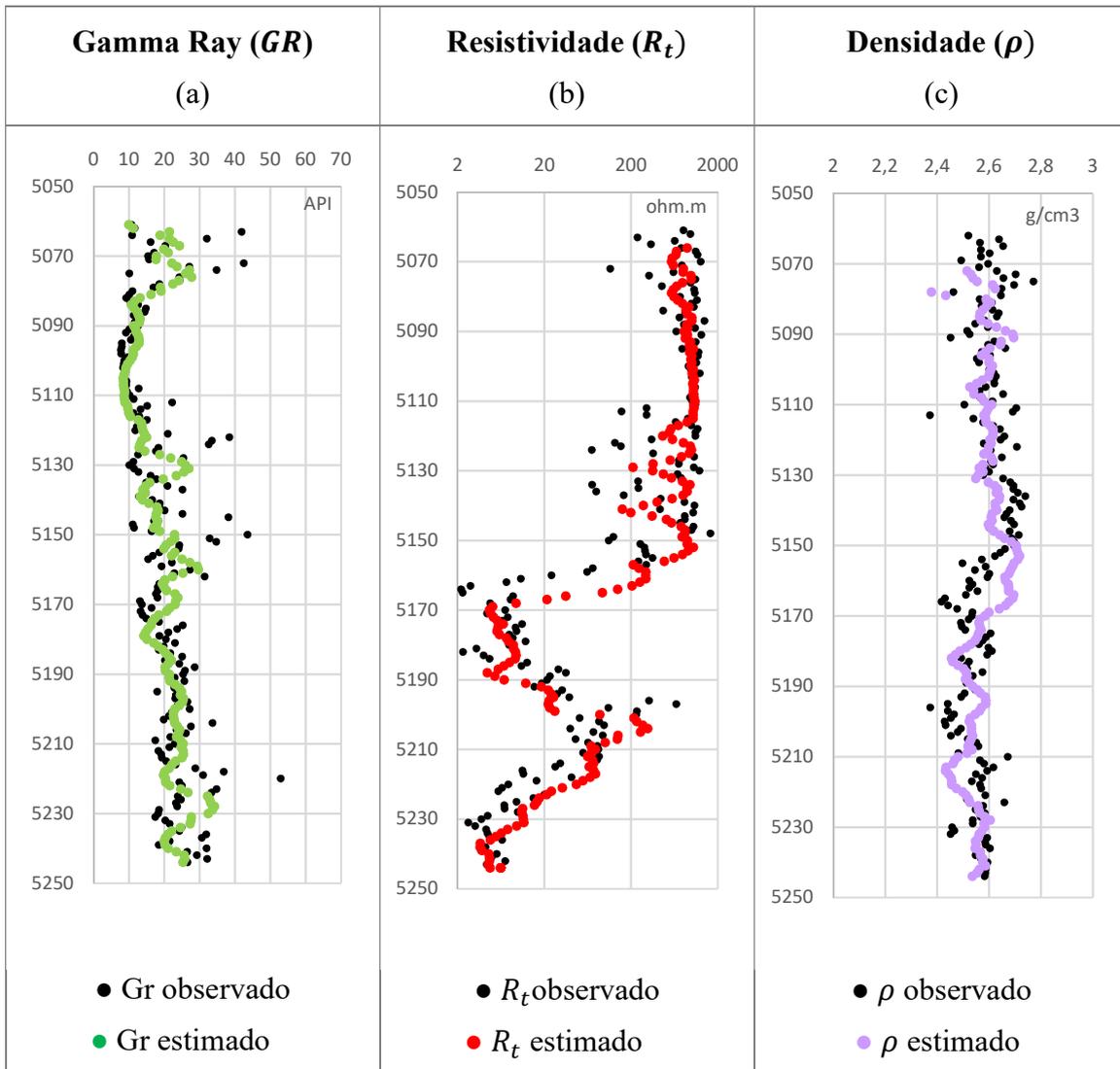
#### 6.5.2.4 Caso 3 – Poço D

Na figura 6.11 estão apresentados os gráficos com a comparação dos registros petrofísicos *gamma ray*, resistividade e densidade observados (reais), comparado aos respectivos parâmetros estimados na profundidade da broca, para o poço C. Na Tabela 6.10 estão a apresentados os coeficientes de correlação ( $r$ ) determinados para as estimativas realizadas.

Através de uma análise geral dos resultados obtidos, observa-se maior associação entre os registros de  $R_t$  observados e estimados com  $r$  de 0,70 com estatística  $t$  de 13,5.

**Tabela 6.10:** Coeficientes de correlação ( $r$ ) e estatística  $t$  para estimativas dos parâmetros GR,  $R_t$  e  $\rho$  na profundidade da broca para o poço D.

Métricas	GR	$R_t$	$\rho$
$r$	0,46	0,70	0,23
$t$ -student	7,23	13,5	3,19



**Figura 6.11:** Parâmetros petrofísicos de *gamma ray*, resistividade e densidade, estimados na profundidade atravessada pela broca, para o poço D.

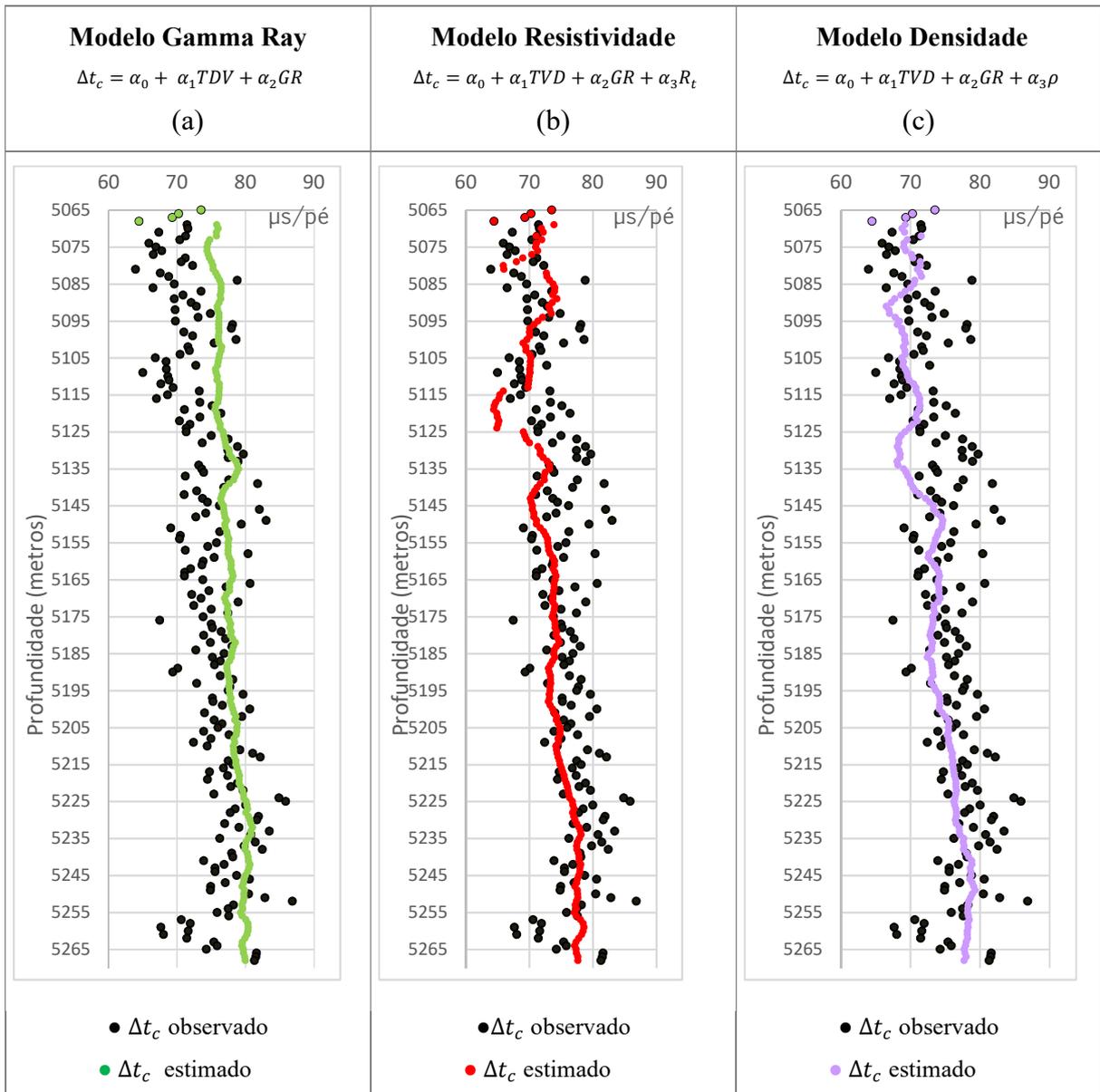
### 6.5.3 Estimativa do tempo do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca

Nesta seção serão apresentados os resultados referentes à estimativa do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) durante a perfuração, na profundidade atravessada pela broca. Lembrando que para essa estimativa foram utilizados os modelos com os coeficientes obtidos através da regressão linear dos parâmetros petrofísicos registrados por LWD, conforme apresentados na seção 6.5.1, aplicados aos parâmetros determinados na profundidade da broca (seção 6.5.2).

#### 6.5.3.1 Caso 1 – Poço A

Na figura 6.12 estão apresentados os resultados referentes à estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca, através da utilização dos modelos dinâmicos *gamma ray*, *resistividade* e *densidade*, representados pelas equações 6.7, 6.8 e 6.9, respectivamente, para o poço A. Na tabela 6.11 estão apresentadas uma comparação entre as métricas obtidas para estimativa de  $\Delta t_c$ , com referência a cada modelo utilizado.

Através de uma análise geral dos resultados apresentados, observa-se que o modelo *densidade*, representado pelo gráfico (c), apresenta melhor ajuste estatístico, com menores medidas de ajustamento. É importante ressaltar os coeficientes determinados pela análise de regressão do modelo *densidade*, representado Equação 6.9, mostraram maior significância estatística (vide seção 6.5.2.1) em relação aos demais modelo, o que confere maior confiança na estimativa.



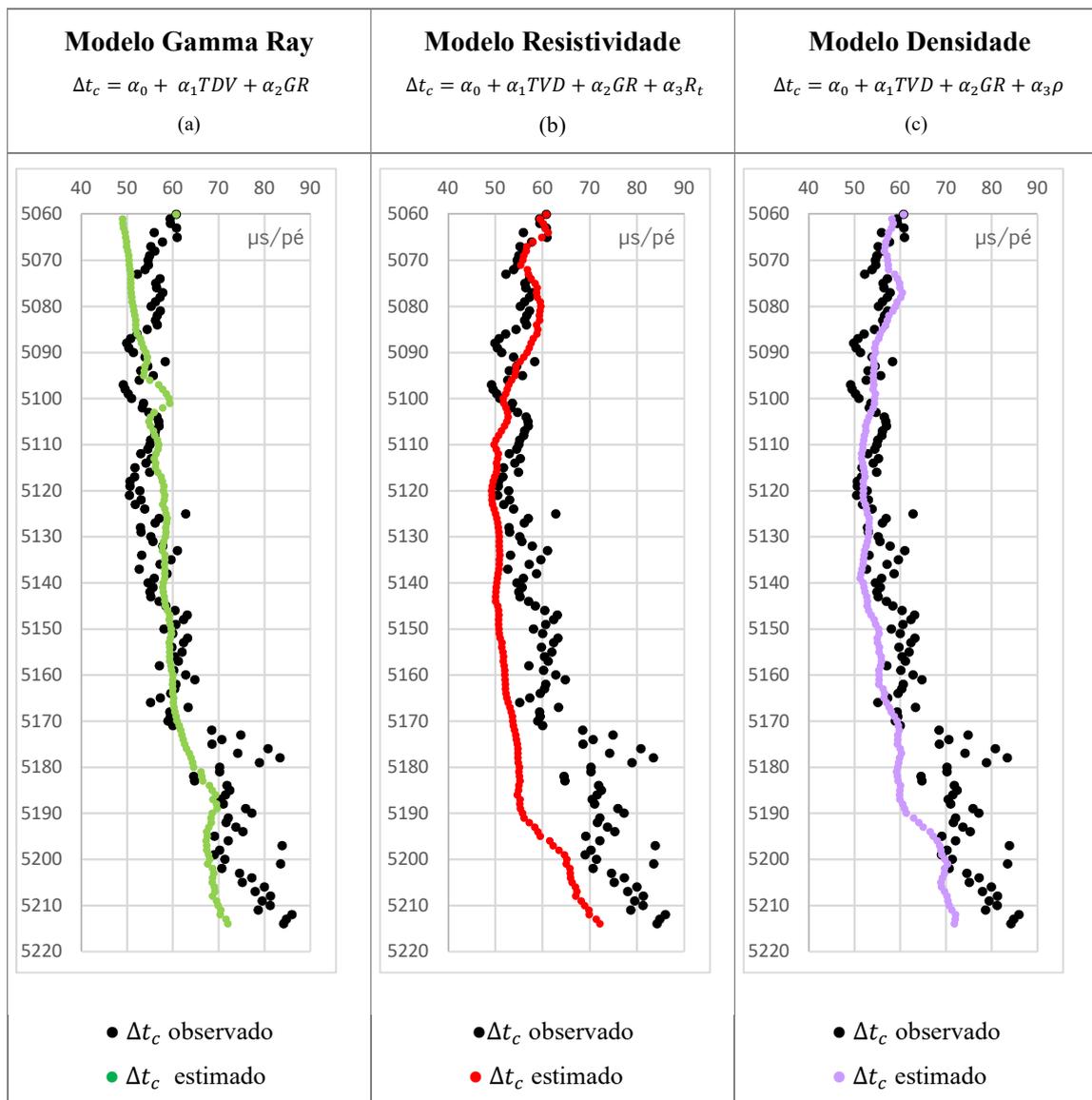
**Figura 6.12:** Tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) estimado na profundidade da broca através dos modelos *gamma ray* (a), resistividade (b) e densidade (c), referentes ao poço A.

**Tabela 6.11:** Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca.

	Gamma Ray	Resistividade	Densidade
<i>r</i>	0,5	0,42	0,45
<i>t-student</i>	9,60	6,60	7,08
DMA	915,17	680,34	670,9
MAPE	4,45	4,06	3,95

### 6.5.3.2 Caso 2 – Poço B

Os gráficos que exibem os resultados referentes as estimativas  $\Delta t_c$  na profundidade atravessada pela broca durante a perfuração, através da utilização dos modelos *gamma ray*, resistividade e densidade, respectivamente, estão apresentadas na Figura 6.13. Na Tabela 6.12 estão apresentados os resultados das métricas comparativas referentes às estimativas realizadas.



**Figura 6.13:** Tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) estimado na profundidade da broca através dos modelos *gamma ray* (a), resistividade (b) e densidade (c), referentes ao poço B.

**Tabela 6.12:** Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca para o poço B

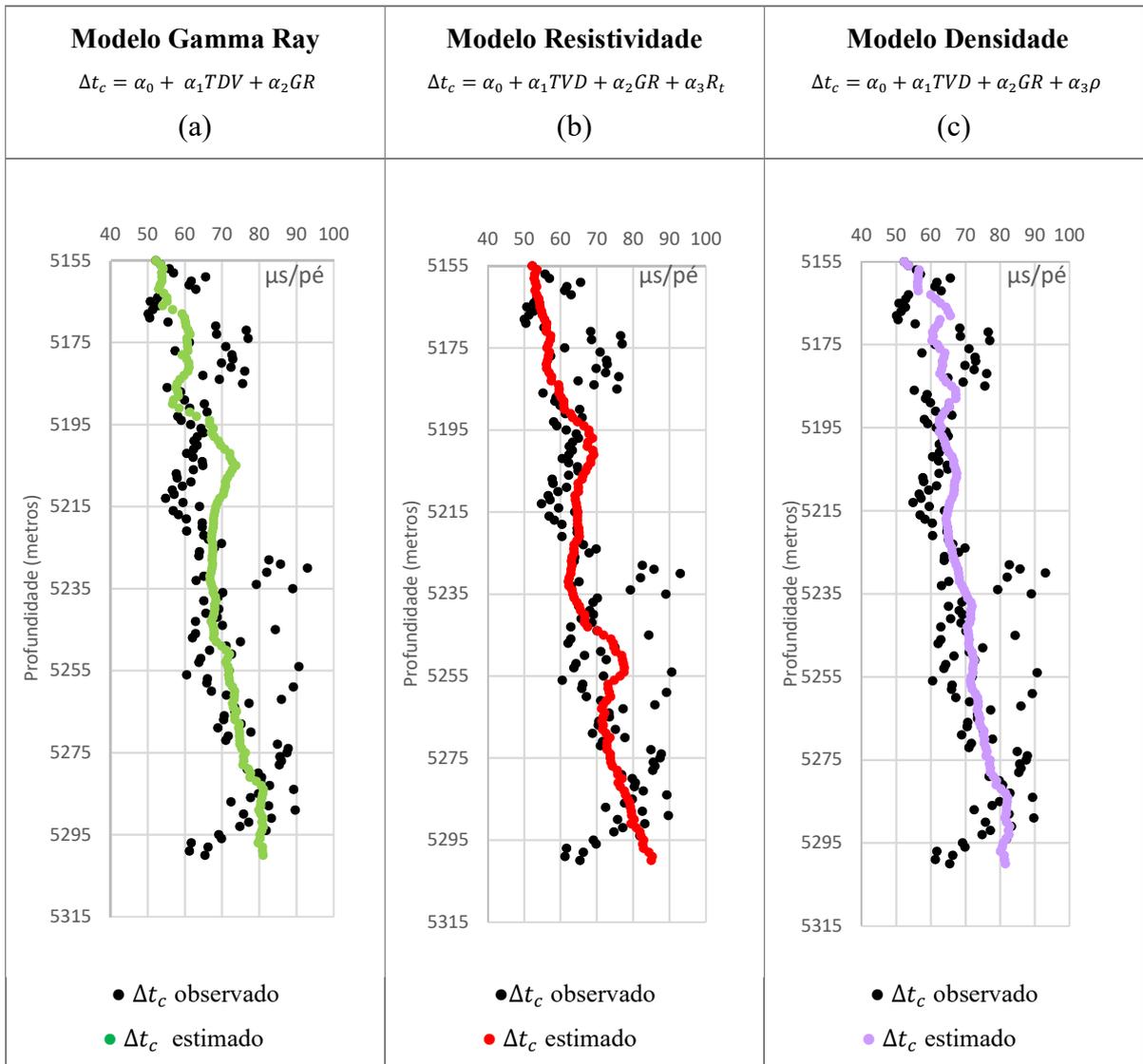
	Gamma Ray	Resistividade	Densidade
<i>r</i>	0,81	0,60	0,83
<i>t-student</i>	17,29	10,39	18,39
DMA	715	5362	786,18
MAPE	5,31	8,85	5,76

Através da análise geral dos resultados obtidos, observa-se menores medidas de ajustamento estatístico para o modelo *gamma ray*, com MAPE de 5,31 e DMA de 715, sendo estas medidas discretamente inferiores aos referentes ao modelo densidade, com MAPE de 5,76 e DMA de 786. Entretanto, a análise de regressão realizada para o modelo dinâmico *densidade* (*vide seção 6.5.1.2*), conferiu aos coeficientes estabelecidos a este modelo (utilizados para estimativa do  $\Delta t_c$  na broca) maior significância estatística.

### 6.5.3.3 Caso 3 – Poço C

Na figura 6.14 estão apresentados os resultados referentes à estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca, através da utilização dos modelos dinâmicos *gamma ray*, resistividade e densidade, representados pelas equações 6.7, 6.8 e 6.9, respectivamente, para o poço C.

A comparação entre as métricas obtidas para estimativa de  $\Delta t_c$ , com referência a cada modelo utilizado está apresentada na Tabela 6.13



**Figura 6.14:** Tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) estimado na profundidade da broca através dos modelos *gamma ray* (a), resistividade (b) e densidade (c), referentes ao poço C.

**Tabela 6.13:** Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca.

	Gamma Ray	Resistividade	Densidade
<i>r</i>	0,50	0,45	0,55
<i>t-student</i>	7,17	6,29	8,18
DMA	1135,1	1199,0	1053,8
MAPE	8,16	8,56	7,57

Observa-se através da análise dos resultados obtidos maior associação entre os valores de  $\Delta t_c$  observados e estimados na profundidade da broca para a modelo densidade, com  $r$  de 0,55, com significância estatística comprovada pelo teste  $t$  de *student* de 7,17. Menores medidas de ajustamento estatístico também foram observadas para este modelo, com DMA de 1053 e MAPE de 7,57.

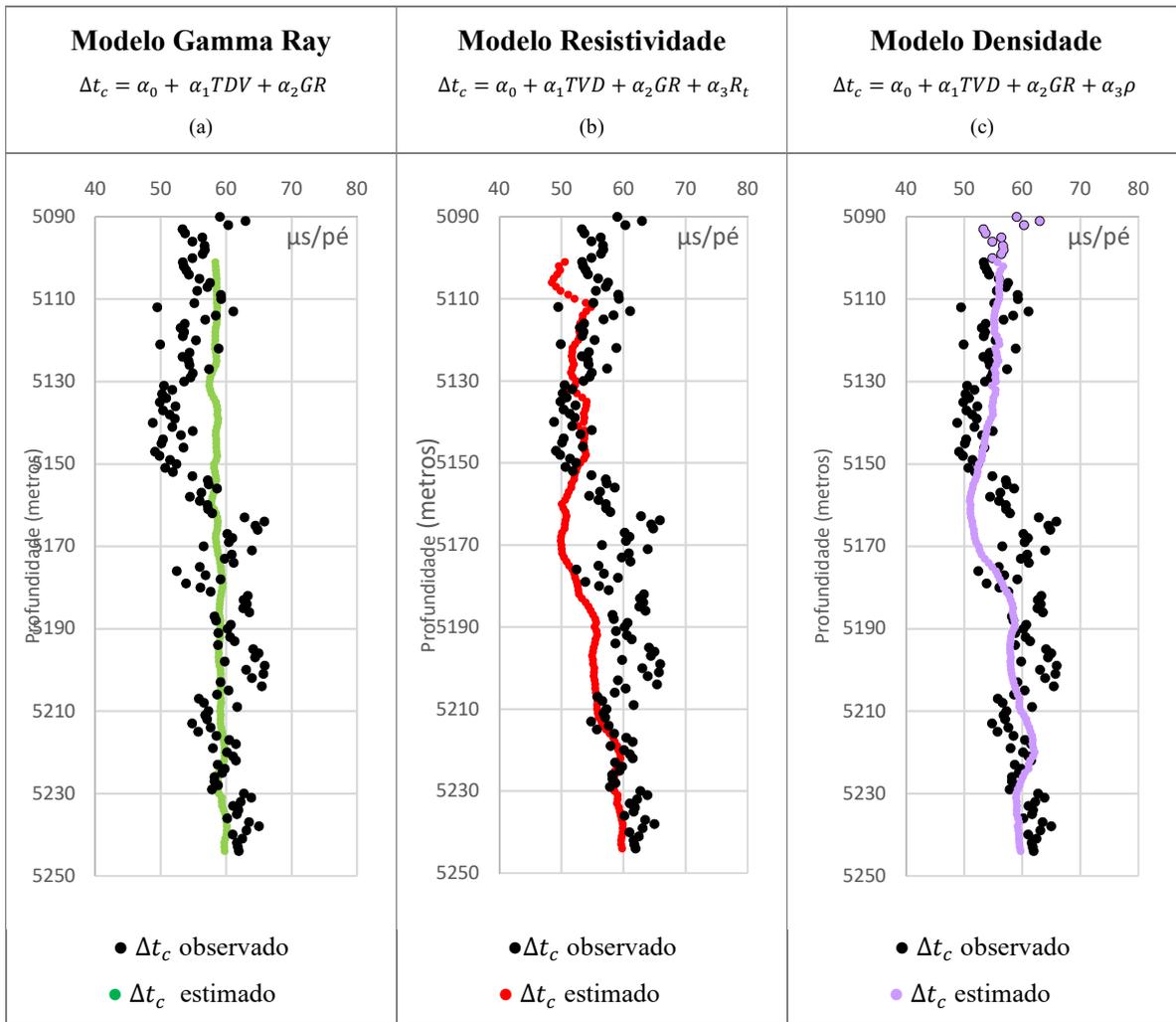
#### 6.5.3.4 Caso 4 – Poço D

Na figura 6.15 estão apresentados os resultados referentes à estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca, através da utilização dos modelos dinâmicos *gamma ray*, *resistividade* e *densidade*, representados pelas equações 6.7, 6.8 e 6.9, respectivamente, para o poço A. Na tabela 6.14 estão as métricas obtidas para estimativa de  $\Delta t_c$ , com referência a cada modelo utilizado.

Através dos resultados apresentados, observa-se que o modelo *densidade*, representado pelo gráfico (c), apresenta associação moderada entre os valores observados e estimados com  $r$  de 0,48. Entretanto este valor se apresenta discretamente superior aos demais obtidos para as demais modelos. Com relação as métricas, também foi observado para o modelo *densidade* menores medidas de ajustamento estatístico, sendo também discretamente inferior as demais medidas de ajustes obtidos para os outros modelos.

**Tabela 6.14:** Comparação entre as métricas obtidas para a estimativa do tempo de trânsito compressional na profundidade da broca.

	Gamma Ray	Resistividade	Densidade
$r$	0,47	0,40	0,48
$t$ -student	7,30	6,10	7,63
DMA	502,6	630,54	493,2
MAPE	4,22	5,61	4,16



**Figura 6.15:**  $\Delta t_c$  estimado na profundidade da broca através dos modelos *gamma ray* (a), resistividade (b) e densidade (c), referentes ao poço D.

## 6.6 Conclusão e Comentários

A parte mais importante deste trabalho consiste na estimativa dos registros do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) na profundidade atual de perfuração, ou seja na profundidade atravessada pela broca, uma vez que este parâmetro petrofísico pode ser utilizado em diversos modelos para quantificação da pressão de poros, como o modelo proposto por Hottman e Jonhson (1965), Eaton (1972), Bowers (1995) entre outros (descritos na seção 2.7.4), além de auxiliar na identificação qualitativa de zonas anormalmente pressurizadas. Entretanto, as ferramentas que fornecem os registros de  $\Delta t_c$  durante a perfuração (LWD), são limitadas a um posicionamento na coluna de perfuração (BHA) distante da broca de perfuração, podendo a aquisição dos registros de  $\Delta t_c$  ser distinta da formação atual. Assim, as inferências sobre a porosidade da formação, com a utilização dos registros de  $\Delta t_c$ , durante a perfuração, são realizadas após a perfuração de uma espessura considerável de rocha, que varia conforme a posição do sensor sônico na coluna de perfuração.

Contudo, esse trabalho propôs a estimativa dos registros  $\Delta t_c$  na profundidade da broca, através da elaboração de diferentes modelos de regressão linear dinâmicos, estimados pelo método dos mínimos quadrados, constituídos com a combinação de variáveis petrofísicas distintas adquiridas através das ferramentas *LWD*, como *gamma ray* (GR), resistividade ( $R_t$ ) e densidade ( $\rho$ ). Os modelos e os coeficientes estimados foram então aplicados aos registros petrofísicos determinados na profundidade atravessada pela broca para estimar  $\Delta t_c$  nesta profundidade.

A notoriedade no que se refere a elaboração dos modelos dinâmicos determinados por regressão linear para estimativa do  $\Delta t_c$  se deve ao fato de os coeficientes obtidos serem constantemente atualizados. Além disso, a metodologia aqui empregada propõe a utilização de registros petrofísicos característicos do próprio poço que está sendo perfurado, podendo não ser necessário registros de poços de correlação para a estimação dos modelos de regressão, como ocorre nos métodos convencionais de estimação de registros como os apresentados por Lorenzen (2018), por Akhundi, *et.al.* (2014), por Augusto e Martins (2010) e por Eskandari *et.al.* (2014).

A determinação das variáveis petrofísicas utilizadas nos modelos elaborados neste estudo para estimativa de  $\Delta t_c$ , foi feita com base em uma possível associação entre as variáveis. De outra forma, na influência que essas variáveis exercem na propagação das

ondas elásticas através da formação. Para este fim, foram determinadas como variáveis explicativas: a profundidade vertical (*TVD*), associada à compactação da rocha; os registros de *Gamma Ray* (*GR*), associados a um possível conteúdo de argila na formação; os registros de *resistividade* ( $R_t$ ), associados a um possível tipo de fluidos nos poros da rocha; e por fim, os registros de densidade ( $\rho$ ), relacionado a porosidade da formação visto que uma rocha mais densa, tende ser menos porosa.

No que se refere às estimativas do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ), estas também foram realizadas através de modelos dinâmicos, onde a análise dos modelos de regressão foi realizada levando em consideração a média dos coeficientes obtidos na estimativa dos modelos. Em todos os casos aqui apresentados foi observado que as estimativas realizadas através do modelo *densidade* (modelo 3) se apresentaram mais adequadas, uma vez que a transgressão aos pressupostos estatísticos básicos foi mínima, não afetando a eficiência das estimativas.

Para todos os casos aqui apresentados, nos modelos contendo a variável explicadora ( $\rho$ ), foi evidenciado maior significância estatística desta variável, contribuindo para uma maior associação entre os valores estimados e observados do  $\Delta t_c$ , ou seja maior correlação entre as variáveis, além disso melhor desempenho estatístico, com menores medidas de ajustamento estatístico. Isso se deve ao fato da variável  $\rho$  ser fortemente relacionada com a porosidade da rocha, fazendo com que esta variável exerça maior influência sobre a variável  $\Delta t_c$ . De outra forma, quanto maior a densidade da rocha, menor será a porosidade e conseqüentemente maior será o tempo de  $\Delta t_c$ .

A análise estatística de regressão para os modelos *gama ray* (modelo 1) e *resistividade* (modelo 2), apresentaram menor conformidade aos pressupostos estatísticos básicos da regressão linear. Sendo assim, as estimativas desses modelos devem ser vistas, com ressalvas e para esses casos sugere-se aprimoramento estatístico dos modelos. Assim, para futuros trabalhos, sugere-se aprimoramento destes modelos estocásticos no intuito de se afastar das estimações que não tenham eficiência, ou que violem o teorema de *Gauss-Markov*. Para aprimoramento dos modelos sugere-se: Transformação das variáveis dos modelos; elaboração de modelos não lineares; utilização de estimadores distintos ao *MQO* e utilização de técnicas estatísticas para correção da normalidade dos resíduos.

## 7. ESTIMATIVA DA PRESSÃO DE POROS EM TEMPO REAL

### 7.1 Utilização do Modelo Ohara para estimativa da pressão de poros

Conforme mencionado anteriormente no Capítulo 3, o modelo proposto por Ohara (1989) foi implementado com o objetivo de estimar a taxa de penetração a partir de parâmetros de perfuração que influenciam a taxa de penetração. Neste trabalho este modelo será modificado para estimar a pressão de poros durante a perfuração.

Os dados necessários para a simulação da pressão de poros em tempo real, através da utilização do modelo de perfuração proposto por Ohara (1989), estão descritas na Tabela 7.1, onde também são apresentadas a simbologia utilizada neste estudo para cada parâmetro.

Uma das variáveis do modelo proposto se refere ao parâmetro diferencial de pressão ( $\Delta P$ ), que consiste na diferença entre a pressão hidrostática do fluido de perfuração ( $\rho_f$ ) expressa em forma de densidade específica de fluido de perfuração, em  $\frac{lb}{gal}$  e a pressão de poros ( $\rho_{P_p}$ ), em  $lb/gal$ , conforme apresentado pela Equação 7.1.

$$\Delta P = \rho_f - \rho_{P_p} \quad (7.1)$$

**Tabela 7.1:** Dados de entrada necessários à estimativa da pressão de poros utilizando o modelo de perfuração proposto por Ohara (1989)

<b>Parâmetros da Broca</b>	Diâmetro da Broca	$d_b$
	Área total de fluxo dos jatos	$A_t$
<b>Parâmetros do Fluido de Perfuração</b>	Densidade	$\rho_f$
<b>Registros de LWD</b>	Gamma Ray	$GR$
	Resistividade	$R_t$
	Densidade	$\rho$
	Tempo de trânsito compressional	$\Delta t_c$
<b>Registros de Mudlogging</b>	Peso sobre Broca	$WOB$
	Rotação na Coluna	$N$
	Vazão de bombeio	$Q$
<b>Descrição Litológica da formação</b>	-	

Uma vez que o modelo proposto por Ohara (1989) foi elaborado para estimar a taxa de penetração ( $ROP$ ), e esta é determinada instantaneamente durante a perfuração, é possível estimar a pressão de poros ( $P_p$ ) através do modelo, assumindo este parâmetro como incógnita, ou seja, como termo dependente.

O modelo em sua forma linearizada é expresso como apresentado pela Equação 7.2, a seguir.

$$\frac{ROP}{Nd_b} = \text{Exp} \left( b_1 + \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right)^{b_2} + b_3 \left( \frac{\Delta P}{S_c} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right)^{b_5} \right) \quad (7.2)$$

É importante ressaltar que neste estudo a pressão de poros será expressa em forma de densidade equivalente de fluido de perfuração, representado por ( $\rho_{P_p}$ ), expresso em *lb/gal*.

Substituindo a Equação 7.1 na Equação 7.2 tem-se:

$$\frac{ROP}{Nd_b} = \exp \left( b_1 + \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right)^{b_2} + b_3 \left( \frac{\rho_f - \rho_{P_p}}{S_c} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right)^{b_5} \right) \quad (7.3)$$

Aplicando a regra dos logaritmos obtém-se a Equação 7.4 na sua forma linear, conforme a apresentada a seguir.

$$\ln \left( \frac{ROP}{Nd_b} \right) = b_1 + b_2 \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right) + b_3 \left( \frac{\rho_f - \rho_{P_p}}{S_c} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + b_5 \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right) \quad (7.4)$$

Passando para o primeiro membro da equação, o termo cuja a variável pressão de poros ( $\rho_{P_p}$ ) é pertinente, tem-se:

$$b_3 \left( \frac{\rho_f - \rho_{P_p}}{S_c} \right) = - \left( b_1 + b_2 \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + b_5 \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right) \right) + \ln \left( \frac{ROP}{Nd_b} \right) \quad (7.5)$$

Nomeando-se o primeiro grupo entre parênteses do segundo membro, como  $X$ , tem-se:

$$\left( b_1 + b_2 \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + b_5 \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right) \right) = -X \quad (7.6)$$

Substituindo a Equação 7.6 na Equação 7.5, tem-se:

$$b_3 \left( \frac{\rho_f - \rho_{Pp}}{S_c} \right) = -X + \ln \left( \frac{ROP}{Nd_b} \right) \quad (7.7)$$

Assim, a pressão de poros pode ser calculada conforme a Equação 7.8, a seguir;

$$\rho_{Pp} = \rho_f - S_c \left( \frac{-X + \ln \left( \frac{ROP}{Nd_b} \right)}{b_3} \right) \quad (7.8)$$

A representação da Equação 8.8 na forma linear pela substituição do parâmetro  $X$  pela Equação 7.6 é dada pela Equação 7.9. Esta equação é o modelo final para predição da Pressão de Poros:

$$\rho_{Pp} = \rho_f - S_c \left( \frac{- \left( b_1 + b_2 \ln \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right) + b_4 \left( 2 - 5 \times 10^{-5} \left( \frac{Z}{d_b} \right) \right) + b_5 \ln \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right) \right) + \ln \left( \frac{ROP}{Nd_b} \right)}{b_3} \right) \quad (7.9)$$

## 7.2 Construção do algoritmo para estimativa da pressão de poros durante a perfuração

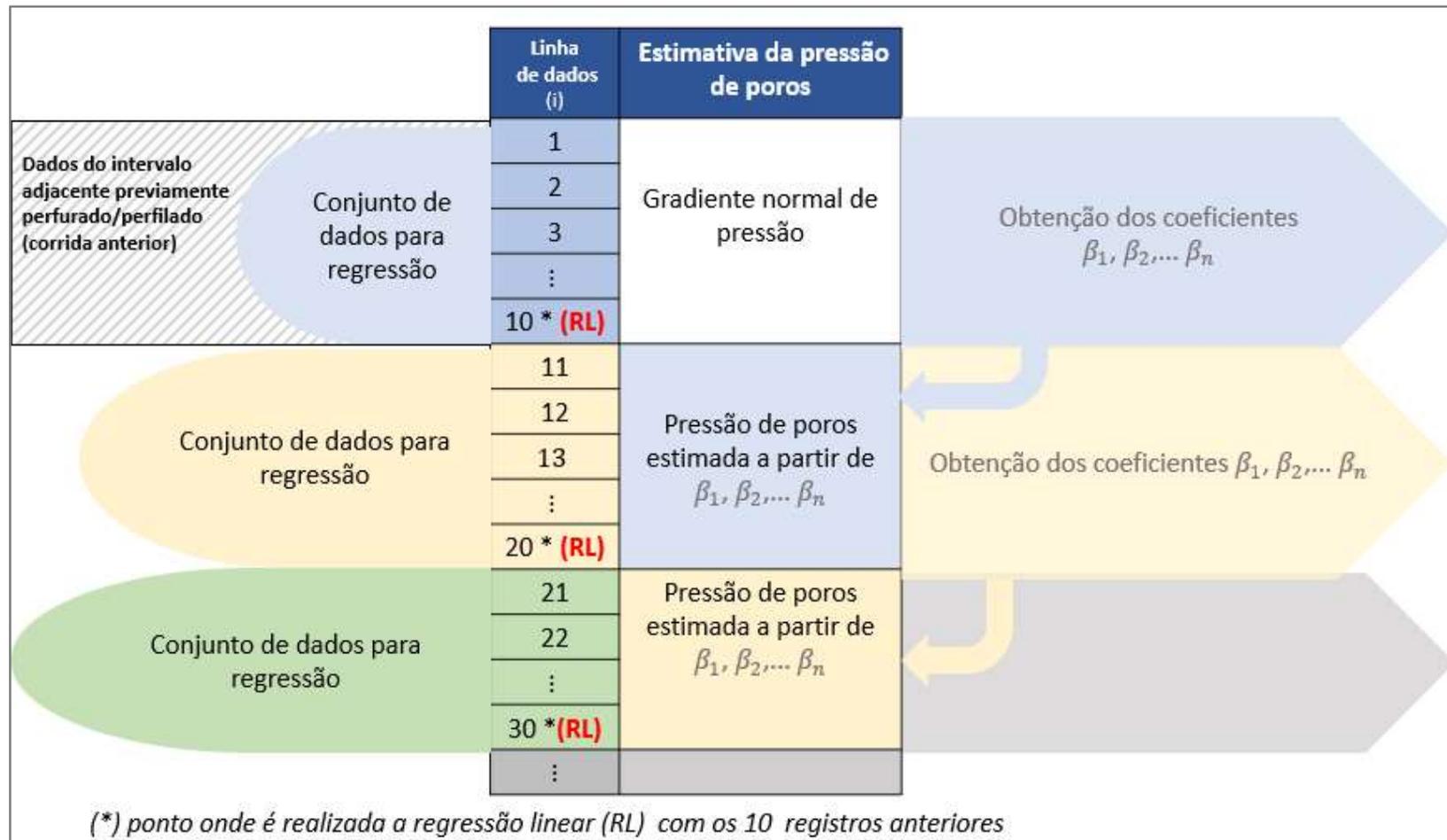
O algoritmo elaborado para o cálculo pressão de poros foi implementado seguindo o seguinte método:

1. A partir dos dados oriundos de um intervalo previamente perfurado e perfilado, são determinadas as variáveis  $X_2, X_3, X_4$  e  $X_5$  do Modelo Ohara<sup>11</sup> representados pelas Equações 3.12, 3.13, 3.14 e 3.15, respectivamente.
2. Com as variáveis do modelo de perfuração já determinadas, são determinados os coeficientes do modelo através da regressão linear múltipla.
3. Os coeficientes determinados são aplicados no modelo, representado pela Equação 7.9, para estimar a pressão de poros. Subsequente, a cada 10 iterações uma nova regressão linear é executada, considerando as 10 últimas linhas de dados recebidas. Desta forma, os coeficientes atualizados são utilizados para a estimativa da pressão de poros das 10 próximas linhas de dados recebidas. Essa sequência é repetida até o recebimento da última linha de dados.

Um esquema do planejamento algoritmo para construção da estrutura de repetição para atualização dos coeficientes determinados pela regressão linear do Modelo Ohara é apresentado pela Figura 7.1.

---

<sup>11</sup> Neste trabalho não foi considerado o parâmetro desgaste da broca referente ao modelo Ohara, devido ter sido utilizado brocas do tipo PDC para todas as amostras. Neste caso foi assumida a hipótese do quebra dos dentes/cortadores da broca.



**Figura 7.1:** Esquema do algoritmo apresentando a estrutura de repetição referente à atualização dos coeficientes do Modelo Ohara, por regressão linear, para previsão da pressão de poros.

### 7.3 Resultados e Discussões

Nesta seção serão apresentados, para cada caso estudado, os resultados referentes a estimativa da pressão de poros ( $P_p$ ), com utilização do modelo proposto por Ohara (1989). Serão apresentados os resultados para a estimativa da  $P_p$  com utilização do modelo definido como *modelo densidade*, para estimativa do  $\Delta t_c$  na profundidade atravessada pela broca, conforme apresentado pela Equação 7.11, sendo esse utilizado para o cálculo da tensão compressiva ( $S_c$ ).

#### *Modelo densidade*

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 \widehat{GR} + \alpha_3 \widehat{\rho} + \varepsilon \quad (7.10)$$

onde  $\Delta t_c$  é o tempo de trânsito compressional estimado na profundidade atravessada pela broca em  $\mu\text{s}/\text{pé}$ ;  $TVD$  é a profundidade vertical (em *metros*), ou seja, profundidade da broca, já que a metodologia é aplicada a poços verticais;  $\widehat{GR}$  e  $\widehat{\rho}$ , parâmetros de *gamma ray* e densidade estimados na profundidade da broca, em *API* e  $g/cm^3$ ; e  $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2$  e  $\alpha_3$  são os coeficientes estimados por regressão linear através no modelo dinâmico na profundidade dos sensores LWD.

É importante ressaltar que a escolha do modelo densidade levou-se em consideração melhores métricas de desempenho, com menores medidas de ajustamento estatístico. Além do mais, as análises de regressão realizadas nos casos apresentados atribuiu maior eficiência às estimativas.

Como referência para avaliação da adequação dos resultados obtidos, estes foram comparados com os resultados de medidas diretas de pressão de poros em carbonatos, apresentados por Silva (2016), realizados para mesma área estudada, onde os valores medidos diretamente (Figura 4.2) correspondem aos valores próximos determinados neste estudo.

### 7.3.1.1 Caso 1 – Poço A

Na Figura 7.2 estão apresentados os resultados referentes a estimativa da pressão Poros ( $P_p$ ) determinado para o poço A, expressa em termos densidade equivalente ( $\rho_{P_p}$ ). Na figura, a curva representada na cor lilás se refere a estimativa da  $\rho_{P_p}$  através do modelo de Ohara, com utilização do modelo *densidade* para cálculo da tensão compressiva ( $S_c$ ), variável pertinente aos parâmetros  $X_2$ ,  $X_3$  e  $X_5$  do (Equações 3.12, 3.13 e 3.15). A curva representada na cor preta, se refere a estimativa da  $\rho_{P_p}$  com utilização do modelo Ohara, com utilização do os registros reais de  $\Delta t_c$  para o cálculo da  $S_c$ .

Observa-se através da Figura 7.2 (a), que os valores determinados para  $\rho_{P_p}$  com a utilização do modelo *densidade* ficaram compreendidos entre aproximadamente 9,3 a 9,6 *lb/gal*, enquanto que com a utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ , os valores ficaram compreendidos entre aproximadamente em 9,4 a 9,6 *lb/gal*. De modo geral, a variação entre as curvas de ( $\rho_{P_p}$ ) estimadas através dos modelos densidade e registros reais de  $\Delta t_c$  reais se apresenta de forma discreta.

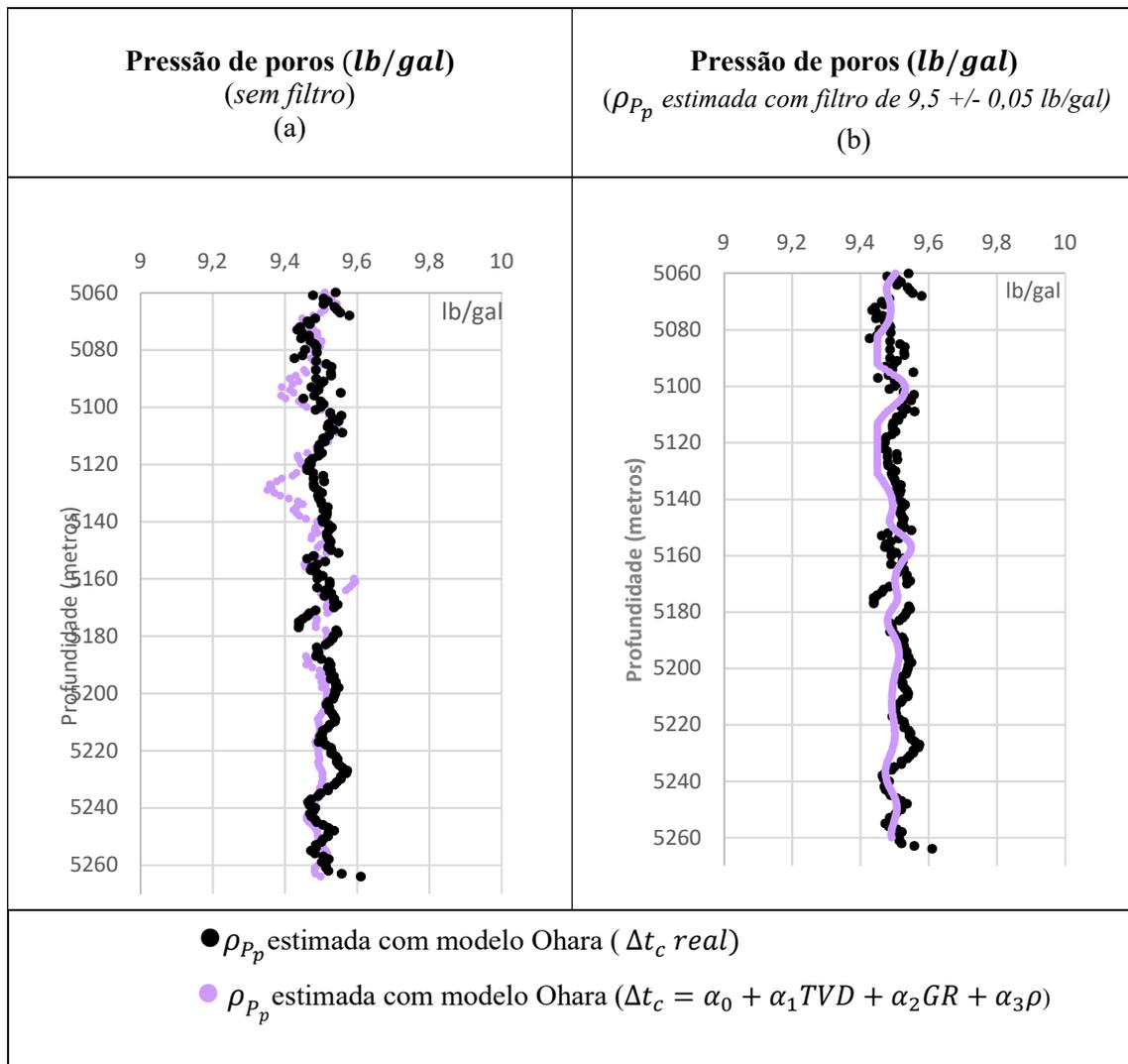
Observa-se um decremento dos valores estimados da  $\rho_{P_p}$  alcançando os valores mínimos de 9,3 *lb/gal*, na profundidade aproximada de 5.090 metros, e entre 5.125 a 5.145 metros, o que converge com o decremento dos registros de  $\Delta t_c$  estimados pelo modelo *densidade* na profundidade da broca nesses mesmos intervalos de profundidade. Com relação a  $\rho_{P_p}$  estimada com a utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ , observa-se um decremento principalmente em aproximadamente 5180 metros, com  $\rho_{P_p}$  alcançando 9,4 *lb/gal*, e um incremento em 5.225 e 5.225 metros, com  $\rho_{P_p}$  de 9,6 *lb/gal*, o que também converge com as variações ocorridas nos registros reais de  $\Delta t_c$ . Tal fato implica que o modelo, se mostrou adequado, visto que respondeu as variações da  $S_c$  sendo essa estimada pelo modelo densidade ou com os valores reais de  $\Delta t_c$ .

Foi aplicado um filtro de suavização considerando os valores médios estimados de  $\rho_{P_p}$  de  $9,5 \pm 0,05$  *lb/gal*, cujos resultados estão apresentados na Figura 7.12 (b).

Os resultados obtidos apresentam-se coerentes aos registros medidos de pressão da formação determinados no *pré-sal* brasileiro, considerando que não houve problemas associados a estabilidade do poço. Como referência para avaliação da adequação dos resultados obtidos, estes foram comparados com os resultados de medidas diretas de

pressão de poros em carbonatos do pré-sal, apresentados por Silva (2016), realizados para mesma área estudada, onde os valores medidos diretamente (Figura 4.12) correspondem aos valores próximos determinados neste estudo.

É importante ressaltar que é que os valores determinados para  $\rho_{P_p}$  são inferiores aos valores da densidade do fluido de perfuração utilizado durante a perfuração deste intervalo, (equivalente a 10 *lb/gal*), o que condiz como uma perfuração *overbalance*, onde a pressão exercida pelo fluido de perfuração é superior a pressão de poros da formação .



**Figura 7.2:** Pressão de poros expressa em densidade equivalente de fluido em **lb/gal** referente ao poço A: (a)  $\rho_{P_p}$  estimada (sem utilização de filtros) com utilização do modelo densidade (curva lilás); e com os registros de  $\Delta t_c$  reais (curva preta); (b)  $\rho_{P_p}$  estimada pelo modelo densidade. com utilização de filtro de +/- 0,05 **lb/gal**.

### 7.3.1.2 Caso 2 – Poço B

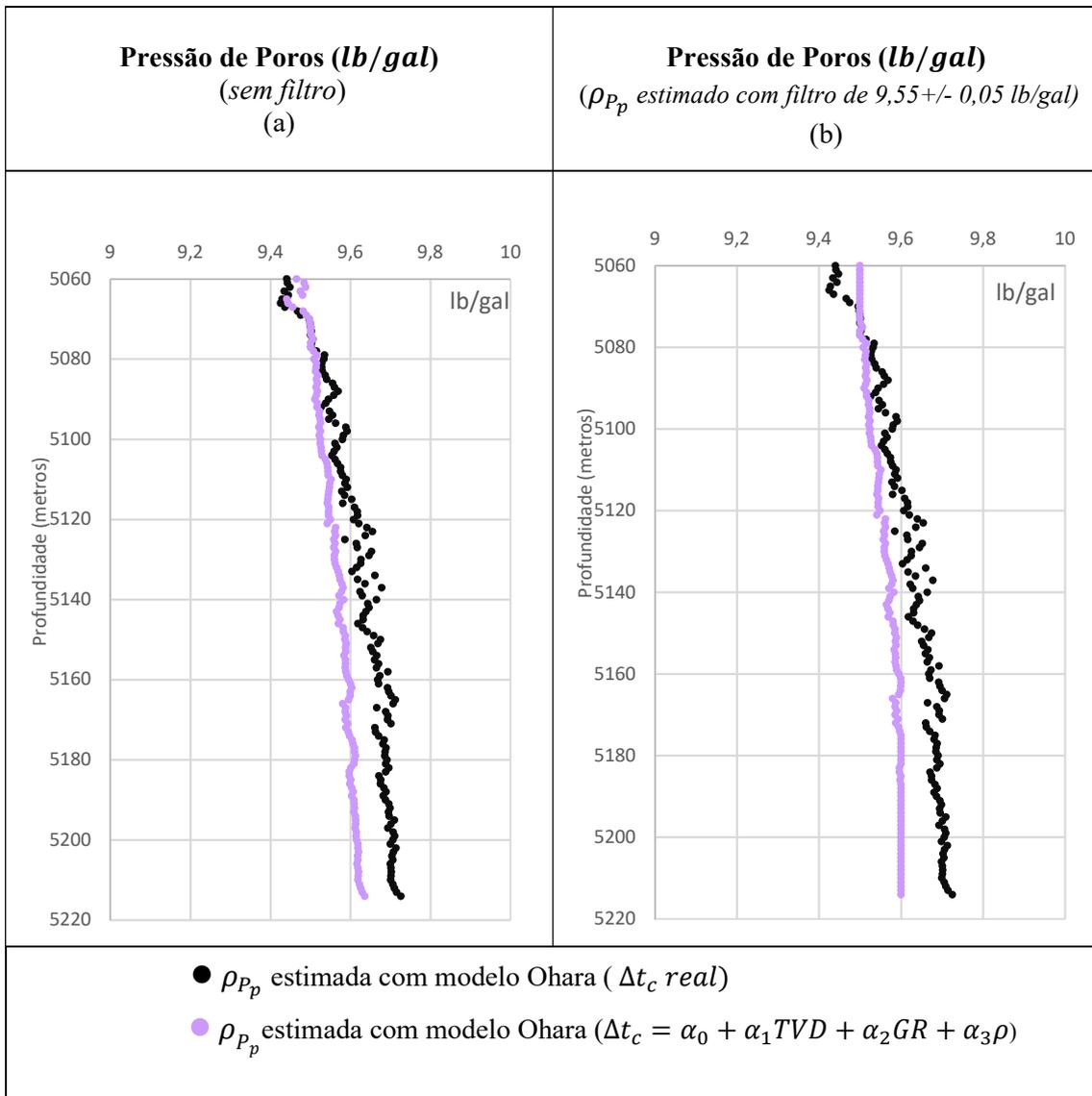
Na Figura 7.3 estão apresentados os resultados referentes a estimativa da densidade equivalente ( $\rho_{P_p}$ ) com a utilização do modelo Ohara para o poço B. Na figura, a curva representada na cor lilás se refere a estimativa de  $\rho_{P_p}$  através do modelo de Ohara, com utilização do modelo *densidade* (Eq.8.11) para a estimativa de  $\Delta t_c$  na profundidade da broca, enquanto a curva representada na cor preta, se refere a estimativa da  $\rho_{P_p}$  com utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$  para o cálculo da  $S_c$ .

Foi observado que os valores brutos estimados para  $\rho_{P_p}$  com a utilização do modelo *densidade* para a estimativa do  $\Delta t_c$  na profundidade da broca, ficaram compreendidos entre aproximadamente 9,45 a 9,60 *lb/gal*, com tendência de incremento ao longo do trecho perfurado. Essa tendência é observada aos registros de  $\Delta t_c$  estimados na profundidade atual de perfuração (profundidade da broca)

Com relação aos valores da  $\rho_{P_p}$  estimados com utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ , esses ficaram compreendidos entre 9,4 a 9,7 *lb/gal*, com afastamento crescente de até 0,1 *lb/gal* em relação aos registros estimados com a utilização do modelo *densidade*. Essa tendência também é observada pela comparação entre os valores de  $\Delta t_c$  estimados na broca com os registros reais de  $\Delta t_c$  (Fig 7.13, c).

A Figura 7.3 (b) se refere a aplicação de filtro de (9,55 +/- 0,05 *lb/gal*) nos valores de  $\rho_{P_p}$  estimadas através do modelo *densidade*.

Os resultados estimados da  $\rho_{P_p}$  para este poço apresentam-se coerentes aos registros de pressão da formação determinados nos carbonatos do *pré-sal* brasileiro, através de médias diretas de pressão, conforme reportado por Silva (2016). Ressaltando que não houve problemas associados a estabilidade do poço.



**Figura 7.3:** Pressão de poros expressa em densidade equivalente de fluido em **lb/gal** referente ao poço B: (a)  $\rho_{P_p}$  estimada (sem utilização de filtros) com utilização do modelo densidade (curva lilás); e com os registros de  $\Delta t_c$  reais (curva preta); (b)  $\rho_{P_p}$  estimada pelo modelo densidade com utilização de filtro de 9,55+/- 0,05 lb/gal.

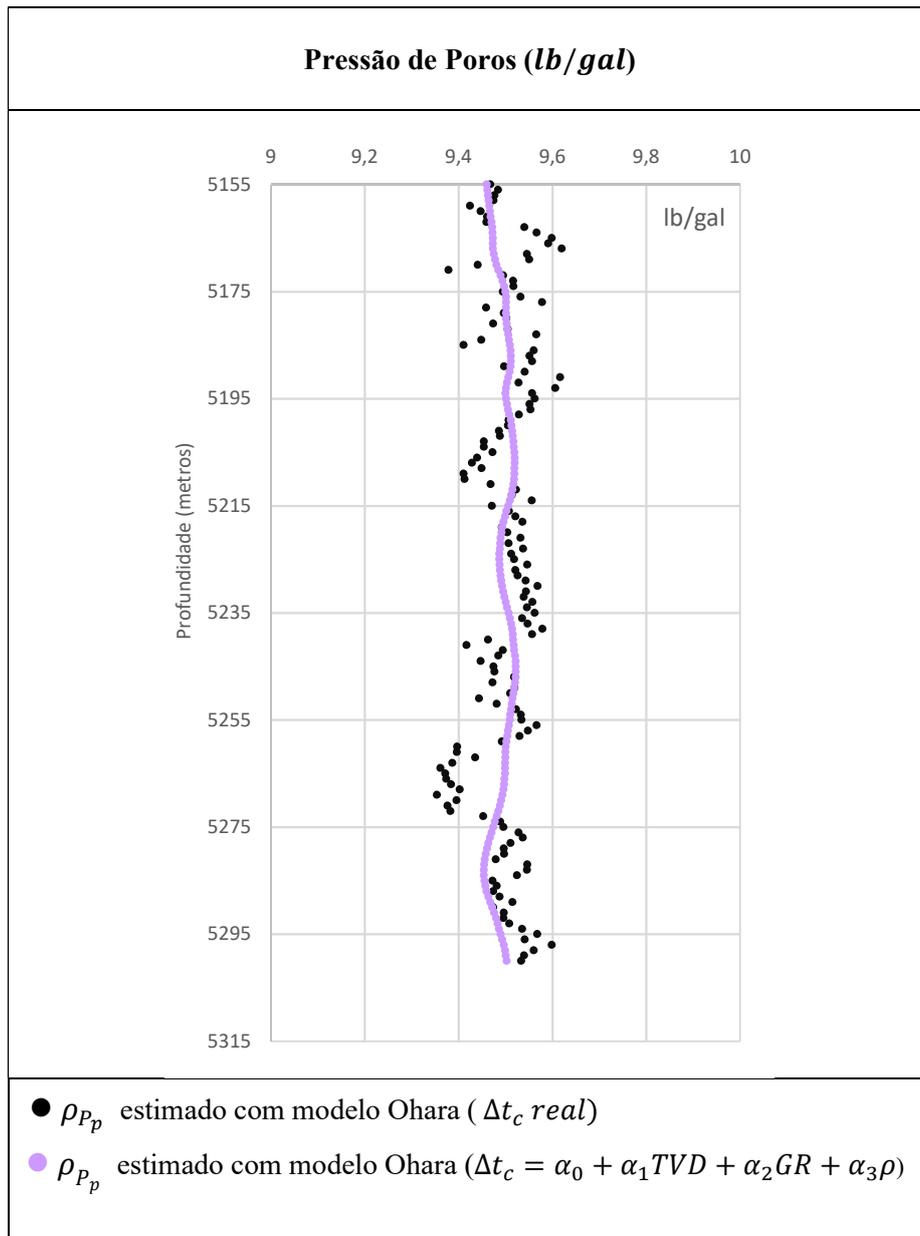
### 7.3.1.3 Caso 3 – Poço C

Na Figura 7.4 estão apresentados os resultados referentes as estimativas da pressão de poros expressos em termos densidade equivalente ( $\rho_{Pp}$ ), determinados no poço C, com utilização do modelo proposto por Ohara (1989), onde foram utilizados para o cálculo da tensão compressiva o modelos *densidade* (Eq. 7.11) e os registros reais  $\Delta t_c$ .

Observa-se através dos resultados obtidos para os valores de  $\rho_{Pp}$  estimados com a utilização do modelo *densidade*, que ficaram compreendidos entre 9,45 a 9,52 *lb/gal*, enquanto que os determinados com a utilização dos registros de  $\Delta t_c$  reais ficaram compreendidos entre 9,37 a 9,61 *lb/gal*. A menor variação referente aos valores determinados de  $\rho_{Pp}$  com a utilização modelo *densidade* convergem com a menor variação dos registros estimados de  $\Delta t_c$  na profundidade atravessada pela broca, com a utilização deste modelo (Figura 6.14). Os registros reais de  $\Delta t_c$ , apresentados na Figura 6.4, revelam maior variação exibindo picos de variação máxima entre 2530 a 5290 metros, com valores máximos de até 95  $\mu s/pé$ . Esses picos provavelmente são associados a um aumento repentino na porosidade da rocha, que pode ser associada a presença fraturas ou *vugs* (cavidades em forma de vesículas) ocasionados por dissolução química, comuns em rochas carbonáticas.

Tendo em vista a discreta variação com relação aos registros estimados da  $\rho_{Pp}$  com a utilização do modelo *densidade*, não houve a necessidade da aplicação de filtros.

Os resultados obtidos também se apresentam coerentes aos registros de pressão da formação medidos no *pré-sal* brasileiro, de acordo com, apresentados por Silva (2016), realizados para mesma área estudada.



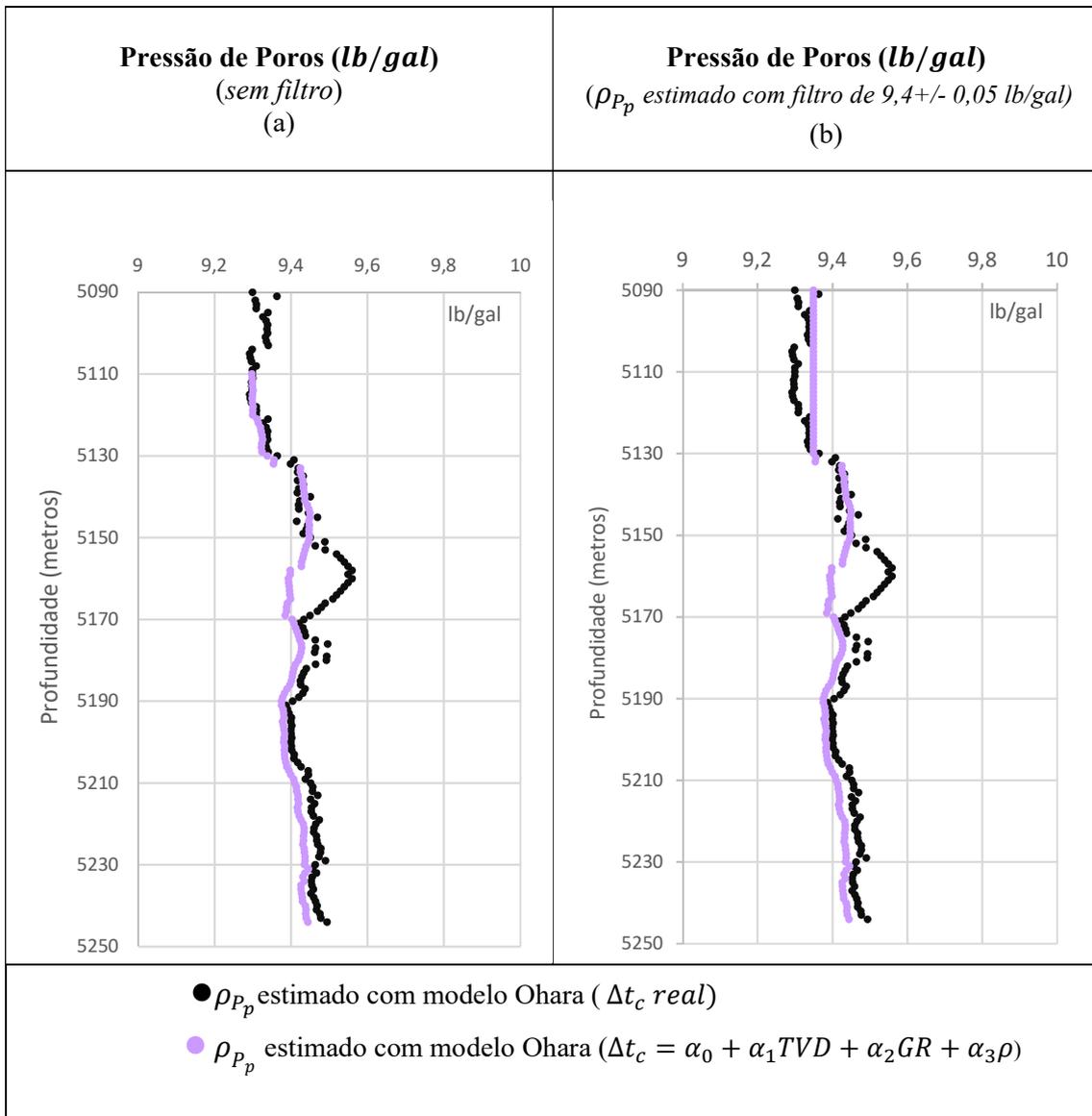
**Figura 7.4** Pressão de poros expressa em densidade equivalente de fluido em **lb/gal** referente ao poço C com utilização do modelo densidade (curva lilás) e com os registros de  $\Delta t_c$  reais (curva preta).

#### 7.3.1.4 Caso 4 – Poço D

Na Figura 7.5 estão apresentados os resultados referentes a estimativa da densidade equivalente  $\rho_{P_p}$  com a utilização do modelo Ohara determinados para o poço D. A curva representada na cor lilás se refere a estimativa de  $\rho_{P_p}$  através do modelo de Ohara, com utilização da modelo *densidade* (Equação 7.11) para estimativa de  $\Delta t_c$  na broca, enquanto a curva representada na cor preta, se refere a estimativa da  $\rho_{P_p}$  com utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$  para o cálculo da  $S_c$ .

Observa-se que os resultados para estimativa do  $\rho_{P_p}$  com a utilização do modelo *densidade* se apresentaram entre 9,3 a 9,45 *lb/gal*, enquanto os determinados com a utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ , variaram entre 9,3 a 9,55 *lb/gal*. As variações ocorridas nos valores de  $\rho_{P_p}$  estimados com utilização do modelo *densidade*, estão associadas as variações ocorridas o  $\Delta t_c$  estimado na profundidade da broca. O mesmo ocorre para os valores  $\rho_{P_p}$  estimado com a utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ , que convergem com a curva do  $\Delta t_c$  real.

Da mesma forma que os demais casos apresentados neste estudo, os resultados estimados para o  $\rho_{P_p}$  para este poço apresentam-se coerentes aos registros de medidas diretas de pressão da formação efetuadas nos carbonatos do *pré-sal* brasileiro, conforme reportado por Silva (2016).



**Figura 7.5:** Pressão de poros expressa em densidade equivalente de fluido em **lb/gal** referente ao poço D: (a)  $\rho_{P_p}$  estimado (sem utilização de filtros) com utilização do modelo densidade (curva lilás); e com os registros de  $\Delta t_c$  reais (curva preta); (b)  $\rho_{P_p}$  estimado pelo modelo densidade com utilização de filtro de 9,4 +/- 0,05 lb/gal.

## 7.4 Conclusão

Neste estudo a pressão de poros foi estimada com utilização do Modelo Ohara, proposto para estimar a taxa de penetração, elaborado através da análise dimensional dos parâmetros de perfuração que exercem influência sobre a mesma. Entretanto, a estimativa do tempo de trânsito compressional ( $\Delta t_c$ ) em tempo real, nesse estudo é relacionada ao cálculo da tensão compressiva da rocha ( $S_c$ ), onde essa é intrínseca a três parâmetros do modelo proposto por Ohara. Sendo assim, as imprecisões referentes as estimativas de  $\Delta t_c$  realizadas, são de certa forma “diluídas” entre as demais imprecisões advindas da determinação de outros parâmetros do modelo.

Os valores estimados da pressão de poros em termos de densidade equivalente ( $\rho_{P_p}$ ) para os casos estudados, com a utilização do modelo densidade (Eq.6.10), ficaram compreendidos entre 9,3 a 9,6 *lb/gal*, e foi observado que em alguns casos, as variações desses valores acompanham as variações de  $\Delta t_c$  estimados na profundidade atravessada pela broca. A mesma associação ocorre aos valores da  $\rho_{P_p}$  estimados com utilização dos registros reais de  $\Delta t_c$ .

A metodologia proposta para este estudo se mostrou coerente para estimação da pressão de poros com utilização do método proposto por Ohara (1989), no que se refere aos casos estudados. No entanto, seria adequado para avaliação da metodologia adotada para a estimativa da  $\rho_{P_p}$ , a ocorrência de registros de testes realizados por medições diretas de pressão, nos poços referentes a cada caso estudado. Entretanto, a coerência dos resultados obtidos para as estimativas  $\rho_{P_p}$  foi avaliada através da comparação com os resultados reportados na literatura referentes a mesma área estudada, como apresentado por Silva (2016). Além do mais, também não foram evidenciados problemas associados a estabilidade dos poços em questão, o que corrobora para a pressuposição da não ocorrência de um regime de alta pressão nos reservatórios estudados.

## 8. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

---

A proposição deste estudo se refere a estimativa da pressão de poros em tempo real, com a utilização do modelo de previsão da taxa de penetração (*ROP*) proposto por Ohara (1989). No entanto, as variáveis que compõe o modelo são referentes aos dados de parâmetros de perfuração, juntamente com a tensão compressiva da rocha ( $S_c$ ), que pode ser estimada através de registros que infiram a porosidade da rocha, medidos por ferramentas de LWD. Uma vez que a  $S_c$  é estimada, e durante a perfuração, a *ROP* é determinada instantaneamente e a pressão de poros ( $P_p$ ) é quantificada a partir da atualização do modelo de perfuração, já que esta é uma das variáveis pertinentes ao modelo. É importante ressaltar que o modelo foi aplicado de forma dinâmica, onde um algoritmo foi elaborado para promover constantemente a realização da regressão linear, de forma a manter atualizados, a cada iteração, os coeficientes determinados. No entanto, os coeficientes variam à medida que são atualizados, e com isso seria adequado a execução das análises regressão dos modelos a cada iteração, ou seja, a cada execução de uma nova regressão linear para um novo conjunto de dados. Neste estudo, as análises dos modelos de regressão se referem a utilização da média dos coeficientes estimados.

Uma das partes mais importantes deste trabalho se refere a estimativa dos registros do tempo de trânsito compressional em tempo real ( $\Delta t_c$ ) na profundidade atual de perfuração, ou seja, na profundidade da broca, uma vez que o sensor responsável pela aquisição desses registros durante a perfuração (sensor sônico), é posicionado distante da broca na coluna de perfuração. Contudo, o conhecimento de  $\Delta t_c$  na profundidade da broca é de grande importância, visto que este parâmetro petrofísico infere indiretamente a porosidade da rocha, sendo utilizado em diversos modelos empíricos para quantificação da pressão de poros, e na identificação qualitativa de zonas anormalmente pressurizadas.

Para estimar o tempo de trânsito compressional na profundidade atravessada pela broca, neste estudo, foram propostos diferentes modelos de regressão linear dinâmicos, estimados pelo método dos mínimos quadrados, constituídos com a combinação de variáveis petrofísicas distintas adquiridas através das ferramentas *LWD*, como *gamma ray* (*GR*), resistividade ( $R_t$ ) e densidade ( $\rho$ ). Os coeficientes  $\alpha_0$ ,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  e  $\alpha_3$ , determinados através dos modelos foram aplicados aos parâmetros petrofísicos estimados na profundidade da broca ( $\widehat{GR}$ ,  $\widehat{R}_t$  e  $\rho$ ), para estimar  $\Delta t_c$  nesta mesma profundidade. Estas

estimativas também foram realizadas através de modelos dinâmicos, onde a análise dos modelos de regressão foi realizada levando em consideração a média dos coeficientes obtidos na estimativa dos modelos. Entretanto, também foram evidenciados casos onde houve não conformidade em alguns dos pressupostos estatísticos básicos de regressão, principalmente nos modelos contendo as variáveis *resistividade* e *gamma ray*. Sendo assim, as estimativas desses modelos devem ser vistas com ressalvas, e para esses casos sugere-se aprimoramento estatístico dos modelos. Sendo assim, para todos os casos estudados, para a estimativa da  $\rho_{P_p}$  em tempo real, foi utilizado o modelo contendo a variável *densidade*, aqui denominado como modelo densidade, cujo desempenho estatístico se mostrou o mais adequado com melhores métricas de desempenho e menores medidas de ajustamento estatístico, conferindo maior confiabilidade ao modelo.

A notoriedade da metodologia empregada para estimativa do  $\Delta t_c$ , se deve ao fato de que os coeficientes obtidos através dos modelos de regressão linear são constantemente atualizados e, e a metodologia aqui empregada propõe a utilização de registros petrofísicos característicos do próprio poço que está sendo perfurado, podendo não ser necessário registros de poços de correlação para a estimação dos modelos de regressão, como ocorre nos métodos convencionais de estimação do  $\Delta t_c$ , como os apresentados por Lorenzen (2018), por Akhundi, *et.al.* (2014), por Augusto e Martins (2010) e por Eskandari *et.al.* (2014).

Os resultados apresentados neste estudo referentes a estimativa da  $\rho_{P_p}$ , com a utilização do modelo proposto por Ohara revelam-se coerentes aos registros reportados na literatura. Entretanto, a avaliação da coerência dos resultados obtidos foi realizada através da comparação com resultados de testes de pressão da formação reportados na literatura na mesma área estudada, conforme citado por Silva (2016). Além do mais, também não foram evidenciados problemas associados a estabilidade dos poços em questão, o que corrobora para a pressuposição da não ocorrência de um regime de alta pressão nos reservatórios estudados.

Os principais métodos convencionais para predição da pressão de poros são dependentes da tendência de compactação normal e são aplicados principalmente a folhelhos, onde a *subcompactação* se refere como o principal mecanismo gerador de pressão anormal. Os casos estudados nesta tese se referem a reservatórios predominantemente carbonáticos, onde o processo de compactação é dada de forma

diferenciada, tendo em vista que durante a diagênese podem ocorrer transformações químicas e/ou físicas que acarretam na precipitação de sais (cimentação), reduzindo o espaço poroso, ou até mesmo dissolução de minerais, o que promove o aumento da porosidade da rocha. Sendo assim, rochas carbonáticas podem apresentar pressões anormalmente altas sem nenhuma influência associada à porosidade. e com isso não é conveniente a adoção de modelos baseados na tendência normal de compactação para esses casos.

As principais vantagens da aplicação desta metodologia podem ser sumarizadas como segue:

- Fácil aplicação;
- Estimativa em tempo real, na profundidade atual atravessada pela broca;
- Utilização de um modelo de perfuração com a conjugação de dados de perfuração e registros de *LWD*;
- Utilização de dados adquiridos no próprio poço em que está sendo perfurado, sem a necessidade de dados de poços de correlação;
- A estimativa do tempo de trânsito é realizada na profundidade atual de perfuração, ou seja, na profundidade atravessada pela broca, permitindo uma informação mais recente a respeito da porosidade da formação que está sendo perfurada;
- O tempo de trânsito compressional estimado na profundidade atravessada pela broca pode ser utilizado em outros métodos de predição da pressão de poros como Eaton, Bowers, profundidade equivalente, entre outros.
- O método pode ser aplicado a reservatórios não convencionais, não sendo restrito a folhelhos (tendência normal de compactação)
- O conhecimento da pressão de poros em tempo real corrobora com uma execução da operação de perfuração de forma a garantir uma operação segura e eficiente.

As principais desvantagens da aplicação desta metodologia consistem em:

- A confiabilidade do resultado da modelagem através do modelo de perfuração proposto é intrinsecamente associada à qualidade das informações dos parâmetros de perfuração, adquiridas pelo sistema de Sistema de Monitoração de sonda (*Mudlogging*), e pelos registros petrofísicos adquiridos pelos sensores de LWD. A qualidade do conjunto de informações é influenciada pela precisão dos sensores e pela confiabilidade dos transmissores e também pelas condições do ambiente de fundo de poço no qual o BHA se encontra.
- Incertezas associadas aos modelos determinados por regressão linear;
- Método aplicado a poços verticais

Para futuros trabalhos, sugere-se:

- Aprimoramento dos modelos estocásticos determinados pela análise de regressão linear, no intuito de se afastar das estimações que não tenham eficiência, ou que violem o teorema de *Gauss-Markov*. Para aprimoramento dos modelos sugere-se: transformação das variáveis dos modelos, elaboração de modelos não lineares, utilização de estimadores distintos ao *MQO* e utilização de técnicas estatísticas para correção da normalidade dos resíduos.
- Aplicação da metodologia para poços onde foram identificadas zonas de pressão anormal, com registros de testes de medição direta da pressão de poros para calibração;
- Aplicação para um número maior de poços com litologias distintas.
- Comparação com outros métodos empíricos de estimativa de  $P_p$  para carbonatos;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Akhund, H., Ghafoori, M., Lashkaripour, G. R. **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, 2014.
- Alcocer, C. F., Reza, M. R. **A Unique Computer Simulation Model Well Drilling: Part I**, Em: 56<sup>th</sup> California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers. Oakland – EUA. SPE, Paper 15108, 1986
- Alderred, W., Bergt, D., Rasmus, J., Voisin, B. **Real Time Overpressure Detection**. Oilfield Review 1, N° 3. 1989.
- Atashbari, V. **Origin of overpressure and pore pressure prediction in carbonates reservoirs of the Abadan Plain Basin**. Australian School of Petroleum. (2016).
- Atashbari, V., Tingay, M. R. **Pore Pressure Prediction in a Carbonate Reservoir**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/150836-MS. 2012
- Augusto, F. O., Martins, A. **A well-log regression analysis for p-wave velocity prediction in the Namorado Field**. Revista Brasileira de Geofísica (SBGR). 2009
- Azadapour, M., Shad Manaman, N., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Sedghipour, M. R. **Pore pressure prediction and modeling using well-logging data in one of the gas fields in South of Iran**. Journal of Petroleum Science and Engineering, V128, pp. 15-23. 2015.
- Binghan, M. G. **A new approach to interpreting rock drabiability (3)**. Oil and Gas Journal. V.62. 1964.
- Bougoyne, A. T. J., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., Young, F. S. J. **Applied Drilling Engineering**. 2nd printing. Richardson. Society of Petroleum Engineers, 1991.
- Bowers, G. **Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction**. SPE Paper 27488. 1995.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., And Kan, T. K. **Offset depend t 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; 1993

- Chang, C., Zoback, M. and Khaskar, A. **Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks**. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 51. No. 3-4, P. 223-237. 2006
- Chatar, C., Blyth, M. **BHA Design and Vibration Modeling for Improving the Quality Sonic Measurements**. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. 2011
- Chatterjee, R., Paul, S., and Mourya, V. K. **Prediction of uniaxial compressive strength from well log data in Jharia Coalfield**. Presented at the 10th Biennial International Conference and Exposition on Petroleum Geophysics (SPG 2013) held at Kochi, India. 2013
- Correia, C., B. **Análise e comparação de resultados de dois métodos de estimativa de pressão de poros quando aplicados a dois campos brasileiros de águas profundas**. Dissertação de Mestrado. UNICAMP. Campinas. 2015
- Dutta, N. C. **Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead**. Geophysics v, 67, n, 6, p, 2012-2041, 2002,
- Eaton, B. **The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs**. SPE Journal. 5544, 1975.
- Eaton. B. **The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs**. SPE Paper 3719. 1972
- Eskandari, H., Rezaee, M.R. And Mohammadnia, M. **Application of Multiple Regression and Artificial Neural Network Techniques to Predict Shear Wave Velocity from Well Log Data for a Carbonate Reservoir, South-West Iran**. Cseg Recorder, 42-48. 2004.
- Exlog (Exploration Logging of U.S.A., Inc.). **Theory and evaluation of formation pressures the pressure log reference manual**. Applications Manual. EL P/N 18792 MS-156. Sacramento, California, 63 p. 1980.
- Faust, L. Y. **Seismic velocity as a function of depth and geologic time**. Geophysics. V. 16. 1951.

- Fertl, W. H. e Chilingarian, G, V. **Importance of Abnormal Formation Pressures**. SPE Paper 5946, 1977.
- Foster, J. B. e Whalen, H. E. **Estimation of Formation Pressures from Electrical Surveys – Offshore Louisiana**. SPE Paper 1200, 1966.
- Freyburg, E. **The lower and middle colourful sandstones of SW-Thuringen in their geological characteristics (In German)**. The East German Geological Sciences Society. Vol.176. p. 911-919. 1972.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., And Gregory, A.R. **Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps**. Geophysics, 39, 770-780. 1974.
- Gujarati, D, N., Porter, D. C., **Econometria Básica**. 5. ed, Bookman: Porto Alegre, 2011.
- Green, S., O’Connor, S. A., Edward, A. P. **Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review**. Search and DiscoveryArticle 41830 (2016).
- Hair Jr., J. F., Black, W.C., Babin, B.J., Anderson, R. E., Tatham, R. L. **Análise Multivariada de Dados**. 6, ed, Bookman: Porto Alegre, 2009.
- HAN, D. H., NUR, A., MORGAN, D. **Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones**. Geophysics, 51, 2093-2107. 1986.
- Holbrook, P. W., Hauck, M. L. A. **Petrophysical-Mechanical Math Model for Real-Time Wellsite Pore Pressure/Fracture Gradient Prediction**. Society of Petroleum Engineers. 1987
- Hottman, C. E., Johnson, R. K. **Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties**. SPE Paper 1110. 1965.
- Hubbert, M. K., Rubey, W. W. **Role of Fluid Pressure in Mechanics od Overthrust Faulting**. Bulletin of Geological Society of America. 115-166, 1959
- Jorden, J. R., Shirley, O. J. **Application of drilling performance data to overpressure detection**. Journal of Petroleum Technology. V. 28. 1966
- Khan. K., Almarri, M., Al-Qahtani, A., Syed, S, A., Negara, A., Jin, G. **Maximizing the Use of Rock Mechanical Data through Empirical Correlation and Data-Driven Analytics**. SPE paper-195140-MS. 2019.

- Kieu, D. T., Kepic, A., Kitzig, M.C. **Prediction of sonic velocities from other borehole data: An example from Kevusta mine site, northern Finland.** Geophysical Prospecting. V. 66. 2018.
- Küng, S, C. **Previsão de Taxas de Penetração na Perfuração de Poços de Petróleo com Brocas de Cortadores Fixos.** Dissertação de M,Sc, COPPE/UFRJ, 2016.
- Larionov, W. W. **Borehole Radiometry.** Nedra, Moscow.1969.
- Levine, D. M., Stephan, D. F., Krehbiel, T., C., Berenson, M. L. D. **Estatística: Teoria e Aplicações.** 6 ed, Rio de Janeiro: LTC, 2015
- Lorenzen, R. **Multivariate linear regression of sonic logs on petrophysical logs for detailed reservoir characterization in producing fields.** Interpretation. Vol.6., No 3. 2018.
- Malloy, K. P., Stone, R., Medley, G. H., Hannegan, D. M., Coker, O. D., Reitsma, D., Sonnemann, P. **Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122281-MS. 2009
- Marchesi, V. R., **Técnicas de modelagem aplicadas à previsão da pressão de poros em ambientes geológicos complexos.** Tese de Doutorado. PUC-RJ. 2015.
- Mason, L. K., **Three-Cone Bit Selection with Sonic Logs.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston – SPE Paper13256, 1984.
- Maurer, W. C., **The perfect cleaning theory of rotary drilling.** Journal of Petroleum Technology. SPE 408, pp.1270-1274. 1962.
- Martin, C. A. **Wellsite Applications of Integrated MWD and Surface Data.** Society of Petroleum Engineers. 1986.
- McNally, G. H., **Estimation of coal measure rock strength using sonic and neutron logs.** Geoexploration, Vol. 24, No. 4-5, p, 381-395. 1987.
- Militzer, H., Stoll, R. **Einige Beiträge der Geophysik zur primädatenerfassung im Bergbau: Neue Bergbautechnik, Leipzig.** Vol. 3. p. 21–25. 1973.
- Moatazedian I., Rahimpour-Bonab H., Kadkhodaie-Ilkhchi A., Rajoli M.R. **Prediction of shear and Compressional Wave Velocities from petrophysical data utilizing genetic algorithms Technique: A case study in Hendijan and Abuzar fields located in Persian Gulf.** JGeope 1 (1), p. 1-17. 2011.

- Mouchet, J. P., Mitchell A. **Abnormal Pressures While Drilling**. Manual Techniques 2. Elf Aquitaine Editions. Boussens. France.1989.
- Ohara, S. **Método de Escolha do Tipo de Broca e Seleção do Peso sobre Broca e Velocidade de Rotação na Perfuração com Mínimo Custo**, Dissertação de M,Sc., UNICAMP. Campinas. SP. Brasil. 1989.
- Pennebaker, E. S. **An Engineering Interpretation of Seismic Data**. SPE Paper 2165. 1968.
- Plumb, R. A. **Influence of composition on the failure properties of clastic rocks**. SPE-28022-MS, presented at the Rock Mechanics in Petroleum Engineering held in Delft, Netherlands, 1994.
- Rajabi, M., Bohlooli, B., Gholampour Ahangar, E. **Intelligent approaches for prediction of compressional, shear and Stoneley wave velocities from conventional well log data: A case study from the Sarvak carbonate reservoir in the Abadan Plain (Southwestern Iran)**. Computers & Geosciences 36, 647–664. 2010.
- Raymer, D. S., Hunt, E. R., Gardner, J. S. **An improved sonic transit time-to-porosity transform**. 21st Ann. Mtg. of the Soc. of Prof. Well Log Analyst, paper P. 1980.
- Rehm, B., McClendon, R. **Measurement of Formation Pressure from Drilling Data**., paper SPE 3601, presented at SPE Annual Fall Meeting, New Orleans. 1971.
- Reyna, J. C. L. **Investigação sobre os métodos de previsão de poros em folhelhos e uma aplicação de uma abordagem probabilística**. Dissertação de mestrado. PUC. Rio de Janeiro. 2007.
- Rezaee, M.R., Kadkhodaie-Ilkhchi, A., Barabadi, A. **Prediction of shear wave velocity from petrophysical data utilizing intelligent systems: an example from a sandstone reservoir of Carnarvon Basin, Australia**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 55, 201-212. 2007.
- Rocha, L. A. S., Azevedo, C. T. **Buscando o estado da arte nas estimativas de geopressões**. Boletim técnico da Produção de Petróleo.V. 1, n.1, 2006.
- Rocha, L. A., Novaes, M. **Pressões das Formações**. Petrobras CEN-NOR, 1990,
- Saha, B., Fertl, W. H. **Origin Evaluation of Formation Pressures**. Boston, Kluwer Academic Publishers, 1989.

- Silva, C. F. **Análise geomecânica dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado.** PUC. Rio de Janeiro. 2016.
- Swarbrick R., Osborne M. **Mechanisms that Generate Abnormal Pressures: An Overview. Abnormal Pressure in Hydrocarbon Environments: chapter 2.** AAPG Memoir 70. p. 13-34. 1998.
- Terzaghi, K., Peck, R. B. **Soil Mechanics in Engineering Practice.** John Wiley and Sons. New York. p. 566. 1948.
- Torman, V. B. L., Coster, R., Riboldi, J. **Normalidade de Variáveis: Métodos de Verificação e Comparação de Alguns Testes Não-Paramétricos por Simulação,** Revista HCPA. 2012.
- Villacasting, P, F. **Using Qualitative Techniques to Constrain Normal Comapaction Trendlines: A Methodology for Real-Time Pore Pressure Prediction in Exploration Wells.** IADC SPE. China. 2012.
- Warren, T. M. **Penetration-Rate performance of Roller-Cone Bit.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, EUA. SPE-13259. 1986.
- Wyllie, M. R., Gregory, A. R., Gardner. I. W. **Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media.** Geophysics V.21. 1956.
- Yoshida, C., Ikeda, S., Eaton, B. **An Investigate Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America.** IADC/SPE, Paper 36381. 1996.

Wang, Z., Wang, R. **Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead.** Journal of Natural Gas and Engineering. 2015.

Zoveidavianpoor, M. **A comparative study of artificial neural network and adaptive neurofuzzy inference system for prediction of compressional wave velocity.** Neural Computing and Applications 25, 1169–1176. 2014.

Zoveidavianpoor, M., Samsuri, A. Shadizadeh, S.R. **Adaptive neuro fuzzy inference system for compressional wave velocity prediction in a carbonate reservoir.** Journal of Applied Geophysics 89, 96–107. 2013

Este teorema estabelece que dado um problema físico que envolve um número de  $n$  variáveis físicas ( $x_1, x_2, \dots, x_n$ ), onde essas são representadas por  $d$  dimensões físicas fundamentais independentes, a equação do sistema físico pode ser reescrita como uma equação de  $p = n - d$  variáveis adimensionais (parâmetros  $\pi$ ), elaboradas a partir das variáveis originais,

Assim, a relação que expressa a relação entre o problema físico, onde a variável dependente é função de  $n - 1$  variáveis independentes, pode ser descrita por:

$$x_1 = f(x_2, x_3, \dots, x_n) = 0 \quad (\text{A.1})$$

O teorema que essa relação pode ser reescrita como uma relação entre  $n - d$  produtos adimensionais, denominados produtos  $\pi$  ( $\pi$ ) e pode ser reescrita da seguinte forma:

$$g(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_{n-d}) = 0 \quad (\text{A.2})$$

onde  $n$  é referente ao número dimensões primárias necessárias para especificar as dimensões das variáveis  $x_1, x_2, \dots, x_n$ ,

Primeiramente a taxa de penetração é expressa em função dos parâmetros que exercem influência sobre a mesma, como descrito pela Equação B.1

$$ROP = f(WOB, N, \Delta P, Z, F_j, S_c, Dd_b, h) \quad (B.1)$$

Colocando-se o termo  $ROP$  ou  $\frac{dZ}{dt}$  em evidência, a equação acima pode ser descrita como apresentado na Equação B.2.

$$g\left(\frac{dZ}{dt}, WOB, N, \Delta P, Z, F_j, S_c, d_b, h\right) = 0 \quad (B.2)$$

Posteriormente são realizadas as análises das dimensões referentes a cada parâmetro acima mencionado, onde  $L$  se refere a grandeza física relacionada ao comprimento,  $F$  a força e  $T$  ao tempo.

$dZ/dt$	$[LT^{-1}]$
$WOB$	$[F]$
$N$	$[T^{-1}]$
$\Delta P$	$[FL^{-2}]$
$Z$	$[L]$
$F_j$	$[F]$
$S_c$	$[FL^{-2}]$
$d_b$	$[L]$
$H$	$[L]$

Pelo Teorema  $\Pi$  de Buckingham cada parâmetro é elevado a um expoente e a Equação B.2 pode ser reescrita como apresentado pela Equação B.3

$$g\left([LT^{-1}]^a [F]^b [T^{-1}]^c [FL^{-2}]^d [L]^e [F]^f [FL^{-2}]^g [F]^h [F]^i\right) = F^0 L^0 T^0 \quad (B.3)$$

Somando as grandezas físicas  $F$ ,  $L$  e  $T$  em termos de expoente, tem-se:

$$\sum F = 0, \text{ então: } b + d + f + g + 0 \quad \therefore \quad g = -b - d - f \quad (\text{B.4})$$

$$\sum L = 0, \text{ então: } a - 2d + e - 2g + h + i = 0 \quad (\text{B.5})$$

$$\sum T = 0, \text{ então: } c = -a \quad (\text{B.6})$$

O teorema *II de Buckingham* requer o conhecimento do número de grupos adimensionais ( $n$ ), Sendo o número de variáveis ( $m$ ) igual a 9 e o número de dimensões ( $d$ ) igual a 3, referente a  $F, L$  e  $T$ , então o número de grupos adimensionais é calculado como:  $n = 9 - 3 \quad \therefore \quad n = 6$ ,

A determinação dos grupos adimensionais requer a solução do sistema algébrico formado pelas Equações B.4, B.5 e B.6. Substituindo a Equação B.4 na Equação B.5, obtém-se:

$$i = -a - 2b - e - f \quad (\text{B.7})$$

Substituindo a equação B.4 e B.7 na Equação B.3 tem-se:

$$g \left\{ \left[ \frac{dZ}{dt} \right]^a [WOB]^b [N]^{-a} [\Delta P]^d [Z]^e [F_j]^f [S_c]^{-b-d-f} [H]^h [d_b]^{-a-2b-e-2f-h} \right\} 0 \quad (\text{B.8})$$

Separando os termos com expoentes comuns determina-se os 6 grupos adimensionais, como a apresentados pelas Equações a seguir:

$$\pi_1 = \left( \frac{ROP}{ND_b} \right)^a \quad (\text{B.9})$$

$$\pi_2 = \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right)^b \quad (\text{B.10})$$

$$\pi_3 = \left( \frac{\Delta P}{S_c} \right)^d \quad (\text{B.11})$$

$$\pi_4 = \left( \frac{Z}{d_b} \right)^e \quad (\text{B.12})$$

$$\pi_5 = \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right)^f \quad (\text{B.13})$$

$$\pi_6 = \left( \frac{h}{d_b} \right)^h \quad (\text{B.14})$$

Substituindo os grupos adimensionais na Equação B.8 tem-se:

$$g\{[\pi_1]^a [\pi_2]^b [\pi_3]^d [\pi_4]^e [\pi_5]^f [\pi_6]^h\} = 0 \quad (\text{B.15})$$

O termo independente ( $ROP/ND_b$ ) é então transferido para o primeiro membro da Equação B.15, junto ao seu grupo adimensional. Os expoentes são renomeados e é adicionado um coeficiente de proporcionalidade ( $b_y$ ). Assim a B.15 passa a ser descrita como a Equação B.16, apresentada a seguir:

$$\frac{dZ/dt}{N D_b} = \left\{ b_1 \left[ \left( \frac{WOB}{S_c d_b^2} \right)^{b_2} \left( \frac{\Delta P}{S_c} \right)^{b_3} \left( \frac{Z}{d_b} \right)^{b_4} \left( \frac{F_j}{S_c d_b^2} \right)^{b_5} \left( \frac{h}{d_b} \right)^{b_6} \right] \right\} \quad (\text{B.16})$$

## APÊNDICE C

**Tabela:** Valores  $\Delta t_s/\Delta t_c$  e  $\alpha$  em função da litologia propostos por Mason (1984)

<i>Litologia</i>	$\Delta t_s/\Delta t_c$	$V_s$ (pés/s)	$\Delta t_s$ ( $\mu s/pé$ )	$\alpha$
CALCAREO CRISTALINO	1,90	21000	47,6	1,00
COQUINA	2,00	21000	47,6	1,00
CALCISSILTITO	2,10	21000	47,6	1,00
CALCARENITO	2,00	21000	47,6	1,05
CALCIRUDITO	1,90	21000	47,6	1,10
DOLOMITA	1,80	25000	40,0	1,15
BRECHA		22000	45,0	1,15
CONGLOMERADO		18000	55,6	1,20
DIAMICITO	1,85	19000	52,6	1,05
TILITO		22200	45,0	1,00
AREIA	1,50	18000	55,6	1,15
ARENITO	1,60	19500	51,3	1,00
SILTITO	1,80	23000	43,5	1,00
ARGILA	3,20	6000	166,7	0,95
ARGILITO	1,00	10000	52,6	0,95
FOLHELHO	1,72	19500	51,3	1,00
MARGA	2,3	21000	47,6	0,95
IGNEA		22200	45,0	1,00
DIABASIO	1,70	22700	44,0	1,00
BASALTO	1,55	20150	49,6	1,00
GRANITO	1,70	21350	46,8	1,00
METAMORFICA		22200	45,0	1,00
GNAISSE	1,80	25000	40,0	1,00
FILITO		22200	45,0	1,00
XISTO		22200	45,0	0,95
QUARTIZITO	1,50	21500	46,5	1,00
META-ARENITO		222000	45,0	1,00
META-SILTITO		22200	45,0	1,00
ARDOSIA		22200	45,0	1,00
ULTRABASICA		22200	45,0	1,00
TAQUIDRITA		15000	66,7	1,00
ANIDRITA	2,45	20000	50,0	1,0
GIPSITA	2,45	19050	52,5	1,00
SAL NÃO IDENTIFICADO	2,15	15000	66,7	1,00
HALITA	2,15	15000	66,7	1,00
SILVINITA		15000	66,7	1,00
CARNALITA		15000	66,7	1,00
CHAMOSITO		22200	45,0	1,00
CARVÃO		22200	45,0	1,00
SILEX		22200	45,0	1,00

```

%% Calculo da UCS pelo método de MASON

TCTS=0;
alpha=0;

for i=1:length(Profundidade)
    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'MRG')); %MARGA
        TCTS = 2,3;
        alpha = 0,95;
    end
    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'FLH')); %FOLHELHO
        TCTS = 1,7;
        alpha = 1;
    end

    if(strcmpi(LITOLOGIA(i), 'BAS'));%BASALTO
        TCTS = 1,55;
        alpha = 1;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'CAL') || strcmpi(LITOLOGIA(i), 'COQ'));
    %CALCARIO %COQUINA
        TCTS = 2;
        alpha = 1;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'MDS') ||
strcmpi(LITOLOGIA(i), 'CLU') || strcmpi(LITOLOGIA(i), 'WKS'));
        TCTS = 2,1;
        alpha = 1;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'CRE')); %CALCARENITO

        TCTS = 2;
        alpha = 1,05;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'DOL')); %DOLOMITA
        TCTS = 1,8;
        alpha = 1,15;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'CLC')); %CALCILUTITO

        TCTS = 1,9;
        alpha = 1;
    end

    if(strcmpi(LITOLOGIA(i), 'SLT')); %SILTITO
        TCTS = 1,8;
        alpha = 1;
    end

    if (strcmpi(LITOLOGIA(i), 'INI') || strcmpi(LITOLOGIA(i), 'DIA'));
    TCTS = 1,7; %IGNEA %DIABASIO
        alpha = 1;
    end
end

```

```
end

end

TC = (dte * (TCTS ^ alpha));
Resultado = 262862,53 * exp(-0,0266 * TC);
UCS_psi = Resultado;
UCS_pa=UCS_psi*6894,75672; (% Conversão para Psi)
```

```

% Denominação das variáveis

% Z          Profundidade          (metros)
% ROP        Taxa de Penetração     (metros/segundo)
% N          Rotação da coluna      (rotação por segundo)
% PSB        Peso sobre broca      (Newton)
% SC         Tensão Compressiva     (Pascal)
% DB         Diâmetro da broca      (metros)
% DP         Diferencial de pressão (Pascal)
% DP_calc    Diferencial de pressão (Pascal)

% Cálculo dos parâmetros do modelo no intervalo considerado como
% previamente perfurado (corrida anterior)

%Cálculo considerando pressão de poros normal

Y      =      log(ROP/(N*DB));
X1     =      ones(size(Z));
X2     =      log(PSB/(SC*DB_m^2));
X3     =      - (DP/SC);
X4     =      2 - ( Z/DB)*5*10^-5;
X5     =      log(Fj/(UCS*DB^2));

X = [X1 X2 X3 X4 X5];

Y = log(ROP/(RPS*DB));

% Obtenção dos coeficientes por regressão linear

coef = regress (Y,X);
      b1(i)= coef(1);
      b2(i)= coef(2);
      b3(i)= coef(3);
      b4(i)= coef(4);
      b5(i)= coef(5);

DP_calc(i) =SC*(Y- b1+b2*X2-b4*X4-b5*X5)/b3;

pf(i) = 0.1704.*Z*pf*6894,7567;

PP(i) = pf - DP_calc

```

End

```
% CALCULO DA PRESSÃO DE POROS EM TEMPO REAL
```

```
%* o diferencial é determinado com o valor de PP calculado
```

```
For i = 1: length(depth)
```

```
Y      = log(ROP(i)/(N(i)*DB));  
X1     = ones(size(Z));  
X2     = log(PSB(i)/(SC(i)*DB_m^2));  
X3     = - DP_calc(i)/SC(i);  
X4     = 2 - (Z(i)/DB)*5*10^-5;  
X5     = log(Fj(i)/(UCS(i)*DB^2));
```

```
X = [X1(1:i-10) X2(1:i-10) X3(1:i-10) X4(1:i-10) X5(1:i-10)];
```

```
Y = log(ROP(1:i-10)/(RPS(1:i-10)*DB));
```

```
coeficiente = regress (Y,X);
```

```
b1(i)= coef(1);  
b2(i)= coef(2);  
b3(i)= coef(3);  
b4(i)= coef(4);  
b5(i)= coef(5);
```

```
DP_calc(i) =SC(i)*(Y(i)-b2(i)*X2(i)-b4(i)*X4(i)-  
b5(i)*X5(i))/b3(i);
```

```
pf(i) = 0.1704*Z(i)*pf(i)*6894,7567;
```

```
PP(i) = pf(i) - DP_calc(i);
```

```
end
```

## MODELO 1

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \varepsilon$$

```

% Descrição das variáveis

depth = Profundidade           [m]
dens   = densidade             [g/cm3]
dtc    = tempo de trânsito     [us/ft]
gr     = gamma ray             API units
res    = resistividade         [ohm.m]

MP_SONICO=25; % measure point do sensor sônico
NP = 5 % dados referentes ao intervalo perfurado previamente

dtc_estimado_3=zeros(length(depth));
Y=zeros(length(depth));
X3=zeros(length(depth));

A = depth;
B = gr;
ca= ones(length(depth));

for i = NP+1:NP+MP_SONICO % estimativa dos 25 primeiros metros (onde há
a ausência dos dados do sônico)
Y = dtc(1:NP);
X = [ca(1:NP) A(1:NP) B(1:NP)]; % Os 15 primeiros dados são referentes
a fase anterior

    beta = regress(Y,X);
    b0 = beta(1);
    b1 = beta(2);
    b2 = beta(3);

dtc_estimado(i) =b0 + b1* A(i)+ b2 * B(i);

end

for i =NP+MP_SONICO+1:length(depth) %51=MP+25 metros do poço anterior

Y = dtc(1:i-MP_SONICO);
X = [ca(1:i-MP_SONICO) A(1:i-MP_SONICO) B(1:i-MP_SONICO) C(1:i-
MP_SONICO)];

    beta = regress(Y,X);
    b0(i) = beta(1);
    b1(i) = beta(2);
    b2(i) = beta(3);

dtc_estimado(i) =b0 + b1(i)* A(i)+ b2(i) * B(i);

end

```

## APÊNDICE G Código para estimativa do tempo de trânsito

---

### MODELO 2

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 res + \varepsilon$$

```
% Descrição das variáveis

depth = Profundidade           [m]
dens  = densidade              [g/cm3]
dtc   = tempo de trânsito      [us/ft]
gr    = gamma ray              API units
res   = resistividade          [ohm.m]

MP_SONICO=25; % measure point do sensor sônico
NP = 5 % dados referentes ao intervalo perfurado previamente

dtc_estimado_3=zeros(length(depth));
Y=zeros(length(depth));
X3=zeros(length(depth));

A = depth;
B = gr;
C = res;
ca= ones(length(depth));

for i = NP+1:NP+MP_SONICO % estimativa dos 25 primeiros metros (onde há
a ausência dos dados do sônico)
Y = dtc(1:NP);
X = [ca(1:NP) A(1:NP) B(1:NP) C(1:NP)]; % Os 15 primeiros dados são
referentes a fase anterior

    beta = regress(Y,X);
    b0 = beta(1);
    b1 = beta(2);
    b2 = beta(3);
    b3 = beta(4);

dtc_estimado(i) =b0 + b1* A(i)+ b2 * B(i)+ b3 * C(i);

end

for i =NP+MP_SONICO+1:length(depth) %51=MP+25 metros do poço anterior

Y = dtc(1:i-MP_SONICO);
X = [ca(1:NP) A(1:i-MP_SONICO) B(1:i-MP_SONICO) C(1:i-MP_SONICO)];

    beta = regress(Y,X);
    b0(i) = beta(1);
    b1(i) = beta(2);
    b2(i) = beta(3);
    b3(i) = beta(3);
dtc_estimado(i) =b0 + b1(i)* A(i)+ b2(i) * B(i)+ b3(i)* C(i);

end
```

## APÊNDICE H Código para estimativa do tempo de trânsito

---

### MODELO 3

$$\Delta t_c = \alpha_0 + \alpha_1 TVD + \alpha_2 GR + \alpha_3 \rho + \varepsilon$$

```
% Descrição das variáveis

depth = Profundidade           [m]
dens  = densidade              [g/cm3]
dtc   = tempo de trânsito      [us/ft]
gr    = gamma ray              API units
res   = resistividade          [ohm.m]

MP_SONICO=25; % measure point do sensor sônico
NP = 15 % dados referentes ao intervalo perfurado previamente

dtc_estimado_3=zeros(length(depth));
Y=zeros(length(depth));
X3=zeros(length(depth));

A = depth;
B = gr;
C = dens;
ca= ones(length(depth));

for i = NP+1:NP+MP_SONICO % estimativa dos 25 primeiros metros (onde há
a ausência dos dados do sônico)
Y = dtc(1:NP);
X = [ca(1:NP) A(1:NP) B(1:NP) C(1:NP)]; % Os 15 primeiros dados são
referentes a fase anterior

    beta = regress(Y,X);
    b0 = beta(1);
    b1 = beta(2);
    b2 = beta(3);
    b3 = beta(4);

dtc_estimado(i) =b0 + b1* A(i)+ b2 * B(i)+ b3 * C(i);

end

for i =NP+MP_SONICO+1:length(depth) %51=MP+25 metros do poço anterior

Y = dtc (1:i-MP_SONICO);
X = [ca(1: i-MP_SONICO) A(1:i-MP_SONICO) B(1:i-MP_SONICO) C(1:i-
MP_SONICO)];

    beta = regress(Y,X);
    b0(i) = beta(1);
    b1(i) = beta(2);
    b2(i) = beta(3);
    b3(i) = beta(3);
dtc_estimado(i) =b0 + b1(i)* A(i)+ b2(i) * B(i)+ b3(i)* C(i);

end
```

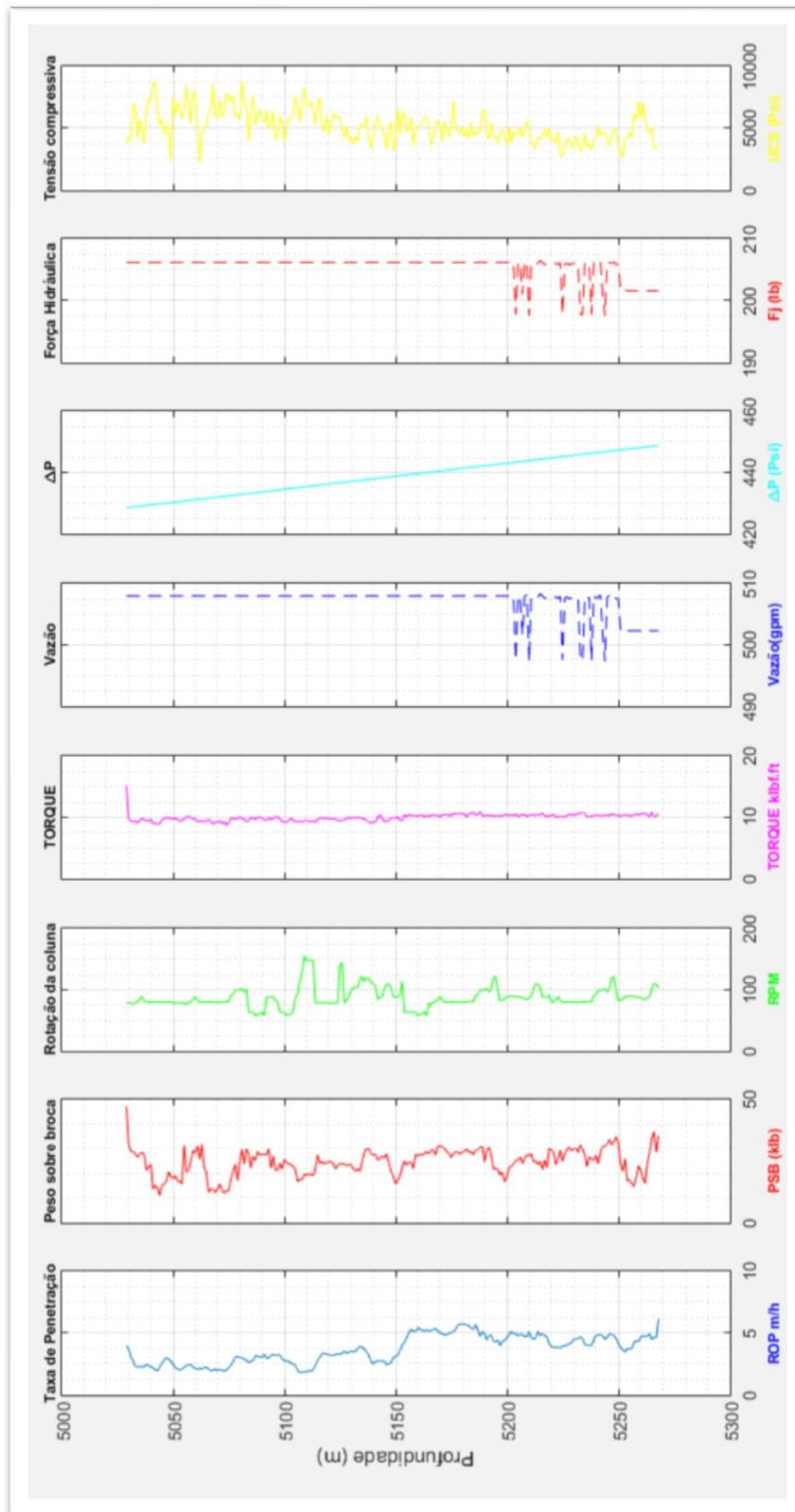


Figura F.1: Perfil com registros dos parâmetros de perfuração – Caso 1 (Poço A)

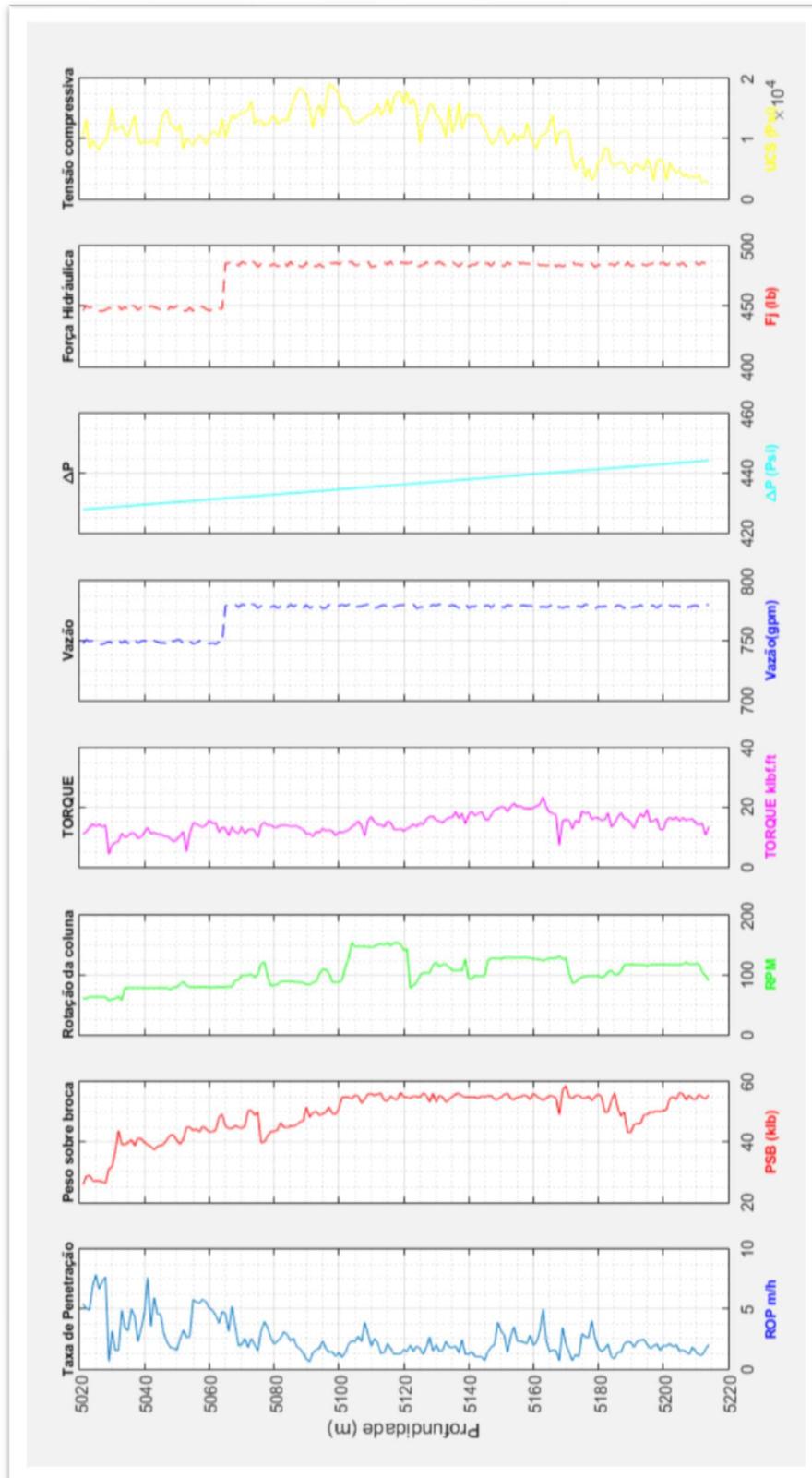
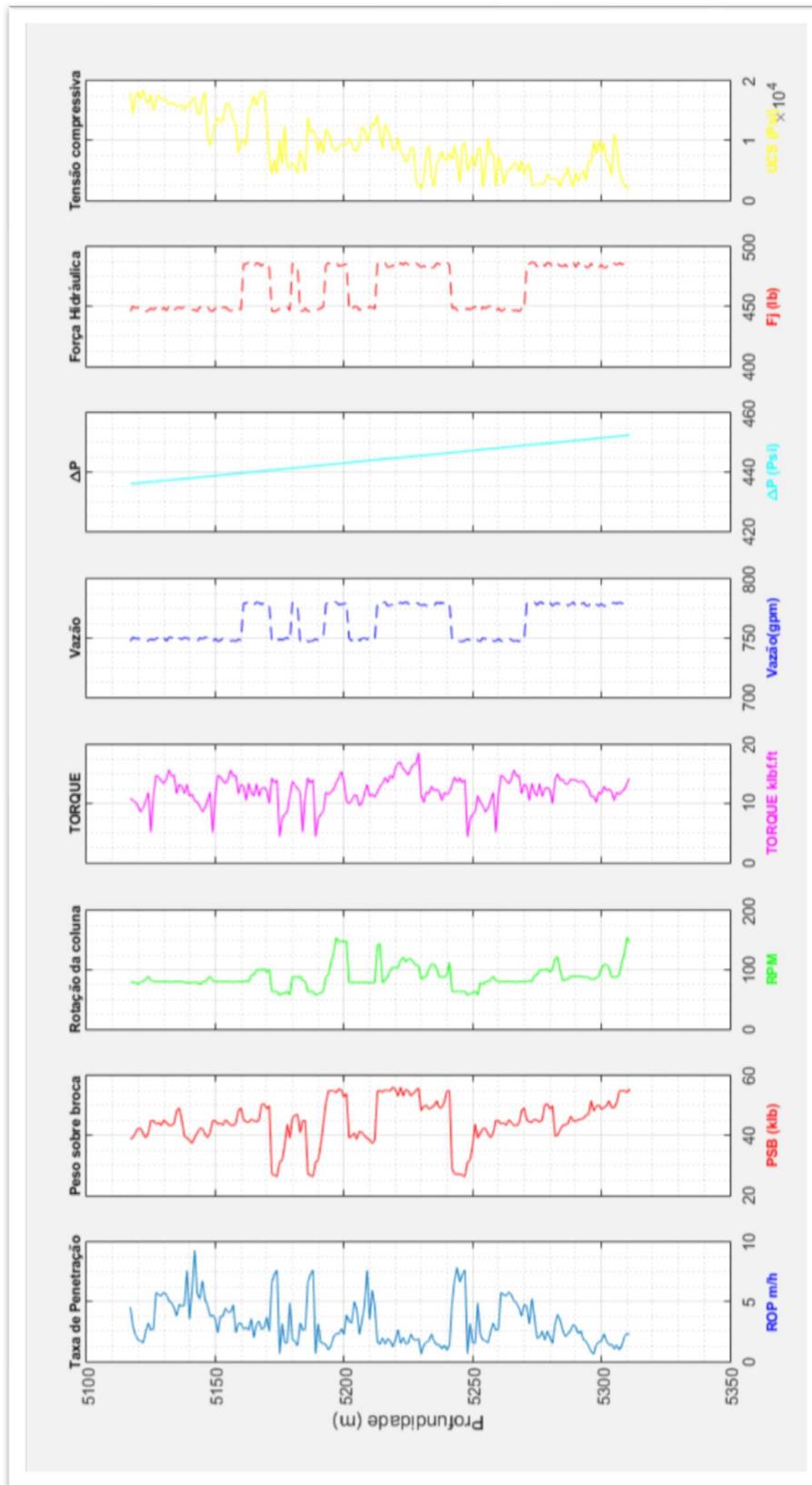
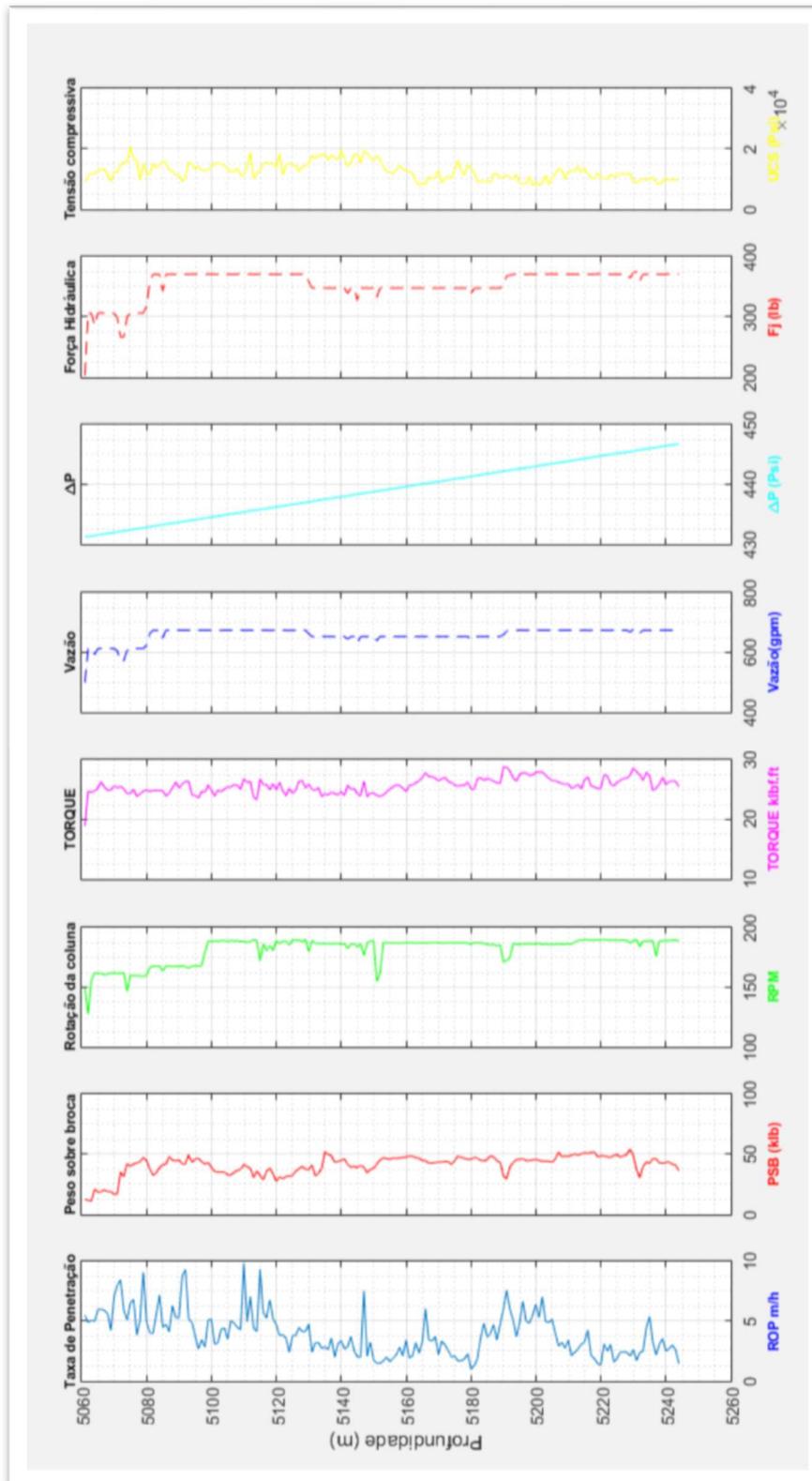


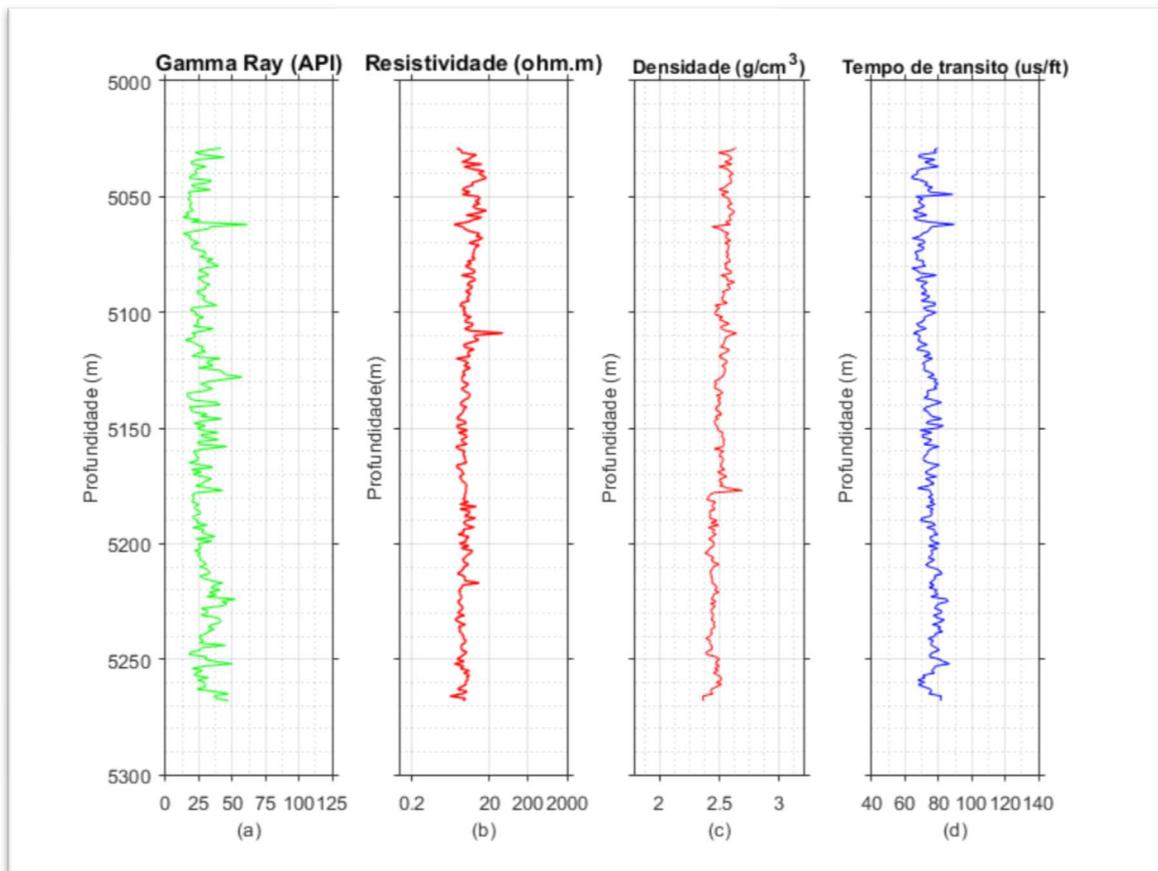
Figura F.2: Perfil com registros dos parâmetros de perfuração – Caso 2 (Poço B)



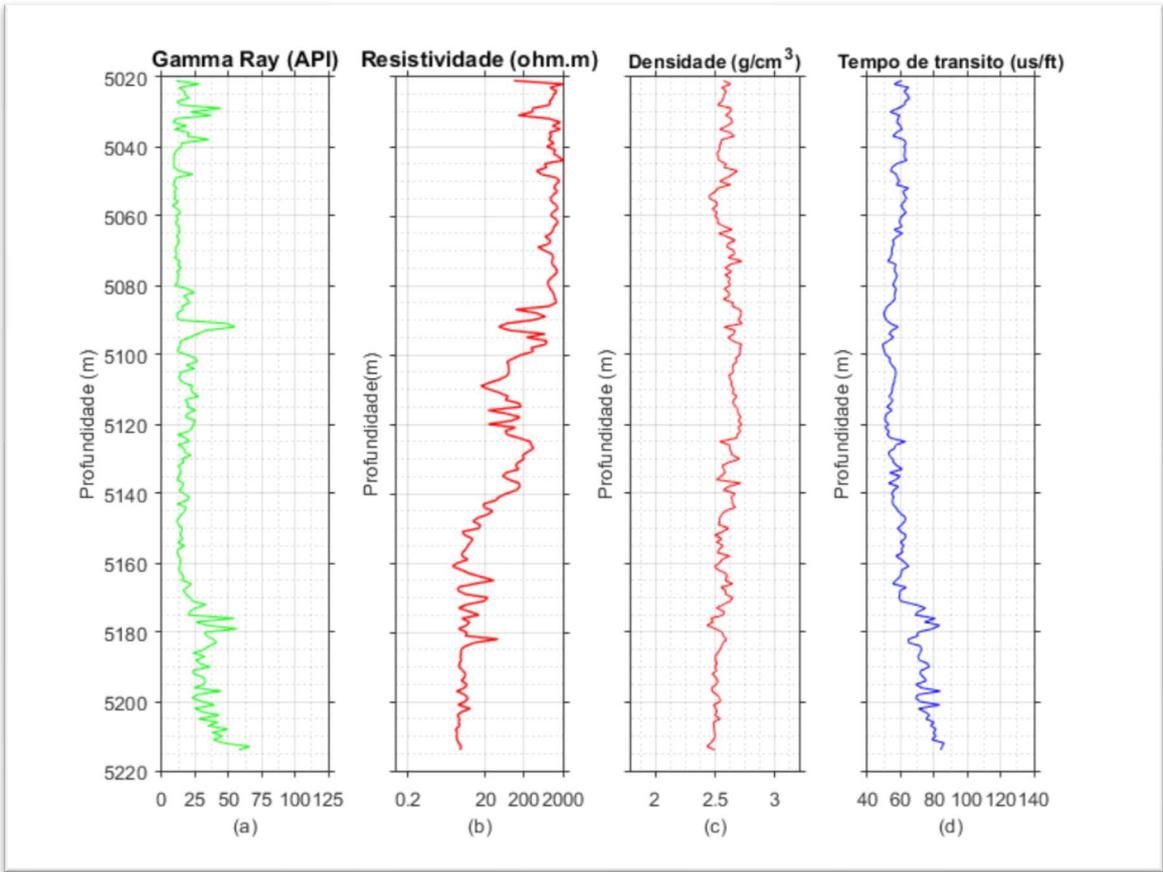
**Figura F.3:** Perfil com registros dos parâmetros de perfuração – Caso 3 (Poço C)



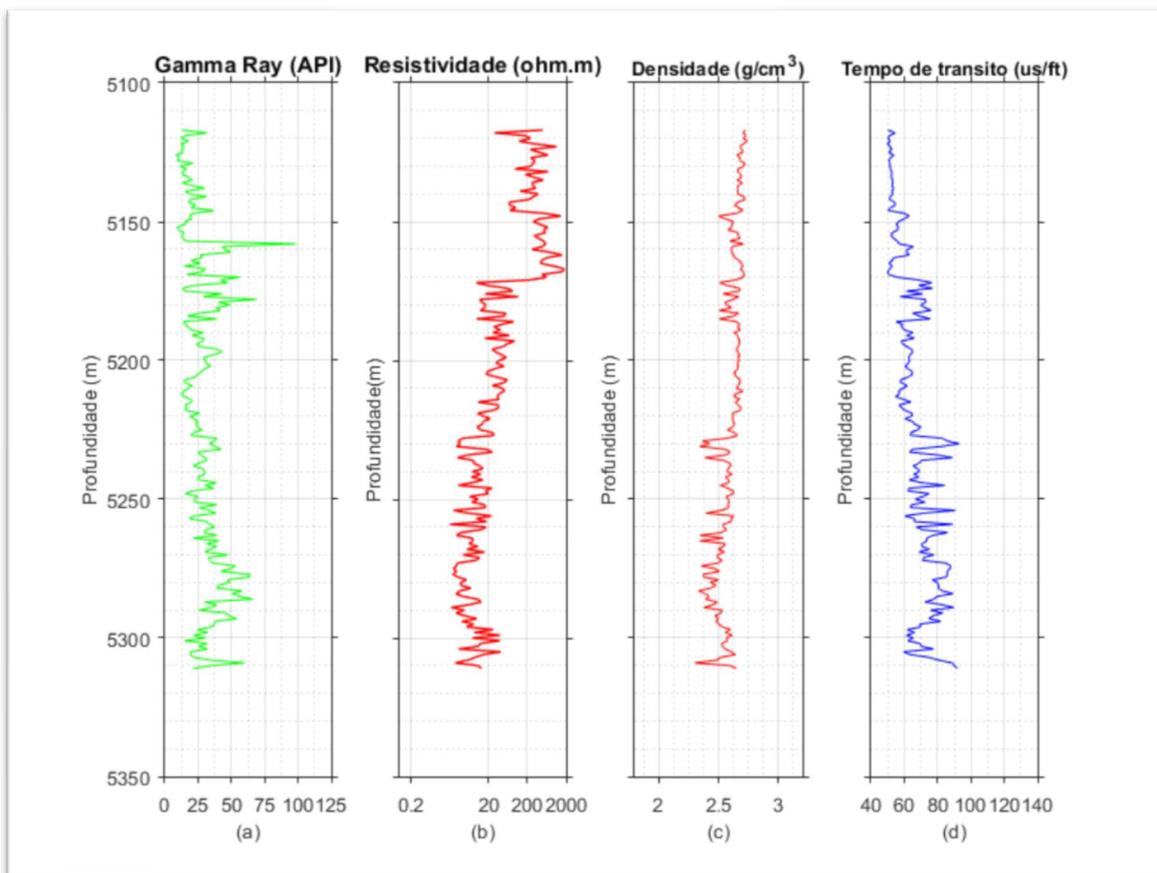
**Figura F.4:** Perfil com registros dos parâmetros de perfuração – Caso 4 (Poço D)



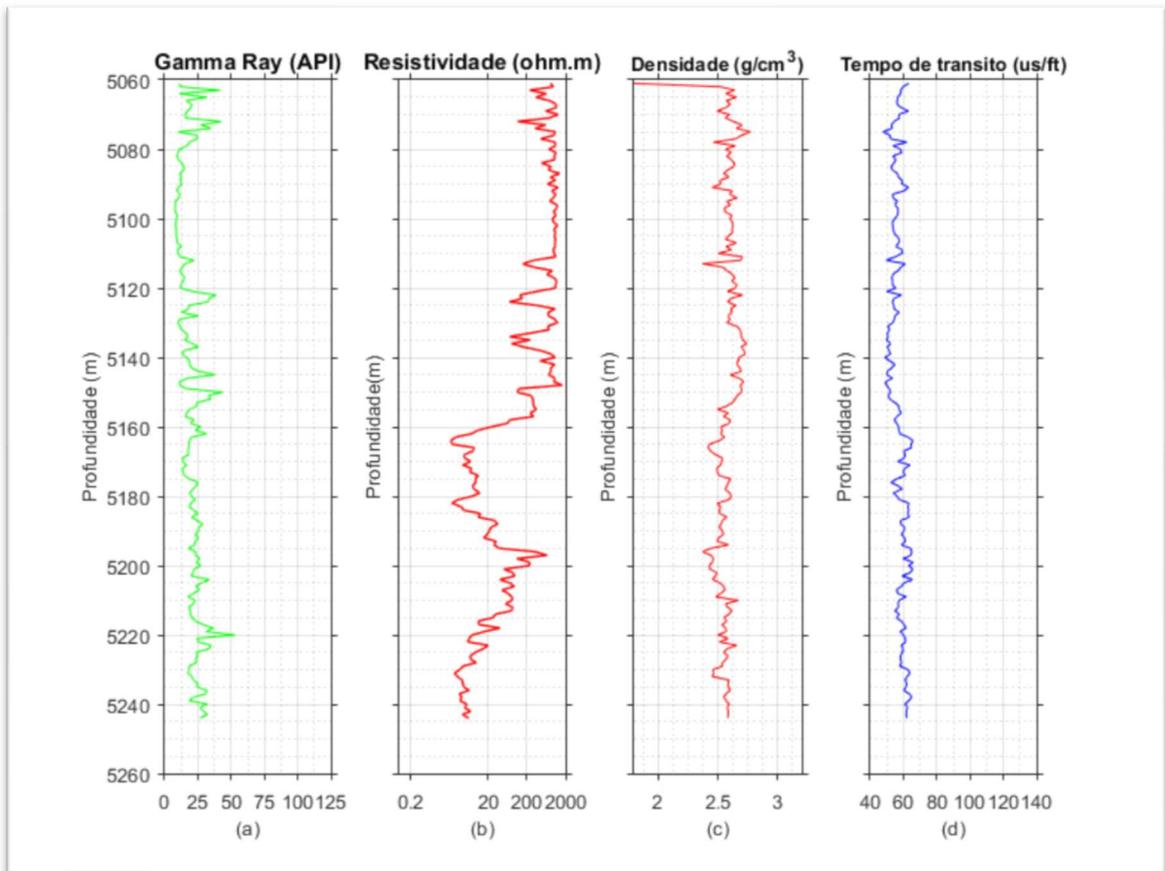
**Figura G1:** Perfil com registros Petrofísicos (*LWD*) – Caso 1 (Poço A)



**Figura G2:** Perfil com registros Petrofísicos (*LWD*) – Caso 2 (Poço B)



**Figura G3:** Perfil com registros Petrofísicos (*LWD*) – Caso 3 (Poço C)



**Figura G4:** Perfil com registros Petrofísicos (*LWD*) – Caso 4 (Poço D)

Nesta secção serão apresentados para cada caso os resultados das análises de regressão dos modelos estocásticos para a previsão da taxa de penetração proposto por Ohara (1989). É importante ressaltar que a metodologia adotada neste estudo propõe que esses modelos sejam estimados de forma dinâmica, ou seja, a cada iteração é realizada uma nova regressão linear e os coeficientes são constantemente atualizados. Sendo assim, neste estudo foi considerado a média dos coeficientes estimados para análise de regressão dos modelos aqui abordados

- **Caso 1 - POÇO A**

Os resultados da estimação da *ROP* pelo modelo proposto por Ohara (1989), estão apresentados na tabela K.1, a seguir.

**Tabela K.1:** Resultados da análise de regressão e dos testes de avaliação dos pressupostos estatísticos básicos, referentes ao modelo proposto por Ohara (1989) para estimativa da *ROP*, para o poço A.

Variáveis	Coefficientes	Desvio Padrão	Estatística t	Probabilidade	FIV
$\alpha_0$	23,44	4,69	5,00	0,00	-
$X_2$	0,39	0,087	4,53	0,00	0,00
$X_3$	4,87	1,50	3,23	0,00	2,26
$X_4$	-16,14	2,01	-8,01	0,00	3,06
$X_5$	0,97	0,43	2,23	0,00	0,19
$r^2$	0,41		<i>DW</i>	1,62	
$r^2$ ajustado	0,40		<i>JB</i>	21,88 <i>Prob:</i> 0,00	
<i>SQR</i>	20,58		<i>WT</i>	$F_{est}$ : 3,23 <i>Prob:</i> 0,00	

De acordo com os parâmetros obtidos através da estimação do modelo de regressão múltipla, o modelo é representado segundo a Equação K.1.

$$ROP = ND_b e^{(23,44 + 0,40 X_2 + 4,87 X_3 - 16,14 X_4 + 0,97 X_5 + \varepsilon)} \quad (K.1)$$

Analisando os resultados apresentados na Tabela K.1, e desconsiderando os eventuais problemas associados a estimação, observa-se que os valores de  $r$  e  $r^2$ , para o modelo representado pela Equação K.1, indicam que o modelo é capaz de explicar cerca de 40% das variações da variável dependente ( $\ln(ROP/(ND_b))$ ). Uma análise detalhada dos parâmetros obtidos e os seus valores  $p$ , mostram que as variáveis são estatisticamente significantes a um nível de significância a 10%. Em relação a avaliação dos pressupostos estatísticos, a baixa probabilidade de autocorrelação dos resíduos foi evidenciada pelo valor obtido para o teste de *Durbin Watson (DW)* próximo ao valor de referência do teste, cujo valor é 2. O resultado obtido para o teste de *Jarque Bera (JB)* confirma a rejeição da hipótese da distribuição normal dos resíduos, visto que o valor da probabilidade é inferior a 5%. A ausência da homocedasticidade dos resíduos foi evidenciada pelo teste de *White* com valor de probabilidade inferior a 5%. A ausência de multicolinearidade foi evidenciada através da verificação do fator de Inflação da Variância (*FIV*), dos coeficientes obtidos na estimação, tendo em vista que não houve evidência de valores superiores a 5, o que indicaria a multicolinearidade.

- **Caso 2 - POÇO B**

Os resultados da análise de regressão com a utilização do modelo Ohara (1989), assim como os resultados dos testes dos pressupostos estatísticos do modelo para o poço B estão apresentados na Tabela K.2.

De acordo com os parâmetros obtidos através da estimação do modelo de regressão múltipla, o modelo é representado segundo a Equação K.2.

$$ROP = ND_b e^{(28,09 - 7,58 X_2 + 14,22 X_3 + 43,41 X_4 + 2,34 X_5 + \varepsilon)} \quad (K.2)$$

**Tabela K.2:** Resultados da análise de regressão e dos testes de avaliação dos pressupostos estatísticos básicos, referentes ao modelo proposto por Ohara (1989) para estimativa da *ROP*, para o poço B

Variáveis	Coefficiente	Desvio Padrão	Estatística t	Probabilidade	FIV
$\alpha_0$	-28,09	2,95	-9,53	0,00	-
$X_2$	-7,58	0,21	-3,59	0,00	0,05
$X_3$	14,22	2,74	5,19	0,00	4,49
$X_4$	43,41	3,10	14,02	0,00	3,57
$X_5$	2,34	0,23	10,06	0,00	0,10
$r^2$	0,81		<i>DW</i>	1,60	
$r^2$ ajustado	0,80		<i>JB</i>	1,35 Prob:0,57	
<i>SQR</i>	12.87		<i>WT</i>	$F_{est}$ : 3,46 Prob: 0,00	

Desconsiderando os problemas associados à estimativa, o valor determinado para o coeficiente  $r^2$ , mostra uma forte associação, onde 80% das variações da variável dependente é explicada pelo modelo de regressão. Uma análise dos coeficientes obtidos e de seus valores  $p$  mostram significância estatística a um nível de confiança de 10% para as variáveis do modelo. Os testes de avaliação dos pressupostos do modelo de regressão revelam baixa probabilidade de autocorrelação dos resíduos evidenciados ao valor de 1,6 obtido pelo teste de *DW* próximo ao valor crítico de 2. O teste de *JB* confirma a hipótese de distribuição normal dos resíduos, tendo em vista que o valor da probabilidade é superior a 5%. A ausência da homocedasticidade dos resíduos foi evidenciada pelo teste de *White* com valor de probabilidade inferior a 5%. A ausência de multicolinearidade foi evidenciada através da verificação do *fator de Inflação da Variância (FIV)*, dos coeficientes obtidos na estimação, tendo em vista que não houve evidencia de valores superiores a 5.

- **Caso 3 - POÇO C**

Os resultados da análise de regressão e avaliação dos pressupostos estatísticos com referência ao modelo Proposto por Ohara (1989) para o poço C estão apresentados na Tabela K.3.

**Tabela K.3:** Estimativa da ROP pelo modelo de regressão linear proposto por Ohara para o poço C.

Variáveis	Coefficiente	Desvio Padrão	Estatística t	Probabilidade	FIV
$\alpha_0$	-15,81	6,93	-2,27	0,02	-
$X_2$	-2,46	0,24	10,34	0,00	4,7
$X_3$	1,96	0,94	1,98	0,05	4,6
$X_4$	13,96	6,12	2,07	0,04	2,79
$X_5$	1,95	0,33	5,74	0,00	32,15
$r^2$	0,45		DB	1,62	
$r^2$ ajustado	0,44		JB	37,84 Prob:0,00	
SQR	19,20		WT	$F_{est}$ : 1,89 Prob: 0,03	

De acordo com os parâmetros obtidos através da estimação do modelo de regressão múltipla, o modelo é representado segundo a Equação K.3.

$$ROP = ND_b e^{(-15,81 - 2,46 X_2 + 1,96 X_3 + 13,96 X_4 + 1,95 X_5 + \varepsilon)} \quad (K.3)$$

Desconsiderando eventuais problemas associados a estimação, conforme observado na Tabela K3, o valor obtido para  $r^2$  infere que 44% das variações da variável dependente é explicada pelo modelo de regressão. A significância estatística dos coeficientes é determinada pela análise dos valores  $p$  a um nível de significância de 10%. Com relação a avaliação aos pressupostos das análises de regressão, os resultados do teste de  $DW$  infere pouca probabilidade de autocorrelação entre os resíduos da regressão. O valor obtido pelo  $JB$  teste confirma a rejeição da hipótese da distribuição normal dos resíduos. O resultado obtido pelo teste de White confirma ausência da homocedasticidade dos resíduos com valor de probabilidade inferior a 5%. No tocante a homocedasticidade, A ausência desta foi evidencia da pelo teste de *White* com valor de probabilidade inferior a 5%.A

ausência de multicolinearidade foi evidenciada através da verificação do *fator de Inflação da Variância (FIV)*, dos coeficientes obtidos na estimação, tendo em vista que não houve evidência de valores superiores a 5.

- **Caso 4 - POÇO D**

Os resultados da análise de regressão do modelo de previsão da ROP proposto por Ohara (1989) juntamente com a avaliação dos pressupostos do modelo referentes ao Poço D, estão apresentados na Tabela K.4, apresentada a seguir.

**Tabela K.4:** Estimativa da ROP pelo modelo de regressão linear proposto por Ohara para o poço D.

Variáveis	Coefficiente	Desvio Padrão	Estatística t	Probabilidade	FIV
$\alpha_0$	-10,18	2,42	-4,19	0,00	-
$X_2$	-2,29	0,18	-12,70	0,00	1,9
$X_3$	4,21	2,03	2,07	0,03	4,49
$X_4$	12,39	3,55	3,49	0,00	3,57
$X_5$	1,90	0,25	7,40	0,00	1,1
$r^2$	0,56		DW	1,20	
$r^2$ ajustado	0,55		JB	12,04 Prob:0,00	
SQR	26,5		WT	$F_{est}$ : 1,89 Prob: 0,03	

De acordo com os parâmetros obtidos através da estimação do modelo de regressão múltipla, o modelo é representado segundo a Equação K.4.

$$ROP = ND_b e^{(-10,18 - 2,29 X_2 + 4,21 X_3 + 12,39 X_4 + 1,90 X_5 + \varepsilon)} \quad (K.4)$$

Desconsiderando problemas de estimação, os resultados para o  $r^2$  apresentados na Tabela K.4 sugerem que o modelo proposto é capaz de explicar 55% das variações da variável dependente. Os valores  $p$  obtidos inferem significância estatística aos coeficientes estimados a um nível de 10 % de significância. Os valores obtidos nos testes de  $DW$  sugerem probabilidade de autocorrelação entre os resíduos. Os valores referentes ao teste de  $JB$  inferem a rejeição da hipótese da distribuição normal dos resíduos da amostra. A ausência de multicolinearidade foi evidenciada através da verificação do  $FIV$  com valores abaixo de 5. O teste de *White* inferiu o modelo como heterocedástico, tendo em vista que valores da probabilidade obtida foi inferior a 5%