

## MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA OBSERVATÓRIO NACIONAL PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

## Mapas de Amplitude Sísmica para Incidência Normal no Reservatório Namorado, Bacia de Campos

Dissertação apresentada ao Observatório Nacional como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geofísica.

POR

Fabrício de Oliveira A. Augusto

ORIENTADOR

Jorge Leonardo Martins - Pesq. Associado

Rio de Janeiro - Fevereiro/2009

### Livros Grátis

http://www.livrosgratis.com.br

Milhares de livros grátis para download.

## Mapas de Amplitude Sísmica para Incidência Normal no Reservatório Namorado, Bacia de Campos

Banca Examinadora:

Dr. Jorge Leonardo Martins Coordenação da Área de Geofísica, ON (Orientador)

Dr. José Agnelo Soares Departamento de Mineração e Geologia, UFCG

Dr. Valiya Mannathal Hamza Coordenação da Área de Geofísica, ON

Dr. Marco Antonio Cetale Santos Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-RJ (Suplente)

Dr. Andres Reinaldo Rodriguez Papa Coordenação da Área de Geofísica, ON (Suplente)

Rio de Janeiro – Fevereiro/2009

Ao meu irmão, Carlos Vínicius - in memorian. À minha esposa, Izabela. Aos meus pais, Carlos Roberto e Eliane.

### Agradecimentos

A Deus, que me deu o dom da vida e, principalmente, o sentido para ela.

Ao meu orientador, professor Jorge Leonardo Martins, pela dedicação, amizade, incentivo e conselhos profissionais, aos quais foram importantes para minha formação pessoal.

Aos professores Jadir Conceição da Silva (in memorian) e José Agnelo Soares, por ministrarem e contribuirem no entendimento sobre perfilagem geofísica de poços, fundamental para a elaboração deste projeto de dissertação.

A CAPES, pelo apoio financeiro ao meu mestrado.

A todos os professores da Coordenação da Área de Geofísica/ON, pela contribuição na minha formação acadêmica.

Aos meus pais, Carlos Roberto e Eliane, por transmitirem todo amor, respeito, companheirismo e os valores morais que possuo.

Ao meu irmão, Carlos Vinícius (in memorian), por ser exemplo de vida para mim.

À minha esposa, Izabela, por todo amor e carinho que me incentivam a superar os momentos difícies.

Aos amigos que fiz no Observatório Nacional, pelas lutas, vitórias e momentos divertidos que juntos tivemos. Tenho convicção de que as nossas amizades são um dos grandes tesouros que aqui obtive.

E, finalmente, a todas as pessoas que, de alguma forma, contribuíram na minha formação acadêmica ou na elaboração deste projeto de mestrado.

## Mapas de Amplitude Sísmica para Incidência Normal no Reservatório Namorado, Bacia de Campos

### Resumo

Alguns campos petrolíferos brasileiros, como o Campo de Namorado, se encontram em fase madura. Em tese, campos maduros ainda possuem cerca de 70% do volume original de hidrocarbonetos aprisionados no reservatório. Estudos adicionais são necessários para retardar o declínio ou até mesmo aumentar a produção de grande parte desses hidrocarbonetos. Neste contexo, a presente dissertação de mestrado propõe a construção de mapas qualitativos da distribuição de impedância acústica, coeficientes de reflexão e amplitudes sísmicas para incidência normal no Campo de Namorado. Utilizamos dados de perfilagem geofísica de poços verticais que atravessam a formação Macaé superior, onde reservatório Namorado está inserido. Alguns desses perfis se encontravam incompletos ou ausentes no intervalo sedimentar sob estudo (2950-3150 m), sendo necessário estimá-los a partir de relações empíricas. Após esta etapa, calculamos a impedância acústica de ondas compressionais, informação necessária para o cálculo dos coeficientes de reflexão para incidênia normal e simulação do traço sísmico usando convolução. Para a construção dos mapas, utilizamos interpoladores definidos por médias inversas ponderadas; no processo de interpolação, aplicamos um esquema com raio de influência variável para estimar tais quantidades entre os pocos. Os mapas resultantes podem auxiliar, por exemplo, no entendimento das estruturas internas do reservatório Namorado. Adicionalmente, a interpretação de tais mapas pode conduzir ao entendimento da evolução de áreas no reservatório com feições geológicas propícias à locação de poços produtores. Tais feições seriam correlacionadas com aquelas possivelmente delineadas em mapas de amplitude sísmica gerados ao longo do processamento dos dados sísmicos sobre o Campo de Namorado.

## Maps of Normal-Incidence Seismic Amplitudes in the Namorado Reservoir, Campos Basin

### Abstract

Some Brazilian petroliferous fields, as the Namorado oil field, are in their mature stage. Typically, mature fields still have around 70% of the original volume of hydrocarbons inside the reservoir. Additional studies are necessary to slow down the decrease or even to increase oil production. In this context, this master dissertation proposes the construction of qualitative maps of acoustic impedance, reflection coefficients and seismic amplitudes for normal incidence in the Namorado oil field. We used geophysical logs from vertical wells through the upper Macaé formation, where the Namorado reservoir are inserted. Some of these logs are found to be incomplete or absent in the sedimentary interval under study (2950-3150 m), being necessary to estimate them from empirical relations. After this step, we calculate compressional-wave acoustic impedance, which is necessary information for calculating normal-incidence reflection coefficients, and simulate seismic traces using convolution. For the construction of the maps, we use interpolators defined as inverse-weighted means; in the interpolation process, we applied a variable search radius scheme for estimating such quantities among wells. The resulting maps can help, for instance, in understanding the internal structures of the Namorado reservoir. Additionally, the interpretation of such maps may lead to the understanding of the evolution of areas in the reservoir with geological features favorable to the location of production wells. These features would be correlated with similar ones possibly delineated by seismic amplitude maps generated along the processing of seismic data over the Namorado oil field.

## Sumário

Ag	grade	cimentos	ii
Re	esum		iii
A	bstra	$\mathbf{t}$	iv
$\mathbf{Li}$	sta d	e Figuras	vi
$\mathbf{Li}$	sta d	e Tabelas	ix
1	INT	RODUÇÃO	1
<b>2</b>	PEI	FILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS	<b>5</b>
	2.1	Generalidades	5
	2.2	Os perfis nucleares	7
		2.2.1 O perfil de raios gama	7
		2.2.2 O perfil de densidades	9
		2.2.3 O perfil de porosidades de nêutrons	11
	2.3	O perfil de resistividades	13
	2.4	O perfil sônico	16
	2.5	Interpretação de perfis geofísicos	19
		2.5.1 Estimativa de porosidade total	21
		2.5.2 Estimativa de argilosidade	23
		2.5.3 Estimativa de porosidade efetiva	25
3	ο	ÉTODO SÍSMICO	26
	3.1	Generalidades	26
	3.2	Aquisição e processamento de dados sísmicos	29

	3.3	Simulação de sismogramas usando convolução	35
4	0 0	CAMPO ESCOLA NAMORADO	39
	4.1	Descrição dos perfis geofísicos	39
	4.2	Estimativa de perfis sônicos e outros perfis	41
<b>5</b>	CO	NSTRUÇÃO DOS MAPAS DE AMPLITUDE	47
	5.1	Sismogramas	47
	5.2	Interpoladores	53
	5.3	Esquemas de interpolação	54
	5.4	Mapas de amplitude sísmica	56
6	CO	NCLUSÕES	71
$\mathbf{R}$	EFEI	RÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
A]	APÊNDICE		
$\mathbf{A}$	A DESCRIÇÃO DOS POÇOS		

## Lista de Figuras

1.1	Produção anual do Campo de Namorado, Bacia de Campos: (a) produção	
	anual de óleo; e (b) produção anual de gás. Dados retirados do sítio da ANP.	2
2.1	Modelo esquemático do ambiente do poço e da formação. Figura modificada	
	[1]	6
2.2	Um exemplo de um perfil GR. Figura modificada [1]	8
2.3	Ilustração da sonda que registra o perfil de densidades. Figura modificada [1].	10
2.4	Um exemplo do perfil de densidades [1]. $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$ $\ldots$	11
2.5	Perfil de porosidades de nêutrons com o efeito gás. Figura modificada $[1].$ .	13
2.6	Modelo esquemático das resistividades e saturações nas formações num am-	
	biente de poço. Figura modificada [1]	14
2.7	Uma amostra dos perfis de indução [1]	15
2.8	Configuração da sonda de perfilagem sônica BHC. Figura modificada [1]. $\ .$	16
2.9	Esquema comparativo dos perfis de porosidade num poço com arrombamento	
	[1]	17
2.10	Uma amostra do perfil sônico simulado num modelo de reservatório $[1].\ .\ .$	18
2.11	Esquema de saturação numa unidade de volume. Figura modificada [19]. $$ .	20
2.12	Definição de porosidade. Figura modificada [19]	22
3.1	Ondas-P. Figura modificada [25]	27
3.2	Ondas-S. Figura modificada [25]	27
3.3	Geofone 1-C	30
3.4	Geofone 3-C	30
3.5	Ilustração da geometria aquisição sísmica marinha.	31
3.6	Exemplo ilustrativo da cobertura múltipla da técnica CDP [26]	32
3.7	Fluxograma básico do processamento dos dados sísmicos [26].	32

3.8	Principais eventos sísmicos evidenciados em cada família CDP: onda direta	
	(tracejado preto); onda refletida (linha vermelha); e onda para refração total	
	(pontilhado azul). [26]	34
3.9	Esquema ilustrativo da construção de um sismograma sintético. Figura mod-	
	ificada [27]	37
4.1	Localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos, Rio de Janeiro.	
	(fonte: Google)	40
4.2	Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e os nomes do	
	poços	41
4.3	Os poços que possuem o perfil sônico disponíveis e as suas áreas de influência.	44
5.1	Comparativo da $wavelet$ de Ricker com taxa de amostragem temporal de 2	
	ms usando 75 amostras para frequências de: (a) 10 Hz, (b) 20 Hz, (c) 30 Hz	
	e (d) 40 Hz	48
5.2	Banco de dados com perfil composto do poço RJS-19	50
5.3	Banco de dados com perfil composto do poço RJS-42	50
5.4	Banco de dados com perfil composto do poço NA-01A	51
5.5	Banco de dados com perfil composto do poço NA-02	52
5.6	Banco de dados com perfil composto do poço NA-04	52
5.7	Esquema ilustrativo do raio de influência. Os circulos vermelhos são os pontos	
	de controle, portanto na estimativa no ponto 29 da malha terá $3$ pontos de	
	controle	55
5.8	Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para in-	
	cidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a pro-	
	fundidade $z_1 = 2974$ m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2).	59
5.9	Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para in-	
	cidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a pro-	
	fundidade z $_1=2974$ m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3).	61
5.10	Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para in-	
	cidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a pro-	
	fundidade $z_2 = 3038$ m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2).	63

- 5.11 Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_2 = 3038$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3). 65
- 5.12 Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_3 = 3103$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2). 67
- 5.13 Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_3 = 3103$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3). 69

## Lista de Tabelas

5.1	As coordenadas que delimitam a região para efetuar sua discretização	55
5.2	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.8	. 60
5.3	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.9	. 62
5.4	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.10	. 64
5.5	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.11	. 66
5.6	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.12	. 68
5.7	Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.13	. 70
A.1	Informações culturais sobre o poço RJS-19.	. 79
A.2	Informações culturais sobre o poço RJS-42	. 80
A.3	Informações culturais sobre o poço NA-01A	. 80
A.4	Informações culturais sobre o poço NA-02	. 81
A.5	Informações culturais sobre o poço NA-03D	. 81
A.6	Informações culturais sobre o poço NA-04	. 82
A.7	Informações culturais sobre o poço NA-07	. 82
A.8	Informações culturais sobre o poço NA-08D	. 83
A.9	Informações culturais sobre o poço NA-09D	. 83
A.10	) Informações culturais sobre o poço NA-10D	. 84
A.11	Informações culturais sobre o poço NA-11A	. 85
A.12	2 Informações culturais sobre o poço NA-12	. 85
A.13	B Informações culturais sobre o poço NA-15D	. 86
A.14	Informações culturais sobre o poço NA-18D	. 87
A.15	Informações culturais sobre o poço NA-20D	. 87
A.16	o Informações culturais sobre o poço NA-23D	. 88
A.17	'Informações culturais sobre o poço NA-24D	. 89

A.18 Informações culturais sobre o poço NA-25D	90
A.19 Informações culturais sobre o poço NA-26D	90
A.20 Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e	
RHOB no poço NA-26D	91
A.21 Informações culturais sobre o poço NA-29D	91
A.22 Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e	
RHOB do poço NA-29D	92
A.23 Informações culturais sobre o poço NA-30D	92
A.24 Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e	
RHOB no poço NA-30D	93
A.25 Informações culturais sobre o poço NA-31D	93
A.26 Informações culturais sobre o poço NA-32D	94
A.27 Informações culturais sobre o poço NA-34D	94
A.28 Informações culturais sobre o poço NA-37D	95
A.29 Informações culturais sobre o poço NA-38D	95
A.30 Informações culturais sobre o poço NA-39D	96
A.31 Informações culturais sobre o poço NA-40D	96
A.32 Informações culturais sobre o poço NA-41D	97
A.33 Informações culturais sobre o poço NA-42D	98
A.34 Informações culturais sobre o poço NA-43D	98
A.35 Informações culturais sobre o poço NA-44D	99
A.36 Informações culturais sobre o poço NA-45D	100
A.37 Informações culturais sobre o poço NA-47D	101
A.38 Informações culturais sobre o poço NA-48D	101
A.39 Informações culturais sobre o poço NA-49D	102
A.40 Informações culturais sobre o poço NA-50D	103
A.41 Informações culturais sobre o poço NA-52D	103
A.42 Informações culturais sobre o poço NA-53D	104

### Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

Dentre os métodos geofísicos empregados na exploração de petróleo e gás, podemos dizer que cerca de 95% são métodos sísmicos. Todavia, embora possuam alto poder de penetração e de resolução (i.e., capacidade de definir topo e base de camadas del-gadas), precisam ser integrados com outros métodos geofísicos para fins de minimização de incertezas nas predições. Em geral, os métodos de perfilagem geofísica de poços incorporam informações adicionais aos procedimentos de caracterização de reservatórios de óleo e gás (vide [1] e [2]), sobretudo em campos petrolíferos maduros. Por exemplo, a simulação de sismogramas para incidência normal usando perfis sônicos e de densidade é o procedimento mais comum para auxílio no processo de calibração de amplitudes sísmicas [3].

Os campos petrolíferos que iniciam uma fase de produção declinante são considerados campos maduros. No início da maturidade de um campo de petróleo, alguns sinais podem ser observados, como produção de água, produção de areia e/ou queda de pressão nos reservatórios. No entanto, isto não significa que devamos abandonar o campo. Na prática, adota-se um fator de recuperação aproximado de 30% do volume total de hidrocarbonetos aprisionados num reservatório. Por conta disso, faz-se necessário adotar uma estratégia de explotação eficaz, a fim de aumentar o fator de recuperação. Uma maneira de aumentar o fator de recuperação e extrair os cerca de 2/3 do volume original de hidrocarbonetos aprisionados no reservatório é proceder a análises petrofísicas adicionais. Nesse contexto, o Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, estado do Rio de Janeiro, se encaixa perfeitamente. O Campo de



Figura 1.1: Produção anual do Campo de Namorado, Bacia de Campos: (a) produção anual de óleo; e (b) produção anual de gás. Dados retirados do sítio da ANP.

Namorado produz óleo e gás há cerca de 30 anos e, nos últimos anos tem sido objeto de investigações adicionais para fins de aumento de produção. O gráfico de barras na figura 1.1 mostra a produção de óleo e gás do Campo de Namorado nos últimos dez anos. As informações presentes no gráfico foram extraídas do síto da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Nos gráficos em questão, a saber, 1.1a e 1.1b, a produção de 1998 considera apenas os meses de Agosto a Dezembro enquanto que a produção de 2008, mostra apenas a produção de óleo e gás até o mes de Outubro. Um rápida análise do gráfico de barras mostra que, apesar de ser um campo maduro, o Campo de Namorado possui uma produção de hidrocarbonetos satisfatória certamente como conseqüência do aumento do fator de recuperação. Observamos também que no ano de 2007 a produção de óleo foi a menor desde 1999, sendo inferior a um e meio milhão de metros cúbicos de óleo.

Nesta dissertação de mestrado propomos uma investigação qualitativa da distribuição de impedância acústica, coeficientes de reflexão e amplitudes sísmicas para incidência normal no Campo de Namorado. Utilizamos o conjunto de dados de perfilagem geofísica de poços, cedido pela ANP (i.e., o Campo Escola Namorado), que conta com cerca de 57 poços verticais perfurados e perfilados. Investigamos os perfis geofísicos no intervalo sedimentar turbidítico entre 2950 e 3150 m, formação Macaé superior, onde se insere o reservatório Namorado [4]. Construímos o mapas de amplitudes sísmica de incidência normal, de impedância acústica e refletividade para incidência normal em profundidades escolhidas a priori, a partir de informações de perfis geofísicos de poços no bloco principal do Campo de Namorado. Para a construção desse mapas, adotamos interpoladores muito simples, como médias inversas ponderadas por uma área circular de influência, que segundo WEBER & ENGLUND [5], se mostram equivalentes a krigagem. Ressalta-se que, em interpretação geológica, a utilização de mapas geofísicos auxilia a delineação das estruturas em subsuperfície. No contexto da sísmica de exploração de petróleo e gás, os chamados time slices, i.e., mapas de amplitude sísmica para um dado tempo, corroboram para a minimização das incertezas associadas à localização das acumulações de petróleo e gás e, conseqüentemente, da locação de poços adicionais para produção [6]. No caso particular do Campo Escola Namorado, alguns poços não foram utilizados por razões de localização e ausência de perfis no intervalo do reservatório. No total, utilizamos apenas 39 poços.

Para a confecção de mapas representativos da distribuição de amplitudes sísmicas para incidência normal no intervalo sedimentar correspondente ao reservatório Namorado, utilizamos os perfis geofísicos de poços do conjunto de dados Campo Escola Namorado, para a estimativa das quantidades necessárias ao cálculo dos sismogramas sintéticos para incidência normal. Por conta da ausência de perfis sônicos em alguns dos poços utilizados, aplicamos modelos empíricos para predizer a variação das velocidades compressionais no reservatório Namorado.

A disposição dos capítulos desta dissertação está apresentada da seguinte maneira. No capítulo 1 estão descritos a motivação e os objetivos principais da presente dissertação de mestrado. Aspectos gerais sobre os perfis geofísicos de poços utilizados, como o princípio físico de medição das ferramentas de perfilagem e aplicações dos perfis são encontrados no capítulo 2. No capítulo 3, descrevemos, em linhas gerais, o método sísmico de reflexão convencional. Apresentamos as definições gerais da sísmica de reflexão, os principais eventos sísmicos, o processamento sísmico básico e, principalmente, o modelo convolucional aplicado à sísmica, muito importante para a construção de sismogramas sintéticos a partir de perfis geofísicos. As informações sobre a área de estudo desta dissertação, o Campo de Namorado, se encontra no capítulo 4, assim como as descrições e implementações dos dados utilizados. Também mostramos os modelos empíricos adotados para o preenchimento de alguns perfis incompletos e predição daqueles ausentes no conjunto de dados. Os resultados da aplicação desses modelos empíricos são mostrados no apêncice. Os mapas resultantes são apresentados no capítulo 5, onde também discutimos todas as informações pertinentes ao cálculo da impedância acústica e dos coeficientes de reflexão para incidência normal, a simulação dos sismogramas sintéticos e aos interpoladores e esquemas de interpolação utilizados para a construção dos mapas. Finalmente, no capítulo 6, apresentamos algumas considerações finais e conclusões deste trabalho de dissertação.

### Capítulo 2

# PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇOS

### 2.1 Generalidades

Neste projeto, utilizamos dados de perfilagem geofísica de poços em 57 poços verticais perfurados no Campo de Namorado através da formação Macaé superior, Bacia de Campos. Nesta seção, descrevemos aspectos gerais da perfilagem geofísica e, nas seções seguintes, apresentamos os perfis geofísicos que utilizamos para o desenvolvimento desta dissertação.

No dia 5 de setembro de 1927, a perfilagem geofísica de poços teve seu início quando Conrad e Marcel Schlumberger realizaram medidas de resistividades elétricas num poço do Campo de Pechelbronn, na França [7]. Considerando que a medida efetuada pelos irmãos Schlumberger foi a resistividade elétrica nas rochas, os perfis geofísicos foram inicialmente denominados perfis elétricos. Embora a ferramenta de perfilagem fosse rudimentar, o poço alcançou 488 metros de profundidade [8]. Nos dias atuais, a perfilagem de poços tornou-se uma metodologia muito sofisticada, revolucionando a exploração na industria de óleo e gás [7, 8].

A perfilagem geofísica permite a interpretação de grandezas físicas nas formações geológicas. Os registros são efetuados através de diversas ferramentas específicas, que detectam anomalias de propriedades físicas. Essas ferramentas medem sobretudo propriedades radioativas, elétricas e acústicas das rochas. Destaca-se que as medidas são efetuadas sob condições de temperatura e pressão atuantes nas rochas. No entanto, se por um lado fornece a variação das propriedades físicas das formações atravessadas pelo poço, por outro lado evidencia-se como um método muito dispendioso. Por conta dos recursos financeiros envolvidos, a perfilagem geofísica de poços não é apropriada para exploração de petróleo e gás em bacias sedimentares, mas sim para desenvolvimento e produção de reservatórios de petróleo e gás.

A interpretação de um perfil requer conhecimento de uma terminologia apropriada, conforme a figura 2.1. As rochas que compõe a parede do poço são contaminadas pelo fluido de perfuração. O fluido de perfuração (mud), ou lama tem como principais



Figura 2.1: Modelo esquemático do ambiente do poço e da formação. Figura modificada [1].

funções lubrificar e resfriar a broca, e estabilizar as paredes do poço, exercendo pressão hidrostática sobre as formações entre outras. Quando o fluido de perfuração invade a formação chama-se filtrado (*mud filtrate* ou mf). O filtrado depositado na parede do poço é chamado de reboco (*mud cake*). A área que contém o filtrado chama-se zona invadida (*invaded zone*). A zona lavada (*flushed zone*), é referente a zona que o fluido da formação foi deslocado pelo filtrado. A dimensão das zonas invadida e lavada depende de diversos parâmetros, principalmente porosidade, permeabilidade, fluido de perfuração e pressão diferencial [9].

Nas seções seguintes descrevemos os principais perfis geofísicos aqui utilizados. São eles: perfil de raios gama, que também é conhecido como perfil GR (gamma ray log); perfil de densidades, que também é conhecido como perfil RHOB (bulk density log); perfil de porosidades de nêutrons, que também é conhecido como perfil NPHI (neutron porosity log); perfil de resistividade, que também é chamado com perfil ILD (induction logging deep); e perfil sônico de ondas-P, que também é conhecido como perfil DTP.

### 2.2 Os perfis nucleares

A perfilagem nuclear teve seu início por volta de 1940. No entanto, dos processos de radiações nucleares, como decaimento alfa, beta e gama, somente a radiação gama é utilizada em perfilagem de poços devido ao grande poder de penetração [8]. A radiação interage com a matéria através de processos que envolvem o espalhamento ou a absorção de radiação pela matéria: o efeito fotoelétrico, efeito Compton e a produção de pares [10]. A determinação do acontecimento de tais efeitos depende da freqüência da fonte emissora de raios gama, ou seja, da energia liberada.

#### 2.2.1 O perfil de raios gama

Radiação gama ou raio gama são ondas eletromagnéticas que transportam altas energias, cerca de 0,1 a 10 MeV. O perfil de raio gama, ou perfil GR, foi o primeiro perfil desenvolvido após os perfis elétricos.

O princípio básico de funcionamento do dispositivo de perfilagem de raios gama consiste em detectores de Iodeto de Sódio dopado com Tálio - NaI(Tl) - que emite um foton quando este é atingindo por uma radiação gama. Um fotomultiplicador é utilizado para transformar a detecção do fóton emitido em um pulso elétrico, onde este também é amplificado. Este sistema formado por detectores NaI(Tl) e fotomultiplicador chamase cintilador. A resolução vertical da ferramenta utilizada no perfil de raios gama é da ordem de 60 cm, sendo condicionado a densidade da formação [11]. A qualidade da medida do perfil de raios gama se torna baixa com a existência de um arrombamento, isto é, um alargamento abrupto do diâmetro da seção circular no poço. Isso ocorre caso o arrobamento seja superior à resolução da ferramenta do perfil de raios gama. Para identificar regiões com perda de resolução do perfil de raios gama, recorre-se ao perfil caliper, que mede variações do diâmetro do poço.

O perfil de raios gama mede a radiação natural das formações, e, por conta disso, é usado como um discriminador de litologia. Em formações sedimentares, o perfil de raios gama responde muito bem ao conteúdo de argila das formações, devido ao acúmulo de elementos radioativos nas argilas que são os principais minerais dos folhelhos [9]. Portanto, o conteúdo de argila é proporcional à radiação emitida pela



Figura 2.2: Um exemplo de um perfil GR. Figura modificada [1].

formação. A ferramenta do perfil de raios gama é calibrada pelo padrão do Instituto

Americano do Petróleo, sendo apresentado em unidades API (*American Petroleum Institute*). Em arenitos limpos, isto é, arenitos que contém baixo conteúdo de argila, a radiação gama é baixa. Nos arenitos argilosos, o nível de radiação gama registrado na perfilagem geralmente situa-se entre o folhelho e o arenito limpo. O perfil de raios gama sofre poucos efeitos do fluido de perfuração, pois este absorve apenas uma pequena porcentagem da radiação emitida pela formação.

Uma das principais aplicações do perfil de raios gama é a estimativa do volume de argila das formações. Essa estimativa abordamos numa seção mais adiante. Outras aplicações do perfil de raios gama seriam correlação poço à poço e o cálculo das concentrações de Th, U e K das formações [11].

#### 2.2.2 O perfil de densidades

No início da década de 60, o perfil de densidades foi introduzido comercialmente como um outro perfil dependente da porosidade da formação, visto que o perfil de porosidades de nêutrons e o perfil sônico já existiam até o momento.

A interação da radiação gama com a matéria não é apenas utilizado na perfilagem de raios gama. A perfilagem de densidade utiliza o mesmo princípio físico, principalmente pelos efeitos Compton e fotoelétrico. A ferramenta de densidades consiste numa fonte especial emissora de raios gama sobre a formação e um detector do mesmo. O intervalo predominante dos níveis de energia dessa fonte é geralmente entre 0.6 MeV a 1.3 MeV [12]. Primeiro, a radiação gama incide nos átomos da formação, colidindo com os elétrons. Depois, devido à perda de energia por espalhamento Compton, os raios gama ficam propensos ao efeito fotoelétrico. No entanto, apenas raios gama espalhados através do detector são contados. A freqüência do efeito Compton é proporcional à densidade dos elétrons, isto é, o número de elétrons por unidade de volume [1, 12]. A equação a seguir descreve a relação entre a densidade da formação e o número de elétrons por unidade de volume.

$$n_e = N_0(Z/A)\rho_b \tag{2.1}$$

Sendo  $n_e$ , número de elétrons;  $N_0$ , o número de Avogadro; Z, o número atômico; A, o peso atômico; e,  $\rho_b$ , a densidade da formação.

Normalmente, a ferramenta de densidades é composta por dois detectores, um de curto e outro de longo alcance, a fim de realizar uma boa correção quando houver alta rugosidade na parede do poço; uma fonte emissora de radiação gama, geralmente utilizam  $Cs_{137}$  ou  $Co_{60}$ ; e um braço (*caliper arm*), com a finalidade de exercer uma força contra a parede, para que, fonte e detectores estejam em contato com a formação. A resolução da ferramenta é cerca de 50 cm, e, geralmente registrado em g/cm<sup>3</sup>.

O perfil de densidades é frequentemente utilizado na identificação dos tipos de rocha e, principalmente, na estimativa da porosidade. Também destaca-se por sofrer influência da saturação do fluido nos poros, e, por conta disso, o perfil de densidade também pode ser utilizado para identificar zonas de fluidos. Sobretudo, em poços com



Figura 2.3: Ilustração da sonda que registra o perfil de densidades. Figura modificada [1].

fluidos (*liquid-filled boreholes*) a análise do perfil de densidades em conjunto com o perfil de nêutrons é usado para determinar a litologia e a porosidade [13]. Outras influências relevantes são o diâmetro do poço e o reboco [14]. O efeito causado pelas variações no diâmetro do poço sobre as medidas é minimizado devido à estrutura da ferramenta de densidades, mostrado na figura 2.3. Na figura 2.4, observamos a curva  $\Delta \rho$ , convencionalmente abreviado por DRHO, que corrige o efeito do reboco no perfil de densidades, geralmente realizado automaticamente na aquisição.



Figura 2.4: Um exemplo do perfil de densidades [1].

### 2.2.3 O perfil de porosidades de nêutrons

Foi introduzido dois anos depois do perfil de raios gama, em 1941 por Pontecorved [9]. Historicamente, o perfil de nêutrons foi o primeiro perfil nuclear usado para obter uma estimativa da porosidade da formação [1]. O perfil de nêutrons responde ao conteúdo de hidrogênio na formação, pelo fato da massa atômica do hidrogênio ser igual a massa do nêutron. Desse modo, se o hidrogênio (na forma de água ou hidrocarbonetos) estiver contido no espaço poroso da formação, a medição produzirá porosidade [1]. Por conta disso, o perfil de nêutrons inicialmente era usado para determinar a porosidade.

A perfilagem de nêutrons utiliza uma ferramenta que consiste basicamente numa fonte emissora de nêutrons de altas energias, geralmente AmBe (Amerício-241/Berílio); e dois detectores de nêutrons diferentemente afastados da fonte. Esse modelo de ferramenta, que também é conhecido como CNL (*Compensated Neutron Log*), é análogo à ferramenta de densidades, que utiliza dois detectores para reduzir o efeito do reboco e da lama de perfuração.

O princípio físico desse perfil baseia-se na interação de nêutrons com a matéria, que pode ser absorvido ou espalhado. O feixe de nêutrons de altas energias incidem na formação, colidindo com os núcleos dos átomos da formação. Como uma colisão elástica, os nêutrons espalham-se com energia menor que sua energia inicial. A quantidade de energia perdida será proporcional à massa do núcleo colidido. No entanto, há maior perda de energia quando os nêutrons colidem com o núcleo dos átomos de hidrogênio. Os nêutrons espalhados em direção aos detectores são contados. A taxa de interações de nêutrons com a matéria depende de parâmetros como, a densidade de nêutrons, ou seja, número de nêutrons por unidade de volume; as velocidades dos nêutrons; o número de partículas que interagem com os nêutrons. Os nêutrons, que após a colisão, são absorvidos pelo núcleo dos átomos da formação, este fica excitado emitindo uma radiação gama caracterítica. Este processo é utilizado em outro tipo de perfil de nêutrons conhecido como *pulsed neutrons log*.

O perfil de porosidades de nêutrons, que geralmente é medido em P.U. (*porosity unit*), é utilizado principalmente na avaliação da porosidade, e também, na detecção de gás. Nesta dissertação, a perfilagem de nêutrons auxilia o cálculo da porosidade efetiva, fornecendo valores da densidade associado à zona de folhelhos. Porém, o perfil sofre efeitos na zona de folhelhos. Isso acontece porque, geralmente os folhelhos apresentam grãos muito pequenos, que implica na redução da porosidade. No entanto, a presença de água no pequeno espaço poroso dos folhelhos causa altos registros de porosidades no perfil de nêutrons. Por conta disso, para interpretação desse perfil, é necessário recorrer a outros perfis litológicos como, por exemplo, o perfil de raios gama.

A presença de gás é identificada no perfil de nêutrons pela baixa porosidade. Além de observar um espaçamento característico entre os perfis de nêutrons e densidades, numa zona de rochas reservatório. Esse fenômeno se chama efeito gás, ilustrado na figura 2.5. Outras aplicações do perfil de nêutrons como identificação de litologias e correlação de poços, também são utilizados.



Figura 2.5: Perfil de porosidades de nêutrons com o efeito gás. Figura modificada [1].

### 2.3 O perfil de resistividades

A resitividade é uma das principais propriedades obtidas através da perfilagem [14]; além de ser a primeira grandeza física medida numa perfilagem, coincidindo com o início da perfilagem, em 1929. Esse perfil mede a resistividade elétrica das rochas e, com avanço tecnológico, diversos tipos de perfis de resistividades foram desenvolvidos.

O perfil de resistividades abrange os perfis de indução (*induction log*) e os laterais (*laterolog*), ambos são medidos em ohm-m/m, geralmente escrito como  $\Omega$ -m [9, 14]. Os perfis de indução medem a resistividade da formação através de indução elétromagnética, como o nome sugere. Essa ferramenta é composta por bobinas transmissoras e receptoras. Uma corrente elétrica alternada, de alta frequência e constante percorre a bobina transmissora, que induz um campo magnético na formação, que, por sua vez, induz uma corrente elétrica na bobina receptora. Essas correntes elétricas induzidas são proporcinais à condutividade e/ou resistividade da formação [14]. Por outro lado, os perfis laterais utilizam correntes elétricas focalizadas (perpendiculares à parede do poço) induzidas por superfícies eqüipotênciais. Essas superfícies adquirem o mesmo potencial a partir de dois (*dual laterolog*) ou mais eletrôdos (*laterolog-n*).

A diversidade de ferramentas de resistividades resulta num grande intervalo de profundidade de investigação. Através delas determina-se a resistividade em diversos níveis de profundidade da formação, como mostra a figura 2.6. A resistividade medida



Figura 2.6: Modelo esquemático das resistividades e saturações nas formações num ambiente de poço. Figura modificada [1].

na zona não-invadida chama-se resistividade verdadeira  $(R_t)$ . A resistividade da zona lavada é denotada por  $R_{xo}$ , determinado principalmente pela resistividade do filtrado da lama, denotada por  $R_{mf}$  [1].  $R_m$  é a resistividade da lama de perfuração e  $R_{mc}$ , a resistividade do reboco. Juntamente com a porosidade, a resistividade da água de formação  $(R_w)$ , é utilizada para obter valores da saturação da água  $(S_w)$ , útil na avaliação da produtibilidade da formação [9].

A primeira ferramenta de indução, chamada Indução Elétrica (IES), registra dois perfis: resistividade com raios de investigação profunda e rasa. Essa última também conhecida como normal curta (*short normal* - SN), usada para o cálculo de  $R_{mf}$ . Substituindo essa ferramenta, a Indução Esférica Focalizada (ISF), registra uma resistividade com investigação profunda, chamada ILD (deep induction log), que é idêntica a investigação profunda da IES. A diferença se faz na investigação curta, que mede a resistividade numa forma aproximadamente esférica a partir de correntes focalizadas, chamada SFL. O ISF pode ser acoplado ao perfil sônico e ao GR simultâneamente, permitindo apenas uma descida ao poço [14]. Outra ferramenta utilizada nos perfis de indução chama-se Dupla Indução (dual induction log - DIL). A DIL possui os perfis ILD, ILM (medium induction log), cujo raio de investigação é a metade do ILD, e o perfil de investigação rasa lateralmente focalizada (SFL) [9, 14]. Neste trabalho, utilizamos o perfil de indução profunda (ILD), que fornece medidas precisas de  $R_t$ .



Figura 2.7: Uma amostra dos perfis de indução [1].

### 2.4 O perfil sônico

Em 1946, durante a Segunda Guerra Mundial, foi desenvolvido o perfil sônico [8], também conhecido como perfil acústico. Este perfil compõe, junto com os perfis de densidade e de nêutrons, os perfis de porosidades. O perfil sônico mede a velocidade acústica sobre um pequeno intervalo do poço [15]. No entanto, essa velocidade acústica é obtida a partir do tempo de trânsito. Geralmente, o tempo de trânsito é medido em microsegundo por pé ( $\mu$ s/ft) e também é chamado de vagarosidade (*slowness*), que, na verdade, é o inverso da velocidade.

Ao longo dos anos diversas ferramentas de perfilagem acústica foram desenvolvidas, porém a ferramenta mais comum é o BHC (*borehole compensated*). Em geral, essas ferramentas são constituídas de transmissores, que são fontes de energia acústica, e receptores. Utilizam-se nesses receptores e transmissores, transdutores, dispositivo eletrônico que possue a propriedade de transformar uma determinada grandeza física num sinal elétrico. A configuração do BHC consiste em quatro receptores organizados em pares e localizados entre dois transmissores, como mostra a figura 2.8.



Figura 2.8: Configuração da sonda de perfilagem sônica BHC. Figura modificada [1].

A medida é feita em duas etapas. Na primeira etapa, o transmissor inferior é acionado, transmitindo um pulso de energia sonora numa determinada parte da formação, sendo captado pelos receptores superiores de cada par. Nesse instante registra-se a vagarosidade entre os dois receptores superiores. Em seguida, o transmissor superior é acionado, liberando energia sonora, sendo recebido pelos receptores inferiores de cada par, registrando a vagarosidade. A vagarosidade somente pode ser obtida porque os espaçamentos entre os transmissores e os recepetores são iguais e conhecidos. As medidas ocorrem na primeira chegada da energia sonora transmitida ao longo da formação (ondas compressionais). O espaçamento entre os receptores e transmissores devem ser grandes o suficiente, para que a energia acústica viajante na lama do poço não chegue antes do sinal que vem da formação [1]. Então, desse modo, a vagarosidade das ondas compressionais são medidas. A ausência do fluido de perfuração nos poços elimina a possibilidade de registrar um perfil sônico [16]. No entanto, há perfis sônicos mais sofisticados, como o *full-waveform sonic logging*, que efetuam medidas de vagarosidade para ondas cisalhantes e compressionais.

Diversos fatores geométricos, como espessura da camada, o diâmetro do poço, arrombamentos e distância entre os transmissores e receptores, podem causar velocidades aparentes diferentes da velocidade verdadeira na profundidade medida [15]. O aumento do espaçamento entre os transmissores e receptores reduz a influência das condições ruins do poço na medição. Por exemplo, em comparação com os demais perfis de porosidades (densidade e nêutrons), o perfil sônico sofre menos com arrombamento. No entanto, quando há um grande aumento no diâmetro do poço em formações lentas, a chegada do sinal da lama antecede ao da formação. Com isso, mesmo com o aumento do espaçamento entre os transmissores e receptores, que reduzem este efeito, é possivel que ocorra uma sobreposição desses dois sinais de chegada (formação e lama), mascarando o registro. Outro sério efeito de ambiente do poço sobre a ferramenta sônica é a alteração ou dano do material perto da parede do poço [1].



Figura 2.9: Esquema comparativo dos perfis de porosidade num poço com arrombamento [1].

Uma examinação da literatura mostra que, a velocidade compressional acústica em rochas depende a priori de seis fatores: porosidade, composição ou litologia, o estado de tensão, temperatura, composição do fluido para uma rocha porosa saturada e a textura da rocha [1]. Dados de poços e de laboratórios mostram que, velocidades



Figura 2.10: Uma amostra do perfil sônico simulado num modelo de reservatório [1].

acústicas em arenitos também são dependentes da porosidade, da pressão confinante, da pressão do fuido do reservatório e da argilosidade [17]. Por essas razões, o perfil sônico é utilizado na avaliação da formação, através da relação de Willie para a estimativa da porosidade, comentada mais adiante. O perfil sônico também é utilizado na correlação de poços, análises de propriedades petrofísicas, cheque da sessão sísmica e pode ser usado na identificação de fraturas, quando combinado com outros perfis [14].

Geralmente, os perfis sônicos não estão incluídos em grande parte dos programas de perfilagens em poços antigos [16]. Apesar disso, a perfilagem sônica tem sua importância na exploração sísmica. Através deles é possível construir sismogramas sintéticos. Por isso, este perfil torna-se de suma importância para o desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

### 2.5 Interpretação de perfis geofísicos

Um dos processos necessários na avaliação de uma formação é a interpretação de perfis geofísicos. A interpretação de perfis é um processo pelo qual as medidas realizadas nos perfis são traduzidas em parâmetros petrofísicos como porosidade, saturação dos fluidos, permeabilidade, produtibilidade litologia, etc [9]. Diante da diversidade de grandezas físicas medidas na formação, parâmetros petrofísicos são estimados a partir de relações, algumas destas detalhadas nas seguintes seções. Portanto, a interpretação de perfis geofísicos ajuda a solucionar incógnitas fundamentais na avaliação de uma formação, como a porosidade, a identificação dos fluidos presentes; a saturação dos fluidos presente e a permeabilidade.

No âmbito da avaliação de uma formação, a porosidade, assunto abordado nas próximas seções, reflete a capacidade que uma rocha possui para armazenar fluidos. Sem porosidade, a formação não interessa para uma possível exploração de óleo, porque não há lugar na rocha para acumular hidrocarbonetos [18]. A porosidade é representada por  $\phi$  [9]. Gus Archie, em 1942, formulou a relação entre a porosidade e a formação, sendo

$$F = \frac{a}{\phi^m}.$$
(2.2)

Da equação (2.2), temos que, F é a constante de proporcionalidade chamada de Fator Formação; m é o fator de cimentação; e,  $\phi$  é a porosidade. O fator de cimentação e a constante a são determinadas empíricamente [9]. Archie também propôs a relação entre a avaliação da formação e a resistividade,

$$F = R_0 / R_w; \tag{2.3}$$

em que,  $R_0$  é a resistividade de uma rocha com formação limpa (sem argila) e totalmente saturada com água salgada(*brine*), de resistividade  $R_w$ . Como foi dito anteriormente, as medidas de resistividade podem ser obtidas a partir dos perfis de indução. A saturação é a estimativa da quantificação dos fluidos existentes numa rocha e, é expresso normalmente em percentual. Contudo, uma formação pode ser saturada por água, óleo e/ou gás, obedecendo a seguinte relação:

$$\underbrace{S_o + S_g}_{S_h} + S_w = 1; \tag{2.4}$$

sendo  $S_o$ , a saturação do óleo;  $S_w$ , a saturação da água;  $S_g$ , a saturação do gás; e,  $S_h$ , a saturação de hidrocarbonetos. A maioria dos cálculos de saturação são obtidos



Figura 2.11: Esquema de saturação numa unidade de volume. Figura modificada [19].

através de razões de resisitividade [14]. A saturação da água é definida como a fração do volume ocupado pela água da formação nos poros, ou seja,

$$S_w = \frac{Volume \ de \ agua}{\phi} = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} \tag{2.5}$$

que também pode ser estimada a partir de resistividades, através de outra contribuição de Archie. E, desse modo, a estimativa da saturação de hidrocarbonetos (óleo e gás) é

$$S_h = \frac{Volume \ de \ hidrocarbonetos}{\phi} = 1 - S_w.$$
(2.6)

Em que a relação da saturação de hidrocarbonetos é descrita por  $S_h = S_o + S_g$ .

No contexto da industria de petróleo, a determinação da saturação de água e da porosidade são de suma importância para a avaliação da produtibilidade do reservatório; por meio da equação fundamental da engenharia do petróleo.

$$V_{or} = f \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w), \qquad (2.7)$$

em que,  $V_{or}$  é o volume de hidrocarbonetos recuperável num reservatório; f é o fator de recuperação;  $A \in h$  é a área e a altura do reservatório, respectivamente;  $\phi$  é a porosidade; e,  $S_w$  é a saturação da água. Nas seções precedentes, apresentamos os modelos empíricos comumente empregados na interpretação de perfis geofísicos, no âmbito desta dissertação.

#### 2.5.1 Estimativa de porosidade total

Poro é o espaço intersticial entre os grãos de uma rocha, isto é, espaços vazios entre a formação dos grãos da rocha. A porosidade, por outro lado, é volume dos poros por unidade de volume da formação [9], que indica a quantidade de espaços vazios existentes em uma rocha ou formação. Durante o processo de sedimentação e litificação, alguns dos poros, inicialmente desenvolvidos, se tornam isolados dos demais poros, decorrente de vários processos de diagênese, como cimentação e compactação [19]. Desse modo, uma rocha pode conter poros interconectados e poros isolados (nãoconectados). A partir disso, a porosidade possui duas categorias distintas: a porosidade total (ou absoluta) e a porosidade efetiva; esta última dissertada na seção mais adiante. No contexto da indústria de petróleo, a porosidade é um dos principais fatores a ser determinado, pois através dela é possível estimar a capacidade de armazenamento de fluidos de uma rocha.

No contexto geológico, existem dois tipos fundamentais de porosidade nas rochas em geral: primária e secundária. Nas rochas sedimentares, a porosidade primária são os interstícios originais, ou seja, depósitos de materiais detrílicos ou orgânicos. Nesse âmbito, a influência de fatores como o tamanho ou a forma dos grãos, o grau de seleção e a presença de cimentação são importantes. A porosidade secundária ocorre após a formação das rochas por aberturas estruturais como fraturas, falhas e aberturas ao longo do plano de estratificação. Esses fatores contribuem para o aumento ou a diminuição da porosidade [20]. Um tipo especial de porosidade secundária se desenvolve em rochas solúveis, como calcário e mármores, através da criação de vazios por dissolução, caracterizando a porosidade cárstica.

A porosidade pode ser obtida a partir do perfil sônico, perfil de densidade ou perfil de nêutrons, quando a litologia da formação é conhecida [9]. O uso de perfis de porosidades é um dos métodos mais utilizados na determinação da porosidade da formação por algumas razões, entre elas, a praticidade e o custo. Quando a medida da porosidade é considerada muito importante, os programas de testemunhagem e perfilagem são geralmente conduzidos.



Figura 2.12: Definição de porosidade. Figura modificada [19].

A porosidade total ou absoluta reflete o total de poros presentes em uma rocha ou formação; que pode ser representado pelo percentual do volume que não é ocupado por partículas sólidas de uma rocha ou formação. Na figura 2.12, podemos entender melhor a definição de porosidade total; em que,  $V_p$  é o volume total dos poros (porosidade -  $\phi$ ) e  $V_m$  é o volume total ocupado pelos grãos da rocha matriz  $(1 - \phi)$ .

A porosidade total pode ser estimada a partir do perfil de densidades através da relação básica mostrada na equação a seguir,

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma}. \tag{2.8}$$

A solução da equação (2.8), evidencia o cálculo da porosidade a partir do perfil de densidades, como mostra a equação

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f},\tag{2.9}$$

em que,  $\rho_{ma}$  representa a densidade da rocha matriz;  $\rho_b$ , a densidade medida no perfil e  $\rho_f$ , a densidade dos fluidos nos poros.

A estimativa da porosidade total usando o perfil de nêutrons pode ser fornecida diretamente na leitura do próprio perfil. Porém, essa análise substima a porosidade total do pacote sedimentar em investigação. Outra alternativa na estimativa da porosidade total a partir do perfil de nêutrons é o emprego da equação teórica descrita por:

$$\phi_N = \phi \cdot S_{xo} \cdot \phi_{mf} + \phi (1 - S_{xo}) \phi_{Nhc} + V_{sh} \cdot \phi_{sh} + (1 - \phi - V_{sh}) \phi_{Nma}, \qquad (2.10)$$

em que,  $\phi_N$  é o registro do perfil de nêutrons;  $\phi$  é a porosidade total;  $\phi_{Nmf}$  é a porosidade saturada com o filtrado de lama registrada no perfil de nêutrons;  $\phi_{Nhc}$
é a porosidade saturada com hidrocarbonetos registrada no perfil de nêutrons;  $\phi_{Nma}$ é a porosidade da rocha matriz para o perfil de nêutrons; o produto de  $V_{sh} \cdot \phi_{sh}$  é a porção do folhelho; e,  $S_{xo}$  é a saturação da zona lavada.

Por outro lado, a relação de Willie, citado na seção 2.4, é uma expressão empírica comumente utilizada para o cálculo da porosidade a partir de perfis sônicos. Essa relação também é conhecida como equação do tempo médio.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}},\tag{2.11}$$

sendo  $\Delta t$ , o intervalo do tempo de trânsito medido;  $\Delta t_f$ , tempo de trânsito no fluido; e  $\Delta t_{ma}$ , tempo de trânsito na rocha matriz. Essa relação funciona bem em formações limpa e consolidadas com poros distribuidos uniformemente, no entanto necessita de correções para formações não-consolidadas, chamada de correção de compactação; além da correção para influência do folhelho. A diferença entre a porosidade sônica e as porosidades de nêutrons e de densidades é dada no índice de porosidade secundária (SPI), que é um índice que indica o quanto de um tipo de porosidade há na rocha. Em geral, utiliza-se o perfil sônico para a estimativa da porosidade total na ausência dos perfis de densidade e porosidade de nêutrons, pois a porosidade é superestimada por este perfil.

Neste projeto, usamos a equação (2.9) para a estimativa da porosidade total.

#### 2.5.2 Estimativa de argilosidade

Argilosidade ou conteúdo de argila representa o volume de argila presente numa rocha. Os valores de argilosidade sao apresentados em percentual, sendo 0%, para uma rocha livre de argila (rocha limpa); e 100%, para um folhelho. A argila possui uma fração granulométrica inferior a 4  $\mu$ m (ou 0.004 mm), e também pode ser utilizada para designar seus minerais [20]. Argilitos são as rochas sedimentares formadas essencialmente por grãos da fração de argila, geralmente rocha maciça com pouca ou nenhuma estratificação. Quando um argilito apresenta estratificação com lâminas muito finas, pode ser denominados folhelho [20]. Por conta disso, na literatura é comum encontrar o termo volume de folhelho (V<sub>sh</sub>) com significado igual ao volume de argila ou argilosidade (V<sub>clay</sub>). Embora, ambas definições sejam diferentes<sup>\*</sup>. A análise de perfis geofísicos necessita levar em consideração como a argilosidade da rocha afeta os perfis de poços. Importantes parâmetros, como, por exemplo, saturação da água e porosidade, são afetados pela argilosidade. A maioria dos perfis como raios gama, potencial espontâneo (SP), nêutrons, resistividade, densidade e acústico são afetados pela argilosidade, embora não a indique diretamente [21].

O perfil mais usado na estimativa da argilosidade é o perfil de raios gama. Como vimos na seção 2.2.1, Potássio, Tório e Urânio são os principais elementos que influenciam o perfil. A maioria dos folhelhos possui abundante conteúdo de argila e Potássio, que tenderá aumentar linearmente à medida que, o conteúdo de Tório também aumenta [21]. A estimativa da argilosidade ocorre inicialmente no cálculo do índice de raios gama através da equação

$$I_{GR} = \frac{GR_i - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}},$$
(2.12)

sendo  $GR_i$  o registro do perfil de raios gama, em unidades API;  $GR_{min}$  e  $GR_{max}$  são os valores mínimo e máximo registrado no perfil GR, respectivamente.

No entanto, segundo a literatura, a determinação da argilosidade a partir do perfil de raios gama, depende de muitos fatores como, por exemplo, a idade dos sedimentos e sua consolidação. Em 1969, LARIONOV [22] formulou modelos empíricos para tal estimativa em sedimentos com idades terciárias e mesozóicas. A equação a seguir, descreve o modelo empírico para estimativa da argilosidade em arenitos não-consolidados de idade terciária (rochas clásticas terciárias),

$$V_{clay} = 0.083 \cdot \left[2^{3.70 \, IGR} - 1.0\right]. \tag{2.13}$$

Para arenitos consolidados de idade mesozóica aplica-se a equação abaixo,

$$V_{clay} = 0.33 \cdot \left[2^{2.0 \, IGR} - 1.0\right]. \tag{2.14}$$

Existem outras estratégias adotadas para o cálculo da argilosidade. O perfil SP, por exemplo, também pode ser utilizado para determinar a argilosidade. A estimativa da argilosidade usando perfis SP é uma alternativa no casos de litologias muito radioativa. No entanto, o pefil SP superstima folhelhos arenosos e arenitos saturados com hidrocarbonetos [21]. A argilosidade também pode ser estimada através de um *crossplot* dos perfis de nêutrons pela densidade. Esse terceiro método é o mais popular para estimativa da argilosidade consiste em escolher um ponto de folhelho e uma linha limpa, em seguida, a argilosidade é separada em intervalos lineares [21]. Esse método também pode ser calculado por meio de equações.

Nesta dissertação, utilizamos a equação (2.13) para a estimativa da argilosidade, pois o arenito Namorado apresenta uma litologia não consolidada [20].

#### 2.5.3 Estimativa de porosidade efetiva

A porosidade efetiva é a relação do volume ocupado pelos poros interconectados de uma rocha pelo seu volume total. Inúmeros fatores litológicos, como o tipo, conteúdo e hidratação das argilas presentes na rocha, heterogeneidades no tamnho dos grãos, o empacotamento e a cimentação dos grãos, afetam a porosidade efetiva da rocha [19]. A porosidade efetiva é de suma importância em todos os cálculos de engenharia de reservatório. Uma vez que, a porosidade efetiva afeta primariamente a permeabilidade da rocha [19], parâmetro petrofísico que reflete a facilidade com que um fluido se desloca através do sistema poroso [14].

Como vimos anteriormente, a porosidade pode ser calculada a partir dos perfis de densidades, sônico e de nêutrons; todos estes perfis são afetados pela argilosidade da rocha. Dessa forma, utilizamos o perfil de densidade para o cálculo da porosidade efetiva, da mesma forma que na porosidade total, corrigida pela argilosidade, como mostra a equação a seguir.

$$\phi_e = \underbrace{\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}}_{\phi_d} - V_{arg} \cdot \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}, \qquad (2.15)$$

sendo  $\phi_d$ , a porosidade total calculada a parir do perfil de densidades;  $V_{clay}$ , a argilosidade, estimada a partir da equação (2.13); e,  $\rho_{sh}$  representa a medida do perfil de densidade associada à zona de folhelho para o intervalos sedimentar sob investigação. O  $\rho_{sh}$  é estimado a partir do valor máximo obtido na diferença da leitura do perfil de porosidade de nêutrons com a porosidade total para o intervalo sedimentar considerado. Para cálculo da porosidade efetiva usamos  $\rho_{ma}$  na faixa de 2.65 à 2.70 g/cm<sup>3</sup>; e  $\rho_f = 1.10$  g/cm<sup>3</sup>.

### Capítulo 3

## O MÉTODO SÍSMICO

### **3.1** Generalidades

O método sísmico basea-se, fundamentalmente, no fenômeno de propagação de ondas nos substratos da crosta terrestre. Por conta disso, o método sísmico é dividido em sísmica de reflexão e de refração, para as ondas refletidas e refratadas nas interfaces que separam as rochas de diferente características petrofísicas, respectivamente. Contudo, o método sísmico em geral, é de longe a técnica geofísica mais importante em termos de despesas e do número de geofísicos envolvidos [23]. No contexto da geofísica de exploração, a sísmica aplicada representa o método mais utilizado nas operações de caracterização e desenvolvimento de reservatórios de petróleo e gás. Embora, de custo relativamente alto em comparação com os demais métodos de exploração geofísica. Cerca de 90 % dos investimentos em prospecção são aplicados em sísmica de reflexão [24]. Algumas das razões que a tornam como o principal método de prospecção de hidrocarbonetos é a alta definição das feições geológicas em subsuperfícies propícias à acumulação de hidrocarbonetos.

Na sísmica, a propagação de ondas pode ser classificada quanto à natureza do meio, seja ele sólido ou fluido. No meio fluido ou acústico, denominam-se ondas acústicas; enquanto, no meio sólido chamam-se ondas elásticas. As ondas elásticas quando propagadas nos substrados da Terra são denominadas ondas sísmicas ou ondas elastodinâmicas. As ondas sísmicas são parcelas de energia elástica de deformação que se propagam a partir de uma fonte sísmica, como por exemplo um terremoto ou uma explosão [25]. A base técnica na exploração sísmica consiste em gerar ondas sísmicas e medir o tempo necessário para tais ondas [23], que viajam desde as fontes até os receptores.

Há dois grupos de ondas sísmicas: as ondas de corpo (*body waves*) e as ondas de superfície (*surface waves*). As ondas de corpo podem ser classificadas quanto à direção da vibração das partículas que constituem o meio perturbado. As ondas compressionais ou dilatacionais são ondas cujas partículas, constituintes do meio perturbado, vibram na mesma direção da propagação da onda, conforme a figura 3.1. Essas ondas também podem ser chamadas de ondas primárias (P); e, de forma não usual, ondas longitudinais. As ondas compressionais em fluidos são comumente chamadas de ondas



Figura 3.1: Ondas-P. Figura modificada [25].

acústicas. As ondas cisalhantes ou secundárias (S), são ondas cujo tais partículas vibram na direção perpendicular a direção de propagação da onda, de acordo com a figura 3.2. Contudo, as ondas-S são subdivididas de acordo com a sua polarização. Em três



Figura 3.2: Ondas-S. Figura modificada [25].

dimensões, as partículas podem vibrar, de maneira transversal, verticalmente (ondas-SV) ou horizontalmente (ondas-SH) ao plano de propagação. Essas ondas também podem ser chamadas de ondas transversais. A propagação deste tipo de onda está restrita a meios que possuem a propriedade de intensidade de cisalhamento, isto é, meios capazes de se deformar devido à ação de um esforço tangencial. Com isso, ondas-S não se propagam em meios acústicos. A terminologia P e S, se deve ao aspecto cinemático da propagação das ondas sísmicas, pois a velocidade de propagação das ondas compressionais sempre será maior que das ondas cisalhantes. Com isso, são registradas primeiro as ondas compressionais, depois as ondas cisalhantes. Até o momento, somente as ondas-P vêm sendo utilizadas comercialmente nos levantamentos sísmicos, enquanto que os levantamentos com ondas-S ainda encontram-se em fase experimental, ou com aplicações específicas [24]. As ondas de corpo não são dispersivas, isto é, todos os pulsos que constituem uma frente de onda sísmica possuem a mesma velocidade, determinada pela densidade e pelas constantes elásticas dos materiais por onde passam [25]. Assim, a velocidade de propagação das ondas de corpo em qualquer meio é definida como:

$$v = \sqrt{\frac{constantes \ elasticas \ do \ meio}{densidade \ do \ material}} \tag{3.1}$$

Considerando meios homogêneos e isotrópicos, a equação para a velocidade de propagação das ondas compressionais é expresso da seguinte forma:

$$v_p = \sqrt{\frac{k + 4\mu/3}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}; \qquad (3.2)$$

e, para ondas cisalhantes,

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}.$$
(3.3)

Em que,  $\rho$  é a densidade do material;  $\mu$ , o módulo de rigidez ou cisalhamento; k, incompressibilidade; e ,  $\lambda$ , a constante de Lamé; que também pode ser escrita como função do módulo de rigidez e incompressibilidade.

$$\lambda = k - 2\mu/3. \tag{3.4}$$

Num meio infinito, homogêneo e isotrópico, apenas as ondas-P e S existem [23]. Quando o meio não é infinito (semi-infinito), são geradas as ondas de superfície. Existem dois tipos de ondas de superfícies: as ondas Rayleigh e Love. Na sísmica de exploração, o principal tipo de ondas de superfícies são as ondas Rayleigh [23], que se propagam ao longo de uma superfície livre, ou ao longo da fronteira entre dois meios sólidos diferentes [25]. Essas ondas são dispersivas, ou seja, durante a propagação ocorre variação de sua velocidade; e, caracterizadas por baixas velocidades, baixas frequências e grandes amplitudes. Em geral, aparecem como ruídos nos registros de reflexão sísmica terrestre, também conhecido como rolamento superficial (ground roll). Quanto as ondas Love, as fontes de energia utilizadas em sísmica de exploração não são capazes de gerar tais ondas num grau significativo e, por conseguinte, estas são irrelevantes na exploração sísmica [23].

De maneira geral, a propagação de ondas elásticas usufrui das leis básicas da ótica geométrica. E assim, podemos considerar uma interface que delimita dois pacotes de rochas, cada qual com propriedades acústicas diferentes. Quando uma frente de onda sísmica incide sobre esta interface, parte da energia incidente é refletida retornando à superfície; e outra parte da energia inicidente é transmitida (refratada) para o meio inferior. Uma das propriedades físicas da rocha responsável para que haja parcelas de energias refletidas e transmitidas é a impedância acústica. A impedância acústica é a propriedade física de um material ou meio, que quantifica a capacidade de dificultar a transmissão de uma onda acústica de um meio para outro, com maior ou menor eficiência. A impedância das rochas pode ser calculada através produto da densidade de um material com a velocidade do mesmo, isto é:

$$I = \rho \times V_p. \tag{3.5}$$

Para fins de objetividade, nas seguintes seções do presente capítulo, os procedimentos abordados, se atém à sismica de reflexão.

### 3.2 Aquisição e processamento de dados sísmicos

Para a aquisição de dados sísmicos alguns itens como fontes sísmicas, receptores, cabos conectores, sismógrafos, geometria de aquisição, são imprencidíveis de serem observados.

As fontes sísmicas são essenciais para gerar um determinado nível de energia, para que o sinal chegue aos receptores com informações suficientes sobre a camada em subsuperfície sob investigação. Dinamites, Vibroseis<sup>®</sup> e bate-estaca são algumas das fontes sísmicas utilizadas em levantamentos terrestres; enquanto em levantamentos marítimos são usados canhões pneumáticos como *air guns*.

Os receptores são dispositivos designados para captar ondas sísmicas, em especial as geradas pela fonte sísmica. Esses sensores ou receptores têm o nome genérico

#### CAPÍTULO 3. O MÉTODO SÍSMICO

de sismômetro, contudo, em levantamentos terrestres são chamados de geofones; enquanto na aquisição marítima de hidrofones. Os geofones são constituídos basicamente por uma bobina eletromagnética móvel (sistema bobina-mola) que pode oscilar, livremente, dentro de um forte campo magnético (imã). Quando submetido a uma vibração, a bobina móvel desloca-se em relação às linhas de força do campo magnético, gerando uma voltagem proporcional à velocidade, de acordo com a lei de Faraday. Existem pelo menos dois tipos de geofones, no que diz respeito à detectação de movimentos: em apenas uma direção (monocomponente) e em três direções ortogonais entre si (multicomponente). Por outro lado, os hidrofones utilizam sensores piezoelétricos. Esses



Figura 3.3: Geofone 1-C



Figura 3.4: Geofone 3-C

sensores possuem a propriedade de detectar energia sísmica na forma de variação de pressão, gerando uma diferença de potencial elétrico entre as suas faces. De um modo geral, geofones e hidrofones captam a energia sísmica refletida e produzem um sinal elétrico, que é transmitido à unidade central de registro (sismógrafos) através dos cabos conectores. Os sísmografos registram o tempo de chegada da energia sísmica em cada receptor tal como a intensidade medida neste mesmo instante.

Além do estudo da localização onde se queira fazer um levantamento sísmico (linha sísmica), a geometria de aquisição é a primeira etapa e tem importância na estratégia nos registros dos principais eventos sísmicos. O posicionamento do sistema de registro (sismógrafo, cabos e receptores) constitui uma estação receptora. Tiro sísmico é o conjunto de traços sísmicos registrado na estação receptora para cada onda sísmica gerada em diferentes localizações. Quando um tiro sísmico é realizado por uma única linha resulta numa aquisição 2D (seção sísmica), e por um conjunto de linhas em paralelo resulta numa aquisição 3D (cubo sísmico). A aquisição sísmica terrestre consiste em demarcar os pontos de tiro (PT) e as estações receptoras ao longo da linha sísmica [26]. Há dois tipos de tiro sísmico: os lanços único (*end-on*) e duplo (*split spread*). Na aquisição sísmica marítma, devido a inviabilidade prática, apenas um tipo de geometria é realizado. Essa geometria de aquisição, ilustrada na figura 3.5, é análoga ao lanço único na aquisição terrestre.



Figura 3.5: Ilustração da geometria aquisição sísmica marinha.

A priori, as informações sobre a geometria de aquisição sísmica é indispensável no processamento dos dados sísmicos. Sobretudo, há um procedimento padrão na geometria de aquisição seguido para o tratamento dos dados sísmicos, chamada CDP (*Common Depth Point*). A técnica CDP tem como essência registrar informações de um mesmo ponto num refletor mais de uma vez, como mostra a figura 3.6. De acordo com a figura 3.6, após o registro de uma família de tiro comum, a fonte sofre um deslocamento constante até o próximo PT, preestabelecido pela geometria de aquisição. A aplicação da técnica CDP oferece auxílios importantes no processamento de dados sísmicos como nas obtenções das velocidades, atenuação de múltiplas reverberações que ocorrem entre a superfície e o fundo do mar (aquisição marítima); além de promover multiplicidade de registros de reflexões de um mesmo ponto em subsuperfície, aumentando a relação sinal-ruído.

Para a geração da seção sísmica, isto é, o produto final do processamento dos dados sísmicos, as seguintes etapas básicas precisam ser observadas. São elas: edição, ordenação em famílias CDP, correções estáticas, análise de velocidades, correções NMO, empilhamento e migração. A sequência dessas etapas estão esquematizadas na figura 3.7. Na edição, os dados são preparados especificamente para as etapas seguintes do processamento, eliminando traços sísmicos impróprios e gravando nos *headers* dos



Figura 3.6: Exemplo ilustrativo da cobertura múltipla da técnica CDP [26].



Figura 3.7: Fluxograma básico do processamento dos dados sísmicos [26].

traços sísmicos a geometria de aquisição usada. Em seguida, os dados são organizados em famílias CDP, no intuito de identificar os principais eventos sísmicos em cada famíla. Na figura 3.8, observamos os principais eventos sísmicos: a onda direta, a onda de refração total e a onda refletida. A onda direta se caracteriza por propagar diretamente da fonte até o receptor [26], cuja expressão matemática é uma equação de uma reta que passa pela origem.

$$t_d = \frac{x}{v_1},\tag{3.6}$$

sendo x, a distância da fonte ao receptor (*offset*) e  $t_d$ , o tempo do percurso efetuado pela onda. A velocidade  $v_1$  pode ser calculada, visto que a informação sobre x e  $t_d$  é conhecida. As ondas de refração total tem a sua importância na sísmica de refração, pois são ondas que viajam no meio subjacente imediatamente abaixo da interface refletora, com velocidade diferente de  $v_1$ . A equação a seguir, descreve as ondas de refração total numa família CDP.

$$t_{refr} = t_i + \frac{x}{v_2},\tag{3.7}$$

em que,  $t_{refr}$  representa o tempo de viagem da onda refratada da fonte sísmica até o receptor;  $t_i$ , o tempo de interceção *(intercept time)* entre as retas que descrevem as ondas diretas e as de refração total; x a distância da fonte ao receptor (*offset*); e  $v_2$ , a velocidade no meio adjacente à interface. A relação entre  $v_1$ ,  $v_2$  e o ângulo de incidência é extraído a partir da lei de Snell. As principais ondas objeto de nosso estudo são as ondas refletidas. As ondas refletidas são observadas nas famílias CDP como hipérboles, e por conta disso, são descritas matematicamente pela expressão:

$$t_r^2 = t_0^2 + \left(\frac{x}{v_1}\right)^2,$$
(3.8)

sendo  $t_r$ , o tempo medido em cada receptor pela viagem da onda refletida na interface investigada;  $t_0$ , o tempo duplo para incidência normal, calculada pela equação abaixo; x, a distância da fonte ao receptor (*offset*); e  $v_1$ , a velocidade no meio refletido.

$$t_0 = \frac{2d}{v_1}.$$
 (3.9)

Esses eventos sísmicos são de grande importânica na etapa de análises de velocidades. Entretanto, antes dessa etapa são aplicadas dois tipos de correções: a estática e a dinâmica. A correção estática se aplica em dados provenientes de uma aquisição terrestre que visam corrigir deslocamentos verticais nos traços sísmicos provocados por várias formas de ruídos (*ground-roll*). A outra correção deve ser aplicadas nos tempos de reflexão dos traços sísmicos individuais, no intuito de fornecer uma seção sísmica resultante, que dê a representação da estrutura geológica mais próxima da verdadeira [25]. Essa é a função da correção dinâmica ou NMO (*normal move-out*), que se aplica



Figura 3.8: Principais eventos sísmicos evidenciados em cada família CDP: onda direta (tracejado preto); onda refletida (linha vermelha); e onda para refração total (pontilhado azul). [26].

nas hipérboles de reflexão presentes nas famílias CDP para corrigi-las em relação ao tempo  $t_0$ . Com a realização desta correção, as hipérboles de reflexão se tornam retas. Para isto, é necessário o uso de análises de velocidades. O objetivo principal da análise de velocidades é de estimar as velocidades de empilhamento  $(V_{MNO})$ ; fundamental para a seguinte etapa, o empilhamento dos dados. Em outras palavras, o empilhamento dos dados consiste em inserir num único traço todos os traços sísmicos de uma mesma família CDP, previamente corrigidas estática e dinâmicamente. Depois disso, se tem a seção sísmica bruta, isto é, a seção sísmica sem as correções devido às inclinações dos refletores em subsuperfície [26]. A migração dos dados é a etapa que consiste em atenuar as difrações oriundas de efeitos geológicos como falhas, inclinações de camadas, sinclinais, até então ignorados. No entanto, essa etapa é antecedida por outros programas aplicados como deconvolução da assinatura da fonte, necessário para a estimativa da impedânica acústica. Além de filtros de velocidades, correções DMO (dip moveout correction), MZO (migration to zero-offset), mute, entre outros. A ordem e o momento de aplicação desses módulos de programas varia de acordo com a equipe de processamento sísmico.

### 3.3 Simulação de sismogramas usando convolução

A composição de um traço sísmico pode ser realizado basicamente usando um de dois modelos: o modelo direto e o inverso. Cada qual tem a sua importância no contexto da interpretação sísmica. O modelo direto ocorre quando se tem informação sobre a litologia, e então, calcula-se o traço sísmico. Este modelo é usado para ver como as variações estratigráficas afetam os dados sísmicos e para testar se postulada variações estratigráficas fornecem explicações viáveis sobre os efeitos observados [27]. Já no modelo inverso os traços sísmicos são construídos a partir da aquisição e processamento dos dados sísmicos, sem ter conhecimento da litologia. Sabe-se que a sísmica de reflexão responde somente ao contraste de impedância das rochas. Em função disso, é possível simular a traço sísmico (sismograma sintético) de um pacote sedimentar a partir do conhecimento de velocidades e densidades das rochas que o compõe e da assinatura da fonte [24]. Nesta dissertação, usamos o modelo direto para a construção do sismogramas uma vez que, temos informação sobre a litologia a partir dos perfis geofísicos de poços.

O modelo direto utiliza como ferramenta a convolução, que pode ser interpretada como um processo de aplicação de um filtro linear estacionário para um sinal. O modelo convolucional simula um traço sísmico a partir do resultado da convolução da função refletividade da Terra com uma assinatura da fonte (*wavelet*), com ruído adicionado [27] ou não. Isto é,

$$S(t) = \omega(t) * R(t) + \epsilon(t), \qquad (3.10)$$

em que,  $\omega(t)$  representa a assinatura da fonte; R(t), a função refletividade da litologia investigada e  $\epsilon(t)$ , o ruído aleatório, que pode ser introduzido ou não no sismograma S(t).

Na literatura encontramos uma diversidade de tipos de *wavelet* para a simulação de um traço sísmico, cada qual com sua característica específica. Porém, destacamos apenas a *wavelet* utilizada nesta dissertação: a do tipo Ricker. Uma das razões pela escolha da *wavelet* de Ricker se deve ao fato dela ser simétrica (fase zero) [28], além de possuir uma forma de onda, que ao ser convolvida com os coeficientes de reflexão, não há interferência destrutiva. A *wavelet* de Ricker no domínio do tempo é dada analiticamete como a segunda derivada de uma gausiana, ou seja,

$$\omega(t)_{Ricker} = \left[1 - 2\pi^2 f_{dom}^2 t^2\right] \cdot e^{-\pi^2 f_{dom}^2 t^2},\tag{3.11}$$

sendo  $f_{dom}$ , a frequência dominante e t, a taxa de amostragem temporal. Aplicando a transformada de Fourier, obtemos a *wavelet* de Ricker no domínio da frequência.

$$\omega(f)_{Ricker} = \frac{2f^2}{\sqrt{\pi} f_{dom}^2} \cdot e^{-f^2/f_{dom}^2}.$$
 (3.12)

Conforme se aumenta a frequência dominante, menor fica largura da banda *(band-width)*. A taxa de amostragem temporal implica na resolução da onda, vinculando a distribuição das amostras a um intervalo de tempo previamente estipulado.

A refletividade da litologia, geralmente, se utiliza a partir dos perfis sônicos [27]. Entretanto, alguns conceitos devem ser observados. Como foi dito anteriormente, a sísmica emprega as leis básicas da ótica geométrica no tratamento da reflexão de ondas incidentes numa superfície refletora. Com base no espalhamento de ondas planas numa superfície plana em meios elásticos, homogêneos e isotrópicos temos que, uma onda P incidente numa superfície plana irá gerar, tanto na reflexão como na transmissão, ondas-P e ondas-SV. Contudo, utilizamos apenas onda-P refletida, pois a informação que temos é a partir do perfil sônico de ondas-P. Portanto, o coeficiente de reflexão ou refletividade para qualquer ângulo  $\theta$  de incidência está expressa na equação a seguir

$$R_{pp} \approx A + B \, sen^2\theta + C \, tan^2\theta \, sen^2\theta, \tag{3.13}$$

em que,

$$A \approx \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta \alpha}{\bar{\alpha}} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right), \tag{3.14}$$

$$B \approx \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta \alpha}{\bar{\alpha}} - 4 \left( \frac{\bar{\beta}}{\bar{\alpha}} \right)^2 \left( \frac{\Delta \alpha}{\bar{\alpha}} + 2 \frac{\Delta \beta}{\bar{\beta}} \right) \right]$$
(3.15)

е

$$C \approx \frac{1}{2} \, \frac{\Delta \alpha}{\bar{\alpha}} \tag{3.16}$$

representam os parâmetros elásticos do meio para uma frente de onda-P incidente. No entanto, para incidência normal, ou seja,  $\theta = 0^{\circ}$ , a função refletividade fica

$$R_{pp} \approx \underbrace{\frac{1}{2} \left( \frac{\Delta \alpha}{\bar{\alpha}} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right)}_{A}, \qquad (3.17)$$

sendo  $\alpha$ , a velocidade de ondas compressinais no meio e  $\rho$ , a densidade do meio. Como

$$\Delta \alpha = \alpha_2 - \alpha_1 \tag{3.18}$$

е

$$\bar{\alpha} = \frac{1}{2} \left( \alpha_2 - \alpha_1 \right), \tag{3.19}$$

(análogo a  $\rho$ ), a refletividade para incidência normal também pode ser escrita em função dos contrastes das impedâncias acústicas das camadas adjacentes. Uma vez que, a impedância acústica é o produto da velocidade com a densidade. Como mostra a equação a seguir

$$R_{pp} \cong \frac{\alpha_2 \rho_2 - \alpha_1 \rho_1}{\alpha_2 \rho_2 + \alpha_1 \rho_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}.$$
(3.20)

Geralmente, a refletividade para incidência normal é calculada a partir dos perfis de densidade e sônico de onda P. Na realidade, a densidade de uma formação sedimentar mostra apenas uma ligeira variação com a profundidade, assim portanto, pode ser assumida constante, no caso de ausência do perfil de densidades. A wavelet convolvida com cada interface produzirá uma reflexão proporcional em magnitude e sinal para o coeficiente de reflexão. A superposição de cada reflexão resultará na simulação de um sismograma sintético ou traço sísmico para incidência normal. Os sismogramas



Figura 3.9: Esquema ilustrativo da construção de um sismograma sintético. Figura modificada [27].

sintéticos tem a sua importância na correlação dos dados de poço com eventos que aparecem nas seções sísmicas. Além de identificar horizontes geológicos e, portanto, ajudar os intérpretes a correlacionar com as reflexões sísmicas estrutura geológica [27]. Sem o uso de perfis geofísicos (sônico e densidade), é necessário elaborar um modelo geológico que corresponda os eventos observados numa seção sísmica. A simulação de sismogramas usando convolução também oferece uma opção de adicionar ou não ruídos aleatórios, como as múltiplas, afim de obeservar o comportamento da resposta sísmica com e sem ruídos. Nesta dissertação optamos por não introduzir qualquer tipo de ruído.

### Capítulo 4

## O CAMPO ESCOLA NAMORADO

### 4.1 Descrição dos perfis geofísicos

O Campo de Namorado foi descoberto em dezembro de 1975, sendo o segundo campo petrolífero descoberto na maior bacia petrolífera do país, a Bacia de Campos; considerado, até então, o primeiro campo gigante da Plataforma Continental Brasileira. O Campo de Namorado possui uma área de aproximadamente 20 km<sup>2</sup> e situa-se a 80 km da costa, com uma lâmina d'água entre 140 a 250 m, na porção central/norte da Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro [29]. A Bacia de Campos, por sua vez, possui uma seção sedimentar dividida em quatro unidades: a formação Lagoa Feia, Macaé, Campos e Emborê. A formação Macaé apresenta-se dividida em duas partes: inferior e superior, na qual o reservatório Namorado se insere; e foi depositada do Albiano ao Santoniando [4]. A formação Macaé superior reúne uma sequência de transgressão marinha formada por calilutitos cremes claros e esbranquiçados, folhelhos cinza acastanhado a médio, marga cinza clara, silto-argilosa e arenitos turbidíticos [30], que informalmente são conhecidos como arenitos Namorado. Esses arenitos turbidíticos, além do Campo de Namorado, também são rochas reservatórios dos Campos de Cherne, Bagre e Albacora [31].

O reservatório Namorado se encontra nas profundidades que variam de 2940 m



Figura 4.1: Localização do Campo de Namorado na Bacia de Campos, Rio de Janeiro. (fonte: Google)

a 3300 m, com uma coluna de óleo em torno de 160 m, *net-pay* médio por poço de 60 m. Além de possuir uma porosidade média de 26%, a saturação do óleo de 75% e a permeabilidade de 400 mD [32]. O volume de óleo estimado no reservatório Namorado é de 106 × 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>; e, levando em consideração que o fator de recuperação estimado é cerca de 40%, o volume de óleo recuperável é de aproximadamente  $42 \times 10^6$  m<sup>3</sup> [29].

O 'Campo Escola Namorado' é um conjunto de dados, cedido pela ANP, às instituições brasileiras de ensino e pesquisa para fins didáticos. Desse conjunto de dados, contamos com informações de aproximadamente 50 poços verticais em dados de perfilagem geofísica através do reservatório Namorado, Bacia de Campos. Nesse conjunto de dados, possuímos os perfis de densidade (RHOB, em g/cm<sup>3</sup>), de porosidade de nêutrons (NPHI, em %), de raios gama (GR, em unidades API), de resistividades (ILD, em  $\Omega$  m) e sônico de ondas compressionais (DTP, em  $\mu$ s/ft). A disposição dos poços, tal como as falhas geológica inferidas estão ilustradas na figura 4.2.

Considerando que os reservatórios do Campo de Namorado são encontrados em profundidades que variam de 2940 e 3300 m, escolhemos utilizar nesta dissertação o intervalo sedimentar turbidítico entre 2950 e 3150 m, que representa a formação Macaé superior onde se insere o reservatório Namorado [4]. Cada arquivo digital se refere a um determinado poço no formato LAS, com o cabeçalho (*header*) informando detalhes



Figura 4.2: Mapa estrutural do Campo de Namorado com a localização e os nomes do poços.

técnicos sobre o poço e os perfis utilizados. Os perfis possuem a amostreagem de 0.1524 m. Contudo, nem todos poços disponíveis no conjunto de dados do Campo Escola Namorado foram utilizados (circulos vermelhos da figura 4.2). Alguns, por não possuirem todos os perfis no intervalo utilizado, e outros devido a sua localização. Optamos em utilizar apenas os poços localizados no bloco principal do Campo de Namorado, que está em destaque na figura 4.2. Com isso, utilizamos 39 poços (circulos pretos da figura 4.2). As diversas informações sobre tais poços estão contidas nas tabelas do apêndice.

### 4.2 Estimativa de perfis sônicos e outros perfis

Alguns poços contém seus perfis incompletos ou totalmente ausentes, no intervalo sob investigação. Em geral, emprega-se modelos empíricos quando as observações são insuficientes. A filosofia embutida no uso de modelos empíricos é simples e pragmática, resumindo-se no controle da variação de uma certa quantidade física através de uma lei de formação. A estimativa de qualquer propriedade da rocha implica em adotar um modelo matemático. Contudo, o modelo escolhido dificilmente contém todos os parâmetros, que afetam a propriedade física da rocha em estudo.

Dos 39 poços aqui utilizados, apenas 9 poços possuem o perfil sônico disponível, no intervalo sob investigação. Por conta disso, fez-se necessário a estimativa da velocidade, extraída dos perfis sônicos, através de uma correlação empírica usando regressão por mínimos quadrados. Algumas dessas regressões pode ser encontradas na literatura. Por exemplo, os trabalhos de RAYMER et al. [33], CASTAGNA et al. [34], HAN et al. [35], EBERHART-PHILLIPS et al [36] e MILLER & STEWART [37] enfocam a estimativa das velocidades compressionais através de modelos empíricos. Com base nos fatores que exercem maior influência nas velocidades de ondas compressionais, elaboramos relações empíricas que melhor descrevessem o comportamento dessas velocidades. A porosidade da rocha representa o parâmetro que mais afeta as velocidades de ondas-P [33]. Não obstante, a agilosidade também deve ser levada em consideração na predição dessas velocidades, pois de maneira geral, o aumento de argila na rocha implica na redução das velocidades acústicas [35]. Entretanto, nem todos os parâmetros que influenciam os parâmetros elásticos podem ser incorporados numa relação empírica, devido a complexidade, entre outros fatores. Do mesmo modo que, o modelo teórico do meio efetivo, comumente utilizado para estimativa da porosidade total a partir do perfil de densidades, não leva em consideração parâmetros petrofísicos importantes, como a pressão efetiva e a consolidação da rocha, para tal estimativa [38].

Como principais fatores de influência sobre  $V_p$ , adotamos a porosidade efetiva  $(\phi_e, \text{ fracional})$ , argilosidade  $(V_{clay}, \text{ fracional})$  e a resistividade elétrica  $(R_{ILD}, \Omega m)$ . Aplicamos a regressão por mínimos quadrados usando as relações empíricas descritas a seguir para estimativa de perfis de velocidades de ondas compressionais.

$$V_p = A + B x. \tag{4.1}$$

$$V_p = A + B x + C y. \tag{4.2}$$

$$V_p = A + B x + C y + D z. (4.3)$$

Na equação (4.1), temos uma relação linear, em que x pode assumir  $\phi_e$ ,  $V_{clay}$  ou  $R_{ILD}$ ; na equação (4.2), temos uma relação linear multivariada das velocidades compressionais com a porosidade efetiva e a argilosidade. A incorporação da resistividade elétrica como um parâmetro da dependência de  $V_p$  ocorre na equação (4.3), no intuito de, levar em consideração a influência dos fluídos (água de formação, óleo e/ou gás) nos perfis de resistividade elétrica [39].

$$V_p = A + B x + C x^2, (4.4)$$

Na equação (4.4), utilizamos um relação empírica parabólica, em que, x pode assume tanto a porosidade efetiva quanto a argilosidade.

Visando buscar mais alternativas de modelos matemáticos que, possam ter uma alta correlação com as velocidade compressionais, extraídas do perfil sônico, propomos equações do tipo quadrática de duas e três variáveis.

$$V_p = A + B x + C y + D x y + E x^2 + F y^2, \qquad (4.5)$$

Sendo que, na equação quadrática (4.5), as duas variáveis assumem a porosidade efetiva e a argilosidade; enquanto na equação quadrática com três variáveis, adicionamos a resitividade elétrica na terceira variável.

$$V_p = A + B x + C y + D z + E x y + F x z + G y z + H x^2 + I y^2 + J z^2.$$
(4.6)

As equações (4.5) e (4.6) contemplam os parâmetros da dependência de  $V_p$  individual e/ou combinadamente, isto é, assumindo não-linearidades nos argumentos das equações. Também utilizamos as seguintes relações:

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 5.49 - 6.94 \phi_e - 2.17 V_{clay}, \qquad (4.7)$$

$$V_p(\rho_b) = 0.1088 \,\rho_b^{\ 4} \tag{4.8}$$

е

$$V_p\left(\rho_b\right) = A \rho_b^{\ B}.\tag{4.9}$$

Sendo que, na equação (4.7), temos a relação proposta por HAN et al. [35]; na equação (4.8), temos a relação de GARDNER et al. [40]; e, como alternativa em poços cujas equações citadas anteriormente não se aplicassem bem, utilizamos a relação do tipo GARDNER, na equação (4.9).

Aplicamos a regressão por mínimos quadrados em cada equação citada anteriormente para cada poço que contém perfil sônico, por razões óbvias de correlação



Figura 4.3: Os poços que possuem o perfil sônico disponíveis e as suas áreas de influência.

com os resultados de cada equação. Na figura 4.3, visualizamos os poços no Campo de Namorado que possuem perfis sônicos disponíveis. Assim, escolhemos a melhor equação ajustada em cada poço, baseada no coeficente de correlação (**r**). Com isso, é possível simular os perfis sônicos utilizando parâmetros da equação que melhor se ajusta em cada poço. Consideramos áreas de influência dos poços com perfil sônico disponível, estabelecidas aleatoriamente, servindo como critério de escolha da equação para aplicação dos parâmetros estimados num poço sem perfil sônico. Essas áreas de influência estão discriminadas na figura 4.3. Para alguns poços utilizamos as relações de HAN [35] e de GARDNER [40], por não se localizarem próximos a poços com perfil sônico disponível. As equações utilizadas para a construção de perfis sônicos nos poços, onde não havia tal perfil, estão descriminados no apêndice.

Como comentamos anteriormente, alguns poços do 'Campo Escola Namorado' possuem outros perfis incompletos, além do sônico. São eles o de densidade, raio gama, resistividade elétrica e porosidade de nêutrons. Esses perfis, no entanto, estimamos de forma análoga ao perfil  $V_p$ . Porém, utilizamos outros parâmetros de influência nesses perfis. No perfil RHOB, consideramos a velocidade de ondas-P e o perfil de raios gama como fatores que influenciam o perfil de densidades. A velocidade de ondas-P, pela relação inversa da equação de GARDNER; e o perfil de raios gama, pois o processo de medição de ambos os perfis (GR e RHOB) se baseiam no mesmo princípio físico. Num cenário desfavorável, consideramos o perfil de resistividade elétrica e a profundidade como fatores que também influenciam a densidade. O primeiro pela relação entre resistência e compactação, ou seja, quanto mais compacta for a rocha, menor será a porosidade (fluidos), portanto maior será a resistência dessa rocha. E a profundidade da mesma forma, quanto mais profundo estiver a rocha, teoricamente mais compactada (densa) será a mesma. Porém, a decisão da melhor relação a ser empregada para o preenchimentos desse perfil incompleto está baseada no coeficiente de correlação. A seguir, as relações utilizadas para o preenchimento do perfil de densidade, em que x pode assumir GR, V<sub>p</sub>, ILD e a profundidade.

$$\rho_b = A + B x \tag{4.10}$$

е

$$\rho_b = A + B \, x + C \, x^2, \tag{4.11}$$

Relações multivariadas também utilizamos com o intuito de refinar a correlação de RHOB, mesclando as variáveis de influência aqui consideradas.

$$\rho_b = A + B x + C y \tag{4.12}$$

A equação inversa do tipo GARDNER [40] também utilizamos como uma alternativa na estimativa de RHOB em poços com  $V_p$  disponível.

$$\rho_b = A \, V_p^B \tag{4.13}$$

Por outro lado, consideramos a densidade e a velocidade de onda-P como parâmetros que influenciam o perfil de porosidade de nêutrons, pois, de certa forma, responde aos fluidos que saturam a formação (porosidade). Outro parâmetro aqui considerado é o perfil GR, por se tratar também de um perfil nuclear. As equações utilizadas para o preenchimento do perfil de porosidade de nêutrons são similiares ao de densidade. Portanto, temos:

$$\phi_N = A + B x, \tag{4.14}$$

$$\phi_N = A + B x + C x^2, \tag{4.15}$$

е

$$\phi_N = A + B x + C y. \tag{4.16}$$

Os perfis que estão mais disponíveis nos poços aqui utilizados são os perfis GR e ILD. Não ocorre a ausência desses perfis nos poços utilizados, estes perfis estão apenas parcialmente completos. No entanto, quando estes perfis num dado poço estão incompletos, os outros perfis também se encontram incompletos ou ausentes no intervalo em estudo. Com isso, torna-se inviável preencher tais perfis utilizando regressões por mínimos quadrados, pois não há parâmetros de influência disponíveis nesta dissertação, exceto a profundidade. A alternativa adotada para a estimativa do perfil GR, em que o perfil se encontra incompleto no intervalo estudado, é a regressão por mínimos quadrados da equação a seguir.

$$GR = A + B x, \tag{4.17}$$

Na equação (4.17), x assume a profundidade. Outra alternativa adotada para o preenchimento de GR é o cálculo do valor médio do perfil GR no intervalo disponível.

De modo análogo, para o preenchimento do perfil ILD, utilizamos o cálculo do valor médio desse perfil no intervalo disponível.

### Capítulo 5

# CONSTRUÇÃO DOS MAPAS DE AMPLITUDE

### 5.1 Sismogramas

Conforme comentamos na seção 3.3 do capítulo 3, simulamos os sismogramas sintéticos utilizando o modelo convolucional. Uma vez estimado os perfis de densidade e velocidade de ondas compressionais nos poços, em que tais perfis se encontravam incompletos ou ausentes, aplicamos a convolução em cada poço. Entretanto, antes da aplicação do modelo convolucional nos poços, alguns detalhes pertinentes à simulação devem ser esclarecidos.

Com relação à forma de onda, utilizamos uma *wavelet* de fase zero (simétrica), no nosso caso a do tipo Ricker. A *wavelet* de Ricker é comumente utilizada em sismogramas simulados por convolução. A construção da *wavelet* está vinculada, principalmente, a combinação de três fatores: a frequência dominante, a taxa de amostragem temporal e o número de amostras. O número de amostras deve ser ímpar, para que a *wavelet* possua uma amostra central. Quanto maior for o número de amostras, mais definida será a *wavelet*. Utilizamos 75 amostras para a construção da *wavelet*, pois entendemos que valores superiores não iriam melhorar a sua resolução. Para a taxa de amostragem temporal optamos por utilizar o valor de 2 ms . O motivo principal dessa escolha está baseada na tentativa de simular um traço sísmico mais próximo de um real. Para tal escolha experimentamos taxas de amostragem temporal de 1 ms, 2 ms, 3 ms e 4 ms. Na escolha da frequência dominante a ser utilizada, observamos que frequências na faixa de 20 Hz a 30 Hz seja ideal para a construção da *wavelet* com 2 ms de taxa de amostragem temporal usando 75 amostras. Pois abaixo desta faixa, a *wavelet* omitiria algumas refletividades, devido ao alargamento da banda de sua *(bandwidth)*. Ao contrário, em frequências acima de 30 Hz, a *wavelet* não se aproximaria a uma assinatura de fonte real, assemelhando-se a um *spike*, como mostra a figura 5.1. Por isso, decidimos por utilizar a frequência dominante de 30 Hz.



Figura 5.1: Comparativo da *wavelet* de Ricker com taxa de amostragem temporal de 2 ms usando 75 amostras para frequências de: (a) 10 Hz, (b) 20 Hz, (c) 30 Hz e (d) 40 Hz.

Na construção dos sismogramas em cada poço, aplicamos a seguinte metodologia: o cálculo dos perfis de impedância acústica; o cálculo da refletividade para incidêncial normal e a aplicação do modelo convolucional para gerar o sismograma sintético. Através dos perfis sônicos e de densidade, calculamos a impedância acústica, propriedade elástica da rocha abordada na parte final da seção 3.1 do capítulo 3. Para este cálculo, aplicamos a equação (3.5); em que,  $\rho$  representa a leitura do perfil de densidade (g/cm<sup>3</sup>) e  $V_p$ , a velocidade de ondas compressionais (km/s) extraída do perfil sônico ( $\mu$ s/ft). Após a determinação do perfil de impedância acústica, procedemos ao cálculo dos coeficientes de reflexão para incidência normal  $r \equiv r(\theta = 0^o)$ , usando a equação (3.20). Considerando uma interface que separa meios elásticos, homogêneos e isotrópicos,  $I_{(i)}$  e  $I_{(i+1)}$  representam o valor da impedância acústica acima e abaixo da interface, respectivamente. A função refletividade é então facilmente construída a partir do perfil de impedância acústica. A construção de um traço sísmico para incidência normal segue o modelo convolucional, tratado na seção 3.3 do capítulo 3. Utilizando uma wavelet  $\omega(t)$  do tipo Ricker com frequência máxima dominante de 30 Hz e intervalo de amostragem temporal de 2 ms, construímos os sismogramas sintéticos para incidência normal s(t), convolvendo a wavelet com a função refletividade do poço correspondente usando a relação (3.10). Note que, desconsideramos a presença de qualquer forma de ruído nos sismogramas resultantes. Portanto, os sismogramas sintéticos calculados simulam dados sísmicos de incidência normal para este modo ondulatório.

Através das colunas estratigráficas de alguns poços, podemos correlacioná-los com seus respectivos sismogramas sintéticos, afim de identificar e/ou confirmar as principais feições geológicas exibidas nos perfis compostos. É importante salientar que os perfis compostos são interpretações oriundas, sobretudo de testemunhos, e portanto não representam fielmente os litotipos que atravessam o poço testemunhado. A figura 5.2, ilustra a metodologia aplicada ao poco RJS-19. Comparando o perfil composto do poço RJS-19 com o sismograma observamos que, por volta da profundidade de 2975 m, a alta amplitude positiva está associada a lente delgada de folhelho cinza; e, consecutivamente a amplitude negativa evidencia a mudança de uma camada mais compacta (rocha selante) para uma camada mais macia (arenitos). No entanto, a interpretação estratigráfica entre as profundidades de 2975 m e 3000 m mostra um intervalo homogêneo de arenito. Esta homogeneidade não está evidenciada no sismograma, que apresenta variações das amplitudes sísmicas nos dando menção de que esse intervalo possua intercalações delgadas de rochas selantes e arenitos. O mesmo acontece entre as profundidades de 3050 m e 3075 m. Outra observação a ser considerada é a presença de hidrocarbonetos nesses intervalos, fazendo destes intervalos produtores. Há uma possobilidade de que essa rocha reservatório saturada com hidrocarbonetos produza variações de amplitudes sísmicas nesses intervalos interpretados como arenitos homogêneos. Também podemos notar que, por volta da profundidade de 3050 m, a presença de uma camada de aproximadamente 10 m margas homogêneas é evidenciada pelas baixas variações de amplitudes sísmicas.

A figura 5.3 mostra a metodologia aplicada ao poço RJS-42. Nesse poço, em geral, há uma maior correlação do sismograma com o perfil composto. Podemos destacar, por exemplo, as intercalações delgadas de arenitos, siltitos e folhelhos por



Figura 5.2: Banco de dados com perfil composto do poço RJS-19.

volta da profundidade de 3100 m. Abaixo, a camada de calcilutitos de aproximadamente 15 m de homogeneidade, também são evidencidados por baixas variações de amplitudes. Pelos menos neste intervalo, não há indicações de presença de hidrocarbonetos.



Figura 5.3: Banco de dados com perfil composto do poço RJS-42.

A figura 5.4 ilustra a aplicação da metodologia no poço NA-01A. Observando o

traço sísmico simulado e o perfil composto, podemos identificar que entre as profundidades 2990 m e 3015 m, baixas variações de amplitudes confirmam a interpretação de uma espessa camada de arenitos produtores. A partir de 3025 m, observamos in-



Figura 5.4: Banco de dados com perfil composto do poço NA-01A.

tercalações de rochas selantes (margas, calcilutitos e folhelhos) e camadas delgadas de arenitos produtores. Em torno da profundidade de 3100 m, um lente de calcilutito delimita a base do reservatório, que é evidenciado pelo sismograma sintético através de uma amplitude positiva alta.

A análise dos perfis, mostrados na figura 5.5, nos revelam um poço peculiar com picos de velocidades ligeiramente altas em rochas sedimentares, chegando a 5.5 km/s. Tais velocidades altas estão associadas a camadas delgadas de rochas selantes muito compactadas, de acordo com os perfis de densidade e composto. As velocidades e densidades altas justificam as grandes variações de amplitudes sísmicas nessas camadas. Apesar disso, o perfil estratigráfico desse poço indica a presença de hidrocarbonetos.

Na figura 5.6, temos a aplicação da metodologia do poço NA-04. Localizado ao sul do Campo de Namorado, esse poço possui boas correlações do traço sísmico simulado com o seu perfil composto. Por exemplo, por volta da profundidade 3000 m intercalações de camadas delgadas de rochas selantes e arenitos estão evidenciadas por variações moderadas de amplitudes sísmicas, sendo amplitudes positivas para rochas



Figura 5.5: Banco de dados com perfil composto do poço NA-02.

selantes e negativas para arenitos. Logo abaixo, entre as profundidades de 3030 m a 3050 m, as baixas variações de amplitudes sísmicas corroboram a interpretação de arenitos 'homogêneos' produtores neste intervalo. O mesmo ocorre nas imediações da profundidade de 3075 m, onde uma espessa camada de rochas selantes (folhelhos) ligeiramente evidenciada por baixas variações de amplitudes sísmicas. No entanto, no reservatório abaixo, esse intervalo foi interpretado como arenito 'homogêneo', observa-



Figura 5.6: Banco de dados com perfil composto do poço NA-04.

se porém, que no perfil de densidades, de velocidades e no sismogramas exista a presença de, pelos menos, duas camadas delgadas de rochas selantes, que justifica as amplitudes sísmicas, velocidades de ondas compressionais e densidades altas.

### 5.2 Interpoladores

Após simular os traços sísmicos em todos os poços aqui considerados, seguimos para a etapa de construção dos mapas de amplitude sísmica em profundidade. Para isto, adotamos a utilização de interpoladores para tal construção desses mapas.

A interpolação é um procedimento adotado para estimar uma determinada grandeza a partir de dois ou mais 'pontos de controle', isto é, pontos onde tal grandeza é conhecida. As técnicas de interpolação bidimensional são empregadas, principalmente, para construção de mapas representativos da distribuição espacial de uma dada quantidade. Para este fim, os operadores de interpolação (ou interpoladores) são utilizados. No nosso caso, estimamos a variação das amplitudes sísmicas numa devida profundidade entre os pontos de controle, isto é, os 39 poços aqui utilizados.

Diversas técnicas de interpolação espacial podem ser encontradas na literatura. Por exemplo, WEBER & ENGLUND [5] fazem uso de interpoladores muito simples, como as médias inversas ponderadas; outros empregam operadores de interpolação mais sofisticados, como o método de Krigagem [41, 42]. De acordo com WEBER & ENGLUND [43], para um conjunto de informações (pontos de controle) muito grandes, seus resultados mostram equivalência entre os interpoladores definidos por médias inversas ponderadas e os interpoladores de krigagem. Baseados nos resultados de WE-BER & ENGLUND [5] e [43], decidimos utilizar na presente dissertação interpoladores definidos por médias inversas ponderadas. O operador de interpolação por média inversa ponderada que utilizamos aqui está descrito na equação a seguir.

$$x_j = \sum_{i=1}^{np} x_i \,\omega_i; \tag{5.1}$$

em que,  $x_j$  é a grandeza a ser estimada no j-ésimo ponto da malha da região sob estudo, np é o número total de pontos de controle (poços) dentro do raio de influência ao redor do j-ésimo ponto da malha  $(x_j)$ ,  $x_i$  é a grandeza no i-ésimo ponto de controle e  $\omega$  é a função peso.

Utilizamos dois pesos distintos, ambos usam um raio de influência. Porém, apenas um destes incorpora o raio de influência na equação do peso. O peso descrito pela equação a seguir, não incorpora o raio de influência, mas utiliza uma área circular para selecionar os pontos de controle contidos nela.

$$\omega_i = \frac{\left(\frac{1}{d_i}\right)^p}{\sum_{l=1}^{npc} \left(\frac{1}{d_l}\right)^p},\tag{5.2}$$

em que,  $d_i$  (ou  $d_l$ ) é a distância entre o i-ésimo ponto de controle dentro da área circular previamente definida e o j-ésimo ponto da malha e *npc* é o número total de pontos de controle (poços) dentro do raio de influência. No peso da equação (5.2), consideramos p = 2.

De acordo com o trabalho de WEBER & ENGLUND [43], utilizamos o peso definido pela equação abaixo [43], que depende de uma região definida por raio de influência circular, onde o tamanho do raio é previamente definido.  $r_s$  representa o raio circular de influência, enquanto  $d_i$  são a distância entre o i-ésimo ponto de controle e o j-ésimo ponto da malha (centro da área circular), ambos dentro da raio de influência, como ilustra a figura 5.7.

$$\omega_i^{r_s} = \frac{\left(\frac{r_s - d_i}{d_i}\right)^m}{\sum_{l=1}^{n_p} \left(\frac{r_s - d_l}{d_l}\right)^m}$$
(5.3)

O significado de  $d_l$  é o mesmo de  $d_i$ , apenas com outro índice de somatório. Aqui consideramos m = 2 na equação (5.3).

### 5.3 Esquemas de interpolação

Como vimos na seção precedente, a principal diferença entre os interpoladores citados reside na forma como os pesos da ponderação são calculados. No entanto, algumas detalhes sobre os esquemas de interpolação devem ser esclarecidos.

Para execução das interpolações, primeiro consideramos a região com os limites descritos na tabela 5.1 para a transformar o meio contínuo em discreto. Sendo assim,

+1	+ 2	+3	+4	+5	+6	+7	+8
+9	+10	+11	+12	+13	+14	+15	+10
+17	+18	• +19	20	+21	+ 22	+23	+2
+25	+26	<b>+</b> 27	+28	+29	+30	+31	+3:
+33	<b>+</b> 34	+35	+36	<b>+</b> 37	38	<b>+</b> 39	<b>+</b> 40
+41	+42	+43	+44	+45	<b>+</b> 46	<b>+</b> 47	<b>+</b> 48
<b>+</b> 49	+50	+51	+52	+53	+54	+55	<b>•</b> +5

Figura 5.7: Esquema ilustrativo do raio de influência. Os circulos vermelhos são os pontos de controle, portanto na estimativa no ponto 29 da malha terá 3 pontos de controle.

realizamos a discretização dessa região por meio de células quadradas para a constituição da malha. Após análise de alguns resultados, optamos por células quadradas com 80 m de lado, pois entendemos que este tamanho de célula é o limite para obter resultados com uma precisão satisfatória e com processamentos computacionais rápidos. Com isso, a malha totaliza uma matriz com 50 linhas e 75 colunas.

Tabela 5.1: As coordenadas que delimitam a região para efetuar sua discretização.

Coordenadas	Mínima	Máxima
UTM X (km)	351.000	357.000
UTM Y (km)	7517.000	7519.000

Na determinação da área circular de influência, aplicamos um raio variável. Para o cálculo das células da malha na borda do bloco principal do Campo de Namorado, utilizamos um raio de influência de 3 km. À medida que o interpolador se caminha para o interior da região, esse raio se altera para 1.5 km.

Aplicamos alguns métodos estatísticos para inferir as incertezas nos mapas: a média simples, o desvio padrão e a variança. Para um dado conjunto de valores, a média simples indica a tendência central desse conjunto. O desvio padrão e a variança indicam a variação da magnitude dos pontos que formam o conjunto sob análise. A fim de melhor avaliarmos tais incertezas, adotamos seguintes procedimentos para determinação das medidas estatísticas: Primeiro, determinamos a média simples, desvio padrão e variança usando apenas os pontos de controle antes da construção do mapa. Depois, determinamos a média simples, desvio padrão e variança usando os valores interpolados após a construção do mapa. E, por último, aplicamos as mesmas medidas estatísticas numa área circular na parte central do Campo de Namorado. Aqui consideramos um raio de 1.5 km para esta área circular.

### 5.4 Mapas de amplitude sísmica

Como mencionamos nas seções precedentes, construímos mapas representativos de variação das amplitudes sísmicas entre os pontos de controle (i.e., poços) para uma profundidade previamente escolhida. Desse modo, o processo de interpolação através das equações e métodos citados na seção 5.2, utiliza as amplitudes sísmicas associadas aos poços correspondentes para construção de um único mapa de amplitudes. Note que, se construirmos mapas de amplitudes em tempo, estaríamos simulando os chamados *time slices* utilizados em interpretação sísmica [6]. Aproveitamos o ensejo para também construir mapas representativos de impedância acústica e de refletividade para incidência normal.

A partir da correlação do sismograma sintético com as feições litológicas exibidas na coluna estratigráfica dos poços, mostrados nas figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6, escolhemos três profundidades para construção dos mapas de amplitude sísmica, impedância acústica e refletividade. Levando em consideração que, nos poços RJS-19 e NA-01A há um reservatório produtor em torno das profundidades 2970 m e 3000 m, selecionamos a profundidade 2974 m com o intuito de observar qualitativamente a extensão desse reservatório através das variações de amplitudes sísmicas. Na escolha da segunda profundidade para a construção dos mapas, procuramos evidenciar o reservatório nos poços NA-02 e NA-04, por isso selecionamos a profundidade 3038 m. E, por fim selecionamos um refletor que delimita o reservatório que aparece na profundidade de 3103 m do poço NA-01A. A idéia é poder observar a delineação da base desse reservatório ao longo do bloco principal do Campo de Namorado. Portanto, as profundidades escolhidas são  $z_1 = 2974$  m,  $z_2 = 3038$  m e  $z_3 = 3103$  m; sendo que, para cada profundidade teremos duas figuras (uma para cada interpolador) com três mapas representativos: o de amplitudes sísmicas, o de impedância acústica e o de refletividade. A disposição dos mapas nas figuras está da seguinte maneira: no item (a), temos os mapas de impedância acústica, em  $m/s \times g/cm^3$ ; no item (b), temos os mapas da variação dos coeficientes de reflexão para incidência normal; e no item (c), temos os mapas de variação de amplitudes sísmicas no Campo de Namorado.

Na figura 5.8, temos os mapas representativos contruídos a partir do interpolador da equação (5.1) que utiliza o peso descrito na equação (5.2) para a profundidade  $z_1$ = 2974 m. A figura 5.8a mostra o mapa representativo da variação de impedância acústica, em m/s×g/cm<sup>3</sup>, no bloco principal do Campo de Namorado. A figura 5.8b mostra o mapa da variação dos coeficientes de reflexão para incidência normal, enquanto na figura 5.8c, temos o mapa de variação de amplitudes sísmicas no Campo de Namorado. É esperado uma semelhança entre os mapas de refletividade e de amplitudes sísmicas, pois estes são resultados da convolução entre a função refletividade e a *wavelet*. Isso pode ser observado nos mapas de refletividade (figura 5.8b) e de amplitudes sísmicas (figura 5.8c), que possui algumas semelhanças em suas tendências. Como mencionamos anteriormente, a escolha de  $z_1$  está baseada nas correlações do sismograma sintético com as litologias dos poços NA-01A e RJS-19, onde ambos se situam na porção central do Campo de Namorado, com o intuito de evidenciar esse reservatório ao longo do Campo de Namorado. No mapa da figura 5.8c, observamos que, baixas amplitudes negativas em grande parte e moderadas amplitudes negativas na direção SW-N. Também notamos que, em apenas cinco poços, principalmente NA-01A e NA-04, possuem amplitudes sísmicas médias positivas, sugerindo o topo do reservatório neste poços.

Na figura 5.9, utilizamos o interpolador com a equação (5.3) para o peso. Note que, há uma ligeira melhora nos mapas construídos por este peso. Sobretudo, a diferença mais notável reside no mapas que representa os contrates de impedâncias acústicas, onde os poços na porção centro-norte estão sob uma mesma curva de nível. Isso nos sugere entender que esta região possa estar sob uma mesma feição litológica ou numa transição dessas feições.

Na profundidade  $z_2 = 3038$  m, temos os reservatórios produtores encontrados

nos poços NA-02 e NA-04, que podemos associá-los as amplitudes negativas, mostrada na figura 5.10c. Novamente, ao comparar os mapas gerados pelo ponderador da equação (5.2) (figura 5.10) e pelo ponderador da equação (5.3) (figura 5.11), notamos que, o mapa gerado pelo interpolador que usa o raio de influência no cálculo do peso realiza uma maior correlação das curvas de níveis em regiões que possuem valores próximos ou iguais. Isso é bem percebido nos mapas representativos do contraste de impedância acústica, mostrados nas figuras 5.10a e 5.11a, que revelam valores baixos na direção W-E e na parte sul do Campo de Namorado. De certa maneira, os mapas de refletividade também revelam uma tendência na direção W-E. As baixas amplitudes sísmicas negativas, mostrada nas figuras 5.10c e 5.11c, sugerem uma continuidade na direção NW-S entre os reservatórios dos poços NA-02 e NA-04 e também, uma concentração na porção SE do Campo de Namorado.

Por fim, construímos os mapas para a profundidade  $z_3 = 3103$  m com o intuito de identificar a base do reservatório do poço NA-01A, de acordo com o perfil composto mostrado na figura 5.4. Ambos os mapas de amplitude sísmica (figuras 5.12c e 5.13c) mostram a amplitude positiva moderadamente alta no poço NA-01A na parte central do Campo de Namorado, que evidencia a base do reservatório nesse poço, e no poço RJS-42 ao oeste do Campo de Namorado. Também notamos baixas amplitudes negativas, à direita e à esquerda do poço NA-01A, nos sugerindo a continuidade do reservatório desse poço. Por outro lado, os mapas de impedância acústica (figuras 5.12a e 5.13a) fornecem informações, que em parte, corroboram a essa menção. Como podemos observar, em comparação com o poço NA-01A, notamos valores relativamente menores de impedância acústica à esquerda do poço NA-01A. Ou seja, o mapa de impedância acústica revela uma litologia menos compacta do que no poço NA-01A para essa região. Os mapas de refletividade (figuras 5.12b e 5.13b) mais uma vez, possui grande semelhança com os mapas de amplitudes sísmicas.


Figura 5.8: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_1 = 2974$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2).

Modidas Estatísticas	Pontos do Controlo	role Global Begião central ( $\mathbf{R} = 1$			
	1 ontos de Controle	Giobai	$\frac{1}{10000000000000000000000000000000000$		
N	Iapa de Impedância A	cústica (m/s:	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):		
$IA_{min}$	$5.25 \times 10^{3}$	$5.34 \times 10^{3}$	$5.34 \times 10^{3}$		
$IA_{max}$	$1.16 \times 10^{4}$	$1.16 \times 10^{4}$	$1.08 \times 10^{4}$		
$IA_{med}$	$8.36 \times 10^{3}$	$8.38 \times 10^{3}$	$8.11 \times 10^{3}$		
$S_{IA}$	$1.36 \times 10^{3}$	$0.73 \times 10^{3}$	$0.76 \times 10^{3}$		
$\sigma_{IA}$	$1.86 \times 10^{6}$	$5.30 \times 10^{5}$	$5.75 \times 10^{5}$		
Mapa de Refletividade:					
$\operatorname{Rpp}_{min}$	$-2.55 \times 10^{-2}$	$-2.42 \times 10^{-2}$	$-2.42 \times 10^{-2}$		
Rpp <sub>max</sub>	$2.68 \times 10^{-2}$	$2.46 \times 10^{-2}$	$9.57 \times 10^{-3}$		
$\operatorname{Rpp}_{med}$	$-2.64 \times 10^{-3}$	$-2.41 \times 10^{-3}$	$-4.24 \times 10^{-3}$		
$\mathrm{S}_{Rpp}$	$1.08 \times 10^{-2}$	$5.43 \times 10^{-3}$	$5.29 \times 10^{-3}$		
$\sigma_{Rpp}$	$1.16 \times 10^{-4}$	$2.95 \times 10^{-5}$	$2.80 \times 10^{-5}$		
	Mapa de Ampl	itude Sísmica			
$\operatorname{Amp}_{min}$	$-2.23 \times 10^{-1}$	$-2.11 \times 10^{-1}$	$-2.11 \times 10^{-1}$		
$Amp_{max}$	$1.47 \times 10^{-1}$	$1.41 \times 10^{-1}$	$1.41 \times 10^{-1}$		
$\operatorname{Amp}_{med}$	$-1.77 \times 10^{-2}$	$-1.70 \times 10^{-2}$	$-2.72 \times 10^{-2}$		
$\mathrm{S}_{Amp}$	$6.42 \times 10^{-2}$	$3.41 \times 10^{-2}$	$3.91 \times 10^{-2}$		
$\sigma_{Amp}$	$4.12 \times 10^{-3}$	$1.16 \times 10^{-3}$	$1.53 \times 10^{-3}$		

Tabela 5.2: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.8.



Figura 5.9: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_1 = 2974$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3).

Medidas Estatísticas	Pontos de Controle	Global	Região central (R = $1500$ m)		
Ν	lapa de Impedância A	cústica (m/s	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):		
IA <sub>min</sub>	$5.25 \times 10^{3}$	$5.29 \times 10^{3}$	$5.29 \times 10^{3}$		
IA <sub>max</sub>	$1.16 \times 10^4$	$1.16 \times 10^{4}$	$1.08 \times 10^4$		
IA <sub>med</sub>	$8.36 \times 10^{3}$	$8.40 \times 10^{3}$	$8.05 \times 10^{3}$		
$S_{IA}$	$1.36 \times 10^{3}$	$0.93 \times 10^{3}$	$0.98 \times 10^{3}$		
$\sigma_{IA}$	$1.86 \times 10^{6}$	$8.62 \times 10^{5}$	$9.61 \times 10^5$		
Mapa de Refletividade:					
$R_{ppmin}$	$-2.55 \times 10^{-2}$	$-2.50 \times 10^{-2}$	$-2.50 \times 10^{-2}$		
R <sub>ppmax</sub>	$2.68 \times 10^{-2}$	$2.54 \times 10^{-2}$	$1.06 \times 10^{-2}$		
$\mathrm{R}_{ppmed}$	$-2.64 \times 10^{-3}$	$-2.17 \times 10^{-3}$	$-4.47 \times 10^{-3}$		
$\mathrm{S}_{R_{pp}}$	$1.08 \times 10^{-2}$	$6.83 \times 10^{-3}$	$6.80 \times 10^{-3}$		
$\sigma_{R_{pp}}$	$1.16 \times 10^{-4}$	$4.66 \times 10^{-5}$	$4.62 \times 10^{-5}$		
	Mapa de Ampl	itude Sísmica			
$\operatorname{Amp}_{min}$	$-2.23 \times 10^{-1}$	$-2.19 \times 10^{-1}$	$-2.19 \times 10^{-1}$		
Amp <sub>max</sub>	$1.47 \times 10^{-1}$	$1.45 \times 10^{-1}$	$1.45 \times 10^{-1}$		
$\operatorname{Amp}_{med}$	$-1.77 \times 10^{-2}$	$-1.64 \times 10^{-2}$	$-2.90 \times 10^{-2}$		
$S_{Amp}$	$6.42 \times 10^{-2}$	$4.26 \times 10^{-2}$	$5.08 \times 10^{-2}$		
$\sigma_{Amp}$	$4.12 \times 10^{-3}$	$1.81 \times 10^{-3}$	$2.59 \times 10^{-3}$		

Tabela 5.3: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.9.



Figura 5.10: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_2 = 3038$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2).

Medidas Estatísticas	Pontos de Controle	Global	Região central ( $R = 1500m$ )		
Ν	lapa de Impedância A	cústica (m/s	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):		
IA <sub>min</sub>	$6.12 \times 10^3$	$6.13 \times 10^{3}$	$6.13 \times 10^{3}$		
IA <sub>max</sub>	$1.09 \times 10^{4}$	$1.08 \times 10^{4}$	$9.88 \times 10^{3}$		
$IA_{med}$	$8.44 \times 10^{3}$	$8.44 \times 10^{3}$	$8.38 \times 10^{3}$		
$\mathrm{S}_{IA}$	$1.02 \times 10^{3}$	$0.55 \times 10^{3}$	$0.50 \times 10^{3}$		
$\sigma_{IA}$	$1.06 \times 10^{6}$	$3.03 \times 10^{5}$	$2.50{\times}10^5$		
Mapa de Refletividade:					
$\operatorname{Rpp}_{min}$	$-3.39 \times 10^{-2}$	$-3.15 \times 10^{-2}$	$-3.15 \times 10^{-2}$		
$\operatorname{Rpp}_{max}$	$1.94 \times 10^{-2}$	$1.93 \times 10^{-2}$	$1.78 \times 10^{-2}$		
$\operatorname{Rpp}_{med}$	$-7.15 \times 10^{-4}$	$-8.69 \times 10^{-4}$	$-8.72 \times 10^{-4}$		
$\mathrm{S}_{Rpp}$	$1.07 \times 10^{-2}$	$5.29 \times 10^{-3}$	$5.78 \times 10^{-3}$		
$\sigma_{Rpp}$	$1.15 \times 10^{-4}$	$2.80 \times 10^{-5}$	$3.31 \times 10^{-5}$		
	Mapa de Ampl	itude Sísmica	:		
$Amp_{min}$	$-1.92 \times 10^{-1}$	$-1.76 \times 10^{-1}$	$-1.76 \times 10^{-1}$		
$Amp_{max}$	$2.42 \times 10^{-1}$	$2.40 \times 10^{-1}$	$1.65 \times 10^{-1}$		
$Amp_{med}$	$3.89 \times 10^{-3}$	$3.19 \times 10^{-3}$	$2.51 \times 10^{-3}$		
$S_{Amp}$	$6.84 \times 10^{-2}$	$3.49 \times 10^{-2}$	$3.03 \times 10^{-2}$		
$\sigma_{Amp}$	$4.67 \times 10^{-3}$	$1.22 \times 10^{-3}$	$9.19 \times 10^{-4}$		

Tabela 5.4: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.10.



Figura 5.11: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_2 = 3038$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3).

Medidas Estatísticas	Pontos de Controle	Global	Região central ( $R = 1500m$ )		
N	Iapa de Impedância A	cústica (m/s	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):		
IA <sub>min</sub>	$6.12 \times 10^3$	$6.12 \times 10^{3}$	$6.12 \times 10^3$		
IA <sub>max</sub>	$1.09 \times 10^{4}$	$1.09 \times 10^{4}$	$1.00 \times 10^{4}$		
$IA_{med}$	$8.44 \times 10^{3}$	$8.47 \times 10^{3}$	$8.38 \times 10^{3}$		
$S_{IA}$	$1.02 \times 10^{3}$	$0.71 \times 10^{3}$	$0.65 \times 10^{3}$		
$\sigma_{IA}$	$1.06 \times 10^{6}$	$5.06{\times}10^5$	$4.30 \times 10^{5}$		
Mapa de Refletividade:					
$\operatorname{Rpp}_{min}$	$-3.39 \times 10^{-2}$	$-3.28 \times 10^{-2}$	$-3.28 \times 10^{-2}$		
Rpp <sub>max</sub>	$1.94 \times 10^{-2}$	$1.94 \times 10^{-2}$	$1.82 \times 10^{-2}$		
$\operatorname{Rpp}_{med}$	$-7.15 \times 10^{-4}$	$-8.71 \times 10^{-4}$	$-6.51 \times 10^{-4}$		
$\mathrm{S}_{Rpp}$	$1.07 \times 10^{-2}$	$6.60 \times 10^{-3}$	$7.26 \times 10^{-3}$		
$\sigma_{Rpp}$	$1.15 \times 10^{-4}$	$4.35 \times 10^{-5}$	$5.27 \times 10^{-5}$		
	Mapa de Ampl	itude Sísmica			
$\operatorname{Amp}_{min}$	$-1.92 \times 10^{-1}$	$-1.81 \times 10^{-1}$	$-1.81 \times 10^{-1}$		
Amp <sub>max</sub>	$2.42 \times 10^{-1}$	$2.42 \times 10^{-1}$	$1.65 \times 10^{-1}$		
$Amp_{med}$	$3.89 \times 10^{-3}$	$3.00 \times 10^{-3}$	$3.04 \times 10^{-3}$		
$\mathrm{S}_{Amp}$	$6.84 \times 10^{-2}$	$4.22 \times 10^{-2}$	$3.75 \times 10^{-2}$		
$\sigma_{Amp}$	$4.67 \times 10^{-3}$	$1.78 \times 10^{-3}$	$1.40 \times 10^{-3}$		

Tabela 5.5: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.11.



Figura 5.12: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_3 = 3103$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.2).

Medidas Estatísticas	Pontos de Controle	Global	Região central ( $R = 1500m$ )			
N	lapa de Impedância A	cústica (m/s	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):			
IA <sub>min</sub>	$6.68 \times 10^3$	$6.82 \times 10^{3}$	$6.82 \times 10^{3}$			
IA <sub>max</sub>	$1.15 \times 10^4$	$1.15 \times 10^{4}$	$9.95 \times 10^{3}$			
IA <sub>med</sub>	$8.69 \times 10^{3}$	$8.67 \times 10^{3}$	$8.60 \times 10^{3}$			
$S_{IA}$	$1.00 \times 10^{3}$	$0.54 \times 10^{3}$	$0.41 \times 10^{3}$			
$\sigma_{IA}$	$1.01 \times 10^{6}$	$2.96{\times}10^5$	$1.72 \times 10^{5}$			
Mapa de Refletividade:						
Rpp <sub>min</sub>	$-2.41 \times 10^{-2}$	$-2.32 \times 10^{-2}$	$-1.65 \times 10^{-2}$			
Rpp <sub>max</sub>	$3.19 \times 10^{-2}$	$3.08 \times 10^{-2}$	$3.08 \times 10^{-2}$			
$\operatorname{Rpp}_{med}$	$-3.05 \times 10^{-5}$	$2.78 \times 10^{-4}$	$1.21 \times 10^{-3}$			
$\mathrm{S}_{Rpp}$	$1.12 \times 10^{-2}$	$5.79 \times 10^{-3}$	$6.08 \times 10^{-3}$			
$\sigma_{Rpp}$	$1.26 \times 10^{-4}$	$3.35 \times 10^{-5}$	$3.69 \times 10^{-5}$			
	Mapa de Ampl	itude Sísmica	.:			
$\operatorname{Amp}_{min}$	$-6.70 \times 10^{-2}$	$-6.10 \times 10^{-2}$	$-6.10 \times 10^{-2}$			
$Amp_{max}$	$2.33 \times 10^{-1}$	$2.24 \times 10^{-1}$	$2.24 \times 10^{-1}$			
$Amp_{med}$	$1.11 \times 10^{-2}$	$1.21 \times 10^{-2}$	$1.66 \times 10^{-2}$			
$\mathrm{S}_{Amp}$	$5.82 \times 10^{-2}$	$2.77 \times 10^{-2}$	$2.91 \times 10^{-2}$			
$\sigma_{Amp}$	$3.39 \times 10^{-3}$	$7.67 \times 10^{-3}$	$8.48 \times 10^{-3}$			

Tabela 5.6: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.12.



Figura 5.13: Mapas representativos de: (a) impedância acústica, (b) refletividade para incidência normal e (c) amplitude sísmica para incidência normal; para a profundidade  $z_3 = 3103$  m, construídos pelo interpolador com peso da equação (5.3).

Medidas Estatísticas	Pontos de Controle	Global	Região central ( $R = 1500m$ )		
N	lapa de Impedância A	cústica (m/s	$\times$ g/cm <sup>3</sup> ):		
IA <sub>min</sub>	$6.68 \times 10^{3}$	$6.78 \times 10^{3}$	$6.78 \times 10^{3}$		
$IA_{max}$	$1.15 \times 10^{4}$	$1.15 \times 10^{4}$	$1.01 \times 10^4$		
$IA_{med}$	$8.69 \times 10^{3}$	$8.68 \times 10^{3}$	$8.59 \times 10^{3}$		
$\mathrm{S}_{IA}$	$1.00 \times 10^{3}$	$0.68 \times 10^{3}$	$0.52 \times 10^{3}$		
$\sigma_{IA}$	$1.01 \times 10^{6}$	$4.59{\times}10^5$	$2.67 \times 10^{5}$		
Mapa de Refletividade:					
$\operatorname{Rpp}_{min}$	$-2.41 \times 10^{-2}$	$-2.39 \times 10^{-2}$	$-1.80 \times 10^{-2}$		
$\operatorname{Rpp}_{max}$	$3.19 \times 10^{-2}$	$3.15 \times 10^{-2}$	$3.15 \times 10^{-2}$		
$\operatorname{Rpp}_{med}$	$-3.05 \times 10^{-5}$	$4.08 \times 10^{-4}$	$1.74 \times 10^{-3}$		
$\mathrm{S}_{Rpp}$	$1.12 \times 10^{-2}$	$7.36 \times 10^{-3}$	$7.93 \times 10^{-3}$		
$\sigma_{Rpp}$	$1.26 \times 10^{-4}$	$5.42 \times 10^{-5}$	$6.29 \times 10^{-5}$		
	Mapa de Ampl	itude Sísmica			
$Amp_{min}$	$-6.70 \times 10^{-2}$	$-6.46 \times 10^{-2}$	$-6.46 \times 10^{-2}$		
Amp <sub>max</sub>	$2.33 \times 10^{-1}$	$2.30 \times 10^{-1}$	$2.30 \times 10^{-1}$		
$Amp_{med}$	$1.11 \times 10^{-2}$	$1.21 \times 10^{-2}$	$1.87 \times 10^{-2}$		
$S_{Amp}$	$5.82 \times 10^{-2}$	$3.53 \times 10^{-2}$	$3.82 \times 10^{-2}$		
$\sigma_{Amp}$	$3.39 \times 10^{-3}$	$1.24 \times 10^{-3}$	$1.46 \times 10^{-3}$		

Tabela 5.7: Tabela de medidas estatíticas referente a figura 5.13.

# Capítulo 6

# CONCLUSÕES

As metodologias utilizadas na prática para caracterização de reservatórios de petróleo e gás fornecem, na sua grande maioria, informações qualitativas, mas que possuem um grande impacto na minimização de incertezas para, por exemplo, gerar propostas de locação de novos poços de produção. Neste trabalho, construímos mapas representativos da variação de impedância acústica, coeficiente de reflexão e amplitude sísmica para incidência normal em profundidades pré-estabelecidas do bloco principal do Campo de Namorado, Bacia de Campos. Para a construção dos mapas, utilizamos dados de perfilagem geofísica de poços verticais contendo a maioria dos perfis fundamentais. A figura 2.2 mostra todos os poços nas imediações do Campo de Namorado, e destaca a região onde os mapas foram construidos.

O cálculo de um sismograma sintético para incidência normal associado a cada poço em questão representou a parte central da metodologia. Para calcular os sismogramas, procedemos ao cálculo dos coeficientes de reflexão e, subsequentemente, utilizamos o método de convolução. Considerando que os coeficientes de reflexão dependem da impedância acústica (i.e., produto da velocidade pela densidade) das camadas sobrejacente e subjacentes, e que a maioria do conjunto de dados de perfilagem do Campo de Namorado não contém informações do perfil sônico, procedemos ao uso de análise de regressão por mínimos quadrados para predição de perfis sônicos em poços onde esta informação se encontrava ausente. Na prática, o emprego de modelos empíricos se mostra uma alternativa eficiente e robusta para estimativas de observações incompletas ou ausentes. Nas predições da velocidade de ondas compressionais através de relações empíricas, assumimos a porosidade efetiva, a argilosidade e a resistividade elétrica como os parâmetros da dependência. Assim, as relações empíricas nas equações (4.5) e (4.6) se mostraram muito eficientes na estimativa dos perfis sônicos. Ressaltamos, porém, o emprego da relação empírica (4.6) para estimativa da velocidade de ondas compressionais se revelou muito dependente de oscilações abruptas no perfil de resistividades elétricas ILD, isto é, nos intervalos contendo fluidos. Essa feição sugere o uso de medidas de resisitivades elétricas de um perfil de baixa penetração, isto é, que registre resistividades elétricas próximo a zona lavada. Por outro lado, o uso das relações empíricas representadas pelas equações (4.10) até (4.17), para estimativa de perfis incompletos GR, NPHI e RHOB, exigiu um certo entendimento da resposta dessas ferramentas em ambientes sedimentares.

Os perfis compostos associados a alguns poços auxiliaram na identificação das feições geológicas nos sismogramas sintéticos e, adicionalmente, nas interpretações dos mapas qualitativos resultantes. Dessa forma, comparando o perfil composto do poço RJS-19 com o sismograma sintético correspondente (figura 5.2) notamos que, por volta da profundidade de 2975 m a alta amplitude positiva está associada a uma lente delgada de folhelho cinza. Por sua vez, a amplitude negativa evidencia a mudança de uma rocha mais densa (rocha selante) para uma rocha mais macia (arenito).

No poço NA-01A (figura 5.4), é possível correlacionar as intercalações de rochas selantes e camadas delgadas de arenitos produtores com as variações de amplitudes sísmicas positivas e negativas, em torno de 3025 m de profundidade. Observamos também uma alta amplitude positiva associada a um lente de calcilutito, delimitando a base do reservatório na profundidade de 3100 m.

No poço NA-02 (figura 5.5), o sismograma sintético apresenta fortes variações de amplitudes sísmicas decorrentes dos altos picos de velocidades compressionais nas rochas sedimentares, chegando a 5.5 km/s. Embora o sismograma apresente fortes variações de amplitudes, estas estão associadas a camadas delgadas de rochas selantes muito densas (vide o perfil de densidades e o perfil composto nas figuras 5.5a e 5.5e).

É interessante notar que os intérpretes dos perfis compostos desconsideraram heterogeneidades em alguns intervalos areníticos. Nesses intervalos, os sismogramas sintéticos apresentam oscilações características da presença de heterogeneidades que podem ser observadas nos perfis sônicos e de densidades correspondentes. Citamos como exemplo o intervalo entre 2975 e 3000 m do poço RJS-19 (figura 5.2), e em torno da profundidade de 3100 m do poço NA-04 (figura 5.6).

Os interpoladores baseados em médias inversas ponderadas [5], cujos pesos estão descritos nas equações (5.2) e (5.3), revelaram uma robustez satisfatória na estimativa das propriedades físicas dos mapas correspondentes. O esquema de interpolação que utilizamos, baseado no cálculo dos pesos a partir de um raio de influência em torno do ponto onde a estimativa é efetuada, favoreceu a interpolação usando o peso descrito pela equação (5.3) pois, nesta relação, o raio de influência está incorporado. Entretanto, embora o peso da relação (5.2) não incorpore o raio de influência, consideramos que as interpolações com ambos os pesos forneceram resultados equivalentes.

Adotamos três profundidades, que foram escolhidas com o auxílio dos perfis compostos dos poços RJS-19, NA-01A, NA-02 e NA-04 (vide figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 e 5.6), para construir mapas de impedância acústica, coeficientes de reflexão e amplitudes para incidência normal na região do bloco principal do Campo de Namorado (vide figura 4.2). Para a profundidade  $z_1 = 2974$  m, observamos nos mapas de amplitude sísmica, amplitudes negativas moderadas prevalecendo em grande parte do Campo de Namorado, principalmente no sentido SW-N. Essa feição sugere uma extensão do reservatório, como se revela no perfil composto do poço RJS-19 (figura 5.2). Mais ainda: essa tendência é confirmada no trabalho de BARBOZA [29], que indica uma sequência deposicional nesta profundidade. Em contrapartida, as amplitudes positivas moderadas sugerem o topo desse reservatório, como pode ser observado nos perfis compostos dos poços NA-01A e NA-04, figuras 5.3 e 5.6, respectivamente.

Na profundidade  $z_2 = 3038$  m, os mapas de amplitudes sísmicas mostram uma tendência na direção NW-S e uma concentração de amplitudes negativas baixas na porção SE do Campo de Namorado. Os mapas de impedância acústica auxiliam a interpretação exibindo valores baixos de impedância acústica na porção sul e na direção W-E, sugerindo rochas menos densas. Assim, interpretamos essa feição como a extensão do reservatório dos poços NA-02 e NA-04 (vide figuras 5.4 e 5.6). Os mapas de refletividade, também evidenciam as tendências nos mapas de impedância acústica, e em parte os mapas de amplitudes sísmicas.

Para a profundidade  $z_3 = 3103$  m, procuramos identificar a base do reservatório exibido no perfil composto do poço NA-01A (figura 5.3). Os mapas de amplitude sísmica mostram as amplitudes positivas com variação e moderada a alta no poço NA-01A na parte central do Campo de Namorado, evidenciando a base do reservatório nesse poço, e no poço RJS-42 ao oeste do Campo de Namorado. No entato, à direita e à esquerda do poço NA-01A, notamos amplitudes negativas baixas, sugerindo uma extensão do reservatório do poço NA-01A. Observando os poços à direita e à esquerda do poço NA-01A, a presença de tal feição sugere que a base desse intervalo reservatório se situa numa produndidade menor. Por sua vez, os mapas de impedância acústica revelam uma transição de litologia nas imediações do poço NA-01A. Embora os valores da impedância acústica nas proximidades do poço NA-01A sejam consideravelmente baixos para uma rocha densa (i.e., calcilutito), valores inferiores de impedância acústica à esquerda do poço sustentam essa interpretação.

Ainda que qualitativos, a interpretação dos mapas representativos da variação de amplitudes sísmicas para incidência normal, podem contribuir para o melhor entendimento das feições geológicas num reservatório produtor de petróleo e gás. Na prática, mapas de amplitude em tempo (i.e., *time slices*) são construídos a partir do processamento de dados sísmicos 3D, que geram os chamados cubos sísmicos. No nosso entendimento, as informações geradas com a interpretação de tais mapas possuem aplicação no estudo de viabilidade técnica para execução de sísmica 4D sobre reservatórios maduros, para fins de aumento da produção de óleo e gás. Em particular, considerando o reservatório Namorado, propomos que os mapas de amplitude para incidência normal sejam utilizados para locação de linhas sísmicas multicomponente sobre o campo. Os mapas de amplitude gerados a partir do processamento desses dados seriam então correlacionados com aqueles construídos nesta dissertação, revelando acumulações de hidrocarbonetos e áreas com feições geológicas propícias a locação de poços produtores. Os mapas de amplitude sísmica também são úteis para entender melhor a continuidade de reservatórios. Adicionalmente, integrados a outras metodologias, esses mapas serviriam, por exemplo, para auxiliar na locação de poços injetores de gás ou água, a fim de aumentar a produção de hidrocarbonetos em poços produtores.

# **Referências Bibliográficas**

- ELLIS, D. V., Well Logging for Earth Scientists. Elsevier Science Publishing Co., Inc. New York, 520 p., 1987.
- [2] DEWAN, J. P., Essentials of Moderns Open-Hole Log Interpretation, PennWell Books, 361p., 1983.
- [3] VIDAL, A. C., SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. e COSTANZO, C. P., Modelagem Geostatística 3D da Impedância Acústica para a Caracterização do Campo de Namorado, Revista Brasileira de Geofísica, v. 25, n. 3, pp. 295-305, 2007.
- [4] TIGRE, C. A. & LUCCHESI, C. F., Estado atual do desenvolvimento da Bacia de Campos e suas perspectivas. In: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, DEPEX-PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1-12. (In Portuguese), 1986.
- [5] WEBER, D. D. & ENGLUND, E. J., Evaluation and Comparison of Spatial Interpolators, Mathematical Geology, v. 24, n. 4, pp. 381-391, 1992.
- [6] YILMAZ, O., Seismic Data Processing, SEG Publication: Investigations in Geophysics, 1987.
- JOHNSON, H. M., A History of Well Logging, Geophysics, v. 27, n. 4, pp. 507-527, Aug. 1962.
- [8] PIKE, B. and DUEY, R., Logging History Rich With Innovation, Hart's EeP, , pp 52-55, Sep. 2002.
- SCHLUMBERGER Limited., Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger Educational Services, Houston, TX., pp. 17-31, 1987.

- [10] EISBERG, R. and RESNICK, R., Quantum Physics of Atoms Molecules, Solids, Nuclei and Particles. John Wiley and Sons, Inc., 1986.
- [11] GONÇALVES, C. A., Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP)/UENF - Geofísica de Poço, 1997.
- [12] PICKELL, J. J. and HEACOCK, J. G., Density Logging, Geophysics, v. 25, n. 4, pp. 891-904, Aug. 1960.
- [13] TITTMAN, J. and WAHL, J. S., The Physical Foundations of Formation Density Logging (Gamma-Gamma), Geophysics, v. 30, n. 2, pp. 284-294, Apr. 1965.
- [14] SCUTA, M. S., Introdução à Perfilagem Geofísica de Poços, Faculdade de Geologia/UERJ, Dez. 1999.
- [15] KOKESH, F. P. and BLIZARD, R. B., Geometrical Factors in Sonic Logging, Geophysics, v. 24, n. 1, pp. 64-76, Feb. 1959.
- [16] CORLEY, B. H. Predicting Interval Transit Time for Synthetic Seismograms from Nuclear Wells Logs, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 69, n. 2, pp. 360-363, 1985.
- [17] PICKETT, G. R., The Use of Acoustic Logs in the Evaluation of Sandstone Reservoirs, Geophysics, 25, pp. 250-274, 1960.
- [18] JOHNSON, D. E & PILE, K. E., Well Logging in Nontechnical Language, 2 ed. Oklahoma, PennWell Books, 2002.
- [19] TIAB, D. & DONALDSON, E. C., Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid transport Properties, 2 ed., Elsevier, 2004.
- [20] ADRIANO, L. B., Estimativa de Argilosidade e Porosidade no Reservatório Namorado a partir de Perfilagem Geofísica de Poços, Monografia, UERJ, Rio de Janeiro, RJ, Fev. 2007.
- [21] HUNT, E. & PURSELL, D., Fundamentals of Log Analysis: World Oil, v. 128, n.12, pp. 55-6, 1997.
- [22] LARIONOV, W. W., Borehole Radiometry, Nedra, Moscow, 1969. (In Russian).

- [23] TELFORD, W. M, GELDART, L. P. and SHERIFF, R. E., Applied Geophysics, 2 ed., Cambridge University Press, 1990.
- [24] THOMAS, J. E. et. al, Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2 ed., Interciência, 2001.
- [25] KEAREY, P. & BROOK, M., An Introduction to Geophysical Exploration, 2 ed., Blackwell Science, 1991.
- [26] MARTINS, J. L., Noções do Método Sísmico e de Resolução Sísmica, in: Estratigrafia de Sequências: Fundamentos e Aplicações, Hélio J. P. Severiano Ribeiro, Unisinor, Capítulo 4, 2001.
- [27] SHERIFF, R. E., Seismic Stratigraphy, International Human Resources Development Corporation, Boston, 1980.
- [28] RYAN, H., Ricker, Ormsby, Klauder, Butterworth a Choice of Wavelets, CSEG Recorder, pp. 8-9, Sep. 1994.
- [29] BARBOZA, E. G., Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com Base na Interpretação Sísmica Tridimensional. Tese de D.Sc., UFRGS, Porto Alegre, RS, 2005.
- [30] SCHALLER, H., Estratigrafia da Bacia de Campos. In: Congresso Brasileiro de Geologia, v. 27, Aracaju, Anais., SBG, v. 3, pp. 247-258, 1973.
- [31] OREIRO, S. G., Evolução Tectono-Sedimentar da Área de Cabo Frio (parte sul da Bacia de Campos), *In*: 70. Simpósio de Geologia do Sudeste, Rio de Janeiro, Boletim de Resumos, p. 201, 2001.
- [32] MENEZES, S. X., Geometria de Reservatórios do Campo de Namorado. Anais...
  20. Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Rio de Janeiro -RJ, Relatório Interno, pp. 132-43, 1986.
- [33] 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.

- [34] CASTAGNA, J. P., BATZLE, M. L., EASTWOOD, R. L., Relationships Between Compressional-Wave and Shear-Wave Velocities in Clastic Silicate Rocks, Geophysics, v. 50, n. 4, pp. 571-81, Apr. 1985.
- [35] HAN, D., NUR, A., MORGAN, D., Effects of Porosity and Clay Content on Wave Velocity in Sandstones, Geophysics, v. 51, n. 11, pp. 2093-2107, Nov. 1986.
- [36] EBERHART-PHILLIPS, D., HAN, D-H., ZOBACK, M. D., Empirical Relationships Among Seismic Velocity, Effective Pressure, Porosity, and Clay Content in Sandstone, Geophysics, v. 54, n. 1, pp. 82-9, Jan. 1989.
- [37] MILLER, S. L. M. & STEWART, R. R., Effects of Lithology, Porosity and Shaliness on P- and S-Wave Velocities from Sonic Logs, Canadian Journ. of Expl. Geophysics, v. 26, n. 1 & 2, pp. 94-103, Dec. 1990.
- [38] AUGUSTO, F. O. A., MARTINS, J. L., SILVA, J.C., "Compressional-wave Velocity Variation in the Upper Macaé Formation: a Well-Log Regression Analysis Study", In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, SBGF0203\_07, Intercontinental Hotel - Rio de Janeiro, RJ, Nov. 2007.
- [39] AUGUSTO, F. O. A. & MARTINS, J. L., "Relações Empíricas Não-Convencionais para Estimativa de Perfis Sônicos de Ondas Compressionais", In: Rio Oil & Gás 2008 Expo & Conference, IBP1786\_08, RioCentro - Rio de Janeiro, RJ, Sep. 2008.
- [40] GARDNER, G. H. F., GARDNER, L. W., GREGORY, A. R., Formation Velocity and Density - Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps, Geophysics, v. 39, no. 6, pp. 770-80, Dec. 1974.
- [41] CHAMBERS, R. L., YARUS J. M., HIRD K. B., Petroleum geostatistics for nongeostatisticians: Part 1 The Leading Edge 2000 19: 474-479, 2000.
- [42] CHAMBERS, R. L., YARUS J. M., HIRD K. B., Petroleum geostatistics for nongeostaticians: Part 2 The Leading Edge 2000 19: 592-599, 2000.
- [43] WEBER, D. D. & ENGLUND, E. J., Evaluation and Comparison of Spatial Interpolators II, Mathematical Geology 24, 381-391, 1993.

# Apêndice A

# DESCRIÇÃO DOS POÇOS

Nas tabelas a seguir, descrevemos algumas informações pertinentes aos poços verticais usados nesta dissertação, como data de perfilagem, lâmina d'água, altura da mesa rotatória e suas coordenadas UTM. Adicionalmente, apresentamos um quadro informativo sobre a situação dos perfis utilizados nesta dissertação. A disponibilidade de cada perfil está baseado no intervalo sob estudo, que varia de 2950 m a 3150 m. Assim, um 'perfil completo' possui observações registradas ao longo de todo o intervalo sedimentar sob investigação, ao contrário de um 'perfil incompleto'. Obviamente, um 'perfil ausente' não possui informações registradas no intervalo considerado.

#### Poço RJS-19

Nome	1RJS 0019 RJ	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	28/09/1975	DTP	Х		
Lâmina d'água	166 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	12 m	ILD	Х		
UTM X	$353885.490 {\rm m}$	NPHI		Х	
UTM Y	7516462.100 m	RHOB	Х		

Tabela A.1: Informações culturais sobre o poço RJS-19.

Para o preenchimento do perfil NPHI, aplicamos a regressão por mínimos quadra-

dos dada pela equação (4.16)

$$\phi_N(V_p, \rho_b) = 58.77 - 7.81 V_p - 3.09 \rho_b, \tag{A.1}$$

que obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r}=0.87.$ 

# Poço RJS-42

Nome	4RJS 0042 RJ	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	15/06/1977	DTP	Х		
Lâmina d'água	136 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	20 m	ILD	Х		
UTM X	352040.020 m	NPHI	Х		
UTM Y	7518179.600 m	RHOB	Х		

Tabela A.2: Informações culturais sobre o poço RJS-42.

## Poço NA-01A

Tabela A.3: Informações culturais sobre o poço NA-01A.

Nome	3NA 0001A RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	04/05/1976	DTP			X
Lâmina d'água	164 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	$25 \mathrm{m}$	ILD	Х		
UTM X	$354574.733 \mathrm{\ m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7517375.468 m	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.5) do poço NA-12

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.28 - 5.63 \phi_e - 2.74 V_{clay} + 9.24 \phi_e V_{clay} + 6.76 \phi_e^2 + 0.85 V_{clay}^2, \quad (A.2)$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.63$ .

## Poço NA-02

Nome	3NA 0002 RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	23/11/1976	DTP	Х		
Lâmina d'água	154 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	25 m	ILD	Х		
UTM X	352964.388 m	NPHI		Х	
UTM Y	7517317.033 m	RHOB	Х		

Tabela A.4: Informações culturais sobre o poço NA-02.

Para o preenchimento do perfil $\rm NPHI,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.16)

$$\phi_N(GR,\rho_b) = 75.40 + 0.09 \, GR - 24.37 \, \rho_b, \tag{A.3}$$

que obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r}=0.68.$ 

#### Poço NA-03D

Tabela A.5: Informações culturais sobre o poço NA-03D.

Nome	3NA 0003D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	07/02/1977	DTP			Х
Lâmina d'água	164 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	10 m	ILD	Х		
UTM X	$355226.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7518072.000 m	RHOB	Х		

Para o preenchimento de  $V_p$ , utilizamos a relação de Gardner [40], na equação (4.8).

# Poço NA-04

Nome	3NA 0004 RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	15/06/1977	DTP	Х		
Lâmina d'água	211 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	20 m	ILD	Х		
UTM X	355421.800 m	NPHI	Х		
UTM Y	7515514.300 m	RHOB	Х		

Tabela A.6: Informações culturais sobre o poço NA-04.

# Poço NA-07

Tabela A.7: Informações culturais sobre o poço NA-07.

Nome	7NA 0007 RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	17/12/1982	DTP	Х		
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	353272.180 m	NPHI		Х	
UTM Y	7518072.900 m	RHOB		Х	

Para o preenchimento dos perfis NPHI e RHOB, aplicamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.14) e (4.12), respectivamente.

$$\phi_N(V_p) = 55.29 - 9.56 V_p, \tag{A.4}$$

$$\rho_b \left( GR, V_p \right) = 1.63 + 3.95 \times 10^{-4} \, GR - 0.19 \, V_p, \tag{A.5}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.70$  e  $\mathbf{r} = 0.47$ , respectivamente.

#### Poço NA-08D

Nome	7NA 0008D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	25/02/1983	DTP	Х		
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$352415.000 {\rm m}$	NPHI		Х	
UTM Y	7515581.000 m	RHOB		Х	

Tabela A.8: Informações culturais sobre o poço NA-08D.

Para o preenchimento dos perfis NPHI e RHOB, aplicamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.15) e (4.13), respectivamente.

$$\phi_N (GR) = 133.73 - 2.08 \, GR + 0.01 \, GR^2 e \tag{A.6}$$

$$\rho_b \left( V_p \right) = 1.00 + 0.76 \, V_p, \tag{A.7}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.45$  e  $\mathbf{r} = 0.30$ , respectivamente.

## Poço NA-09D

Nome	7NA 0009D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	30/04/1983	DTP	X		
Lâmina d'água	$145 \mathrm{m}$	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$352375.000 { m m}$	NPHI			X
UTM Y	$7518585.000 { m m}$	RHOB			X

Tabela A.9: Informações culturais sobre o poço NA-09D.

Para o preenchimento dos perfis NPHI e RHOB, aplicamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.16) e (4.12), respectivamente do poço RJS-42 (poço mais próximo).

$$\phi_N(\rho_b, V_p) = 65.75 - 14.95 \ \rho_b - 0.94 \ V_p, \tag{A.8}$$

$$\rho_b(GR, V_p) = 1.97 - 1.50^{-3} \, GR + 0.10 \, V_p, \tag{A.9}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.33$  e  $\mathbf{r} = 0.32$ , respectivamente.

#### Poço NA-10D

Nome	7NA 0010D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	06/08/1983	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	353827.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7517257.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.10: Informações culturais sobre o poço NA-10D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço RJS-19,

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.63 - 9.82 \phi_e - 2.25 V_{clay} + 0.08 R_{ILD} + 4.06 \phi_e V_{clay} - 0.08 R_{ILD} + 0.08 R_{IL$$

 $0.22 \phi_e R_{ILD} + 1.92 \times 10^{-3} V_{clay} R_{ILD} + 17.18 \phi_e^2 + 1.26 V_{clay}^2 - 2.66 \times 10^{-4} R_{ILD}^2,$ (A.10)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.86$ .

# Poço NA-11A

Nome	7NA 0011A RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data dd perfÂlagem	22/07/1983	DTP	Х		
Lâmina d'água	220 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	$25 \mathrm{~m}$	ILD	Х		
UTM X	356720.240 m	NPHI	Х		
UTM Y	$7515780.000 { m m}$	RHOB	Х		

Tabela A.11: Informações culturais sobre o poço NA-11A.

# Poço NA-12

Tabela A.12: Informações culturais sobre o poço NA-12.

Nome	7NA 0012 RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	23/08/1983	DTP		Х	
Lâmina d'água	$170 \mathrm{~m}$	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$354597.130 \mathrm{\ m}$	NPHI	Х		
UTM Y	$7516745.600~{\rm m}$	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6),

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.23 - 5.75 \phi_e - 2.53 V_{clay} + 0.01 R_{ILD} + 8.85 \phi_e V_{clay} - 0.05 \phi_e R_{ILD} + 0.01 R$$

$$2.36 \times 10^{-4} V_{clay} R_{ILD} + 7.39 \phi_e^2 + 0.73 V_{clay}^2 - 2.56 \times 10^{-7} R_{ILD}^2, \qquad (A.11)$$

que obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.68$ .

#### Poço NA-15D

Nome	7NA 0015D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	08/11/1983	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$355942.000 {\rm m}$	NPHI			X
UTM Y	7516142.000 m	RHOB		Х	

Tabela A.13: Informações culturais sobre o poço NA-15D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-37D

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 3.90 - 5.07 \phi_e + 0.39 V_{clay} + 1.88 \times 10^{-2} R_{ILD}, \qquad (A.12)$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.51$ . E nos perfis RHOB e NPHI, utilizamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.11) e (4.14), respectivamente do poço NA-49D (poço mais próximo).

$$\rho_b(R_{ILD}) = 2.28 + 0.17 R_{ILD} - 3.28^{-2} R_{ILD}, \qquad (A.13)$$

$$\phi_N(\rho_b) = 119.26 - 38.46 \,\rho_b,\tag{A.14}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.35$  e  $\mathbf{r} = 0.53$ , respectivamente.

#### Poço NA-18D

Nome	8NA 0018D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	18/05/1984	DTP			X
Lâmina d'água	$145 \mathrm{m}$	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	352870.000 m	NPHI		Х	
UTM Y	7518700.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.14: Informações culturais sobre o poço NA-18D.

Para o preenchimento de  $V_p$ , utilizamos a média aritmética entre as equações (4.8) de Gardner [40] e (4.7) de Han et al. [35]; e no perfil NPHI, aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.14),

$$\phi_N(\rho_b) = 116.90 - 37.85 \,\rho_b,\tag{A.15}$$

que obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.29$ .

#### Poço NA-20D

Nome	8NA 0020D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	21/07/1984	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$351861.850 \mathrm{\ m}$	NPHI			Х
UTM Y	$7518406.000 { m m}$	RHOB		Х	

Tabela A.15: Informações culturais sobre o poço NA-20D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço RJS-42

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 3.89 - 5.11 \phi_e - 0.82 V_{clay} + 0.07 R_{ILD} + 1.11 \phi_e V_{clay} - 0.000 R_{ILD} + 0.000 R_{$$

$$0.35 \phi_e R_{ILD} + 9.16 \times 10^{-3} V_{clay} R_{ILD} + 15.40 \phi_e^2 + 0.23 V_{clay}^2 - 7.29 \times 10^{-4} R_{ILD}^2,$$
 (A.16)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.49$ . No preenchimento dos perfis RHOB e NPHI, utilizamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.11) e (4.16) do poço RJS-42 (poço mais próximo).

$$\rho_b(GR) = 2.75 - 0.60^{-2} \, GR + 2.99^{-5} \, GR^2, \tag{A.17}$$

$$\phi_N(GR,\rho_b) = 63.19 - 5.29^{-2} GR - 13.80 \rho_b, \tag{A.18}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.18$  e  $\mathbf{r} = 0.38$ , respectivamente.

#### Poço NA-23D

Nome	8NA 0023D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	23/11/1984	DTP			Х
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$353503.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	$7518638.000 { m m}$	RHOB	Х		

Tabela A.16: Informações culturais sobre o poço NA-23D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.5) do poço NA-07

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.84 - 8.43 \phi_e - 5.52 V_{clay} + 18.78 \phi_e V_{clay} + 8.94 \phi_e^2 + 2.25 V_{clay}^2,$$
(A.19)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.71$ .

#### Poço NA-24D

Nome	7NA 0024D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	30/04/1985	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	351461.000 m	NPHI			Х
UTM Y	$7517956.000 { m m}$	RHOB			X

Tabela A.17: Informações culturais sobre o poço NA-24D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.4) do poço RJS-42

$$V_p(phi_e) = 3.91 - 5.52 \phi_e + 14.37 \phi_e^2, \tag{A.20}$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.31$ . No preenchimento dos perfis NPHI e RHOB, utilizamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.16) e (4.12) do poço RJS-42 (poço mais próximo).

$$\rho_b(GR) = 2.43 + 5.07^{-4} \, GR - 1.02^{-2} \, R_{ILD}, \tag{A.21}$$

$$\phi_N(GR,\rho_b) = 63.19 - 5.29^{-2} GR - 13.80 \rho_b, \tag{A.22}$$

que obteviram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.39$  e  $\mathbf{r} = 0.38$ , respectivamente.

#### Poço NA-25D

Nome	7NA 0025D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	16/02/1986	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$353956.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7518120.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.18: Informações culturais sobre o poço NA-25D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-07

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 3.97 - 2.34 \phi_e - 1.07 V_{clay} + 2.48 \times 10^{-5} R_{ILD},$$
 (A.23)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.58$ .

#### Poço NA-26D

Nome	7NA 0026D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	02/04/1985	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR		Х	
Mesa Rotatória	42 m	ILD		Х	
UTM X	$355294.740 \mathrm{\ m}$	NPHI		Х	
UTM Y	7515415.800 m	RHOB		X	

Tabela A.19: Informações culturais sobre o poço NA-26D.

Neste poço, as informações sobre os perfis GR, ILD, RHOB e NPHI estão disponíveis a partir da profundidade de 3083 m. Com isso, ficou inviável de aplicar regressões e até mesmo transferir coeficientes de regressões de poços vizinhos, uma vez que não há sequer algum parâmetro de medida, exceto a profundidade. Por conta disso, decidimos preencher esse perfis com um valor médio fixo, de acordo com a tabela a seguir:

Tabela A.20: Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e RHOB no poço NA-26D.

Perfil	Valor médio
GR	70 unidades API
ILD	$0.74~\Omega~{\rm m}$
RHOB	$2.35~{ m g/cm^3}$
NPHI	30 P.U.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-04

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.43 - 4.05 \phi_e - 1.38 V_{clay} + 2.40 \times 10^{-3} R_{ILD},$$
 (A.24)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.78$ .

# Poço NA-29D

Nome	7NA 0029D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	23/09/1985	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR		Х	
Mesa Rotatória	42 m	ILD		Х	
UTM X	$354124.660 {\rm m}$	NPHI		Х	
UTM Y	7515459.200 m	RHOB		Х	

Tabela A.21: Informações culturais sobre o poço NA-29D.

Neste poço, as informações sobre os perfis ILD, RHOB e NPHI estão disponíveis a partir da profundidade de 3062 m, e o perfil GR está disponível a partir da profundidade de 3048 m Com isso, ficou inviável de aplicar regressões e até mesmo transferir coeficientes de regressões de poços vizinhos, uma vez que não havia sequer algum parâmetro de medida exceto a profundidade. Por conta disso, decidimos preencher esse perfis com um valor médio fixo, de acordo com a tabela a seguir: Para o preenchimento

Tabela A.22: Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e RHOB do poço NA-29D.

Perfil	Valor médio até 3048 m	Valor médio entre 3048 e 3062 m
GR	70 unidades API	-
ILD	$0.74~\Omega~{\rm m}$	0.89 Ω m
RHOB	$2.35 \text{ g/cm}^3$	$2.40 \text{ g/cm}^3$
NPHI	30 P.U.	32.5 P.U.

do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por minimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-04

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.43 - 4.05 \phi_e - 1.38 V_{clay} + 2.40 \times 10^{-3} R_{ILD},$$
 (A.25)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.78$ .

#### Poço NA-30D

Nome	7NA 0030D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	06/10/1985	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR		Х	
Mesa Rotatória	43 m	ILD		Х	
UTM X	354600.000 m	NPHI		Х	
UTM Y	7518083.000 m	RHOB		Х	

Tabela A.23: Informações culturais sobre o poço NA-30D.

Neste poço, as informações sobre os perfis ILD, RHOB e NPHI estão disponíveis a partir da profundidade de 3041 m e o perfil GR está disponível a partir da profundidade de 3024 m Com isso, a aplicação de regressões e até mesmo transferir coeficientes de regressões de poços vizinhos é inviável, uma vez que não há sequer algum parâmetro de medida, exceto a profundidade. Por conta disso, decidimos preencher esse perfis com um valor médio fixo, de acordo com a tabela a seguir: Para o preenchimento do perfil

Tabela A.24: Valores médios utilizados no preenchimento dos perfis GR, ILD, NPHI e RHOB no poço NA-30D.

Perfil	Valor médio até 3024 m	Valor médio entre 3024 e 3041 m
GR	70 unidades API	-
ILD	$0.90~\Omega~{\rm m}$	$1.25~\Omega$ m
RHOB	$2.40 \text{ g/cm}^3$	$2.35 \mathrm{g/cm^3}$
NPHI	30 P.U.	32.5 P.U.

 $V_p$ , utilizamos a equação (4.7).

# Poço NA-31D

Tabela A.25: Informações culturais sobre o poço NA-31D.

Nome	7NA 0031D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	06/11/1985	DTP			Х
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$355238.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7516872.000 m	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-12

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 3.92 - 2.19 \phi_e - 0.87 V_{clay} + 1.90 \times 10^{-4} R_{ILD}, \qquad (A.26)$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.50$ .

#### Poço NA-32D

Nome	8NA 0032D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	12/12/1985	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	354270.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7518547.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.26: Informações culturais sobre o poço NA-32D.

Para o preenchimento de  $\mathbf{V}_p,$ utilizamos a equação (4.7)

## Poço NA-34D

Tabela A.27: Informações culturais sobre o poço NA-34D.

Nome	7NA 0034D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	07/03/1986	DTP			X
Lâmina d'água	145 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$352806.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	$7517317.000 {\rm m}$	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-02

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.29 - 2.66 \phi_e - 1.78 V_{clay} - 5.38 \times 10^{-5} R_{ILD},$$
 (A.27)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.49$ .
# Poço NA-37D

Nome	7NA 0037D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	31/05/1986	DTP	Х		
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	355387.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7516362.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.28: Informações culturais sobre o poço NA-37D.

# Poço NA-38D

Tabela A.29: Informações culturais sobre o poço NA-38D.

Nome	7NA 0038D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	10/08/1986	DTP			X
Lâmina d'água	147 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$353519.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	$7517585.000 { m m}$	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathcal{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.5) do poço NA-07

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.84 - 8.43 \phi_e - 5.52 V_{clay} + 18.77 \phi_e V_{clay} + 8.93 \phi_e^2 + 2.25 V_{clay}^2, \quad (A.28)$$

que, de acordo com a área de influência il<br/>ustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação<br/>  ${\bf r}=0.71.$ 

#### Poço NA-39D

Nome	8NA 0039D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	03/08/1986	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	354253.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7517751.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.30: Informações culturais sobre o poço NA-39D.

Para o preenchimento do perfil $V_p$ , aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço NA-12

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.23 - 5.69 \phi_e - 2.55 V_{clay} + 0.01 R_{ILD} + 9.00 \phi_e V_{clay} - 6.00 V_{c$$

 $0.05 \phi_e R_{ILD} + 2.31 \times 10^{-4} V_{clay} R_{ILD} + 7.20 \phi_e^2 + 0.71 V_{clay}^2 - 2.51 \times 10^{-7} R_{ILD}^2$ , (A.29) que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.69$ .

# Poço NA-40D

Nome	7NA 0040D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	15/10/1986	DTP			X
Lâmina d'água	147 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	43 m	ILD	Х		
UTM X	$353101.000 {\rm m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7517722.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.31: Informações culturais sobre o poço NA-40D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.5) do poço NA-07

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.84 - 8.43 \phi_e - 5.52 V_{clay} + 18.77 \phi_e V_{clay} + 8.93 \phi_e^2 + 2.25 V_{clay}^2, \quad (A.30)$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.71$ .

## Poço NA-41D

Nome	7NA 0041D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	09/10/1986	DTP			Х
Lâmina d'água	170 m	GR		Х	
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	353073.000 m	NPHI		Х	
UTM Y	7516777.000 m	RHOB		Х	

Tabela A.32: Informações culturais sobre o poço NA-41D.

O perfil ILD foi preenchido a partir do valor médio do intervalo disponível neste perfil, isto é,  $R_{ILD} = 1.20 \ \Omega$  m. Para preenchimento do perfil  $V_p$ , aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-02

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.29 - 2.66 \phi_e - 1.78 V_{clay} - 5.38 \times 10^{-5} R_{ILD},$$
 (A.31)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.42$ . No preenchimento dos perfis GR, RHOB e NPHI, utilizamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.17), (4.12) e (4.14), respectivamente.

$$GR(z) = -1159.10 + 0.40 z, \tag{A.32}$$

$$\rho_b(GR, z) = -6.03 + 1.16 \times 10^{-7} \, GR + 2.72 \times^{-3} ze \tag{A.33}$$

$$\phi_N(\rho_b) = 119.36 - 37.42 \,\rho_b,\tag{A.34}$$

que obtiveram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.76$ ,  $\mathbf{r} = 0.53$  e  $\mathbf{r} = 0.70$ , respectivamente.

#### Poço NA-42D

Nome	7NA 0042D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	06/12/1986	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	353295.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7516315.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.33: Informações culturais sobre o poço NA-42D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.2) do poço RJS-19

$$V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.47 - 4.01 \phi_e - 1.20 V_{clay}, \tag{A.35}$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.76$ .

# Poço NA-43D

Nome	7NA 0043D	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	18/02/1987	DTP			Х
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	353942.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	$7516003.000 { m m}$	RHOB	Х		

Tabela A.34: Informações culturais sobre o poço NA-43D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ utilizamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço RJS-19

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.63 - 9.82 \phi_e - 2.25 V_{clay} + 0.08 R_{ILD} + 4.06 \phi_e V_{clay} - 0.08 R_{ILD} + 0.08 R_{IL$$

$$0.22 \phi_e R_{ILD} + 1.92 \times 10^{-3} V_{clay} R_{ILD} + 17.18 \phi_e^2 + 1.26 V_{clay}^2 - 2.66 \times 10^{-4} R_{ILD}^2, \quad (A.36)$$

que, de acordo com a área de influência il<br/>ustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação<br/>  ${\bf r}=0.86.$ 

# Poço NA-44D

Nome	7NA 0044D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	09/04/1987	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	353737.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	$7516858.000 { m m}$	RHOB	Х		

Tabela A.35: Informações culturais sobre o poço NA-44D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço RJS-19

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.63 - 9.82 \phi_e - 2.25 V_{clay} + 0.08 R_{ILD} + 4.06 \phi_e V_{clay} -$$

$$0.22 \phi_e R_{ILD} + 1.92 \times 10^{-3} V_{clay} R_{ILD} + 17.18 \phi_e^2 + 1.26 V_{clay}^2 - 2.66 \times 10^{-4} R_{ILD}^2, \quad (A.37)$$

que, de acordo com a área de influência il<br/>ustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação<br/>  ${\bf r}=0.86.$ 

#### Poço NA-45D

Nome	7NA 0045D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	20/06/1987	DTP			X
Lâmina d'água	$170 \mathrm{~m}$	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD		Х	
UTM X	354374.000 m	NPHI		Х	
UTM Y	$7515675.000 { m m}$	RHOB		Х	

Tabela A.36: Informações culturais sobre o poço NA-45D.

O perfil ILD preenchemos usando o valor médio do intervalo disponível neste perfil, isto é,  $R_{ILD} = 1.20 \ \Omega$  m. Para o preenchimento do perfil  $V_p$ , utilizamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-04

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.43 - 4.05 \phi_e - 1.38 V_{clay} + 2.40 \times 10^{-3} R_{ILD},$$
(A.38)

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.78$ . E, no preenchimento dos perfis RHOB e NPHI, aplicamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.12) e (4.16), respectivamente.

$$\rho_b(GR, z) = 1.73 - 5.24 \times 10^{-4} \, GR + 2.61 \times^{-4} z, \tag{A.39}$$

$$\phi_N(GR,\rho_b) = 101.13 + 6.30 \times 10^{-2} \, GR - 33.46 \, \rho_b, \tag{A.40}$$

que obtiveram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.23$  e  $\mathbf{r} = 0.55$ , respectivamente.

#### Poço NA-47D

Nome	7NA 0047D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	26/09/1987	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$355113.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7517459.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.37: Informações culturais sobre o poço NA-47D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço NA-12

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.23 - 5.69 \phi_e - 2.55 V_{clay} + 0.01 R_{ILD} + 9.00 \phi_e V_{clay} - 6.00 \phi_e V_{clay}$$

$$0.05 \phi_e R_{ILD} + 2.31 \times 10^{-4} V_{clay} R_{ILD} + 7.20 \phi_e^2 + 0.71 V_{clay}^2 - 2.51 \times 10^{-7} R_{ILD}^2, \quad (A.41)$$

que, de acordo com a área de influência il<br/>ustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação<br/>  ${\bf r}=0.69.$ 

# Poço NA-48D

UTM X

UTM Y

	c		1 3		
Nome	7NA 0048D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	27/11/1987	DTP			Х
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		

354488.000 m

 $7516217.000~{\rm m}$ 

Tabela A.38: Informações culturais sobre o poço NA-48D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$  aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço NA-12

NPHI

RHOB

Х

Х

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.23 - 5.69 \phi_e - 2.55 V_{clay} + 0.01 R_{ILD} + 9.00 \phi_e V_{clay} - 0.01 R_{ILD} + 0.00 \phi_e V_{clay} - 0.01 R_{ILD} + 0.01 R_{ILD} + 0.00 \phi_e V_{clay} - 0.01 P_{clay} - 0.01 P_{clay$$

$$0.05 \phi_e R_{ILD} + 2.31 \times 10^{-4} V_{clay} R_{ILD} + 7.20 \phi_e^2 + 0.71 V_{clay}^2 - 2.51 \times 10^{-7} R_{ILD}^2, \quad (A.42)$$

que, de acordo com a área de influência il<br/>ustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação<br/>  ${\bf r}=0.69.$ 

#### Poço NA-49D

Nome	7NA 0049D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	07/01/1988	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD		Х	
UTM X	$355483.000 { m m}$	NPHI		Х	
UTM Y	7515933.000 m	RHOB		Х	

Tabela A.39: Informações culturais sobre o poço NA-49D.

O perfil ILD preenchemos utilizando o valor médio do intervalo disponível neste perfil, isto é,  $R_{ILD} = 1.21 \ \Omega$  m. Para o preenchimento do perfil  $V_p$ , utilizamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.3) do poço NA-37D

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 3.90 - 5.07 \phi_e + 0.39 V_{clay} + 1.88 \times 10^{-2} R_{ILD}, \qquad (A.43)$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.51$ . No preenchimento dos perfis RHOB e NPHI, aplicamos as regressões por mínimos quadrados dada pelas equações (4.12) e (4.14), respectivamente.

$$\rho_b(GR, z) = 1.01 - 2.84 \times 10^{-4} \, GR + 4.94 \times^{-4} z, \tag{A.44}$$

$$\phi_N(\rho_b) = 119.26 - 38.46 \,\rho_b,\tag{A.45}$$

que obtiveram os coeficientes de correlação  $\mathbf{r} = 0.30$  e  $\mathbf{r} = 0.53$ , respectivamente.

#### Poço NA-50D

Nome	7NA 0050D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	16/04/1988	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$355859.000 { m m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7516780.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.40: Informações culturais sobre o poço NA-50D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.9) do poço NA-37D

$$V_p(\rho_b) = 0.41 \ \rho_b^{2.32},\tag{A.46}$$

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.48$ .

#### Poço NA-52D

Tabela A.41: Informações culturais sobre o poço NA-52D.

Nome	7NA 0052D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	10/09/1988	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	$354904.000 {\rm m}$	NPHI	Х		
UTM Y	7515826.000 m	RHOB	Х		

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.5) do poço NA-04

 $V_p(\phi_e, V_{clay}) = 4.80 - 8.20 \phi_e - 4.31 V_{clay} + 12.72 \phi_e V_{clay} + 10.42 \phi_e^2 + 2.57 V_{clay}^2, \text{ (A.47)}$ que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve coeficiente de correlação  $\mathbf{r} = 0.83$ .

# Poço NA-53D

Nome	7NA 0053D RJS	Perfis	Completo	Incompleto	Ausente
Data de perfilagem	02/12/1988	DTP			X
Lâmina d'água	170 m	GR	Х		
Mesa Rotatória	42 m	ILD	Х		
UTM X	354962.000 m	NPHI	Х		
UTM Y	7516440.000 m	RHOB	Х		

Tabela A.42: Informações culturais sobre o poço NA-53D.

Para o preenchimento do perfil $\mathbf{V}_p,$ aplicamos a regressão por mínimos quadrados dada pela equação (4.6) do poço NA-12

$$V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD}) = 4.23 - 5.69 \phi_e - 2.55 V_{clay} + 0.01 R_{ILD} + 9.00 \phi_e V_{clay} - 6.00 V_{c$$

 $0.05 \phi e R_{ILD} + 2.31 \times 10^{-4} V_{clay} R_{ILD} + 7.20 \phi_e^2 + 0.71 V_{clay}^2 - 2.51 \times 10^{-7} R_{ILD}^2, \text{ (A.48)}$ 

que, de acordo com a área de influência ilustrada na figura 4.3, obteve o coeficiente de correlação de  $\mathbf{r} = 0.69$ .

# Livros Grátis

(<u>http://www.livrosgratis.com.br</u>)

Milhares de Livros para Download:

Baixar livros de Administração Baixar livros de Agronomia Baixar livros de Arquitetura Baixar livros de Artes Baixar livros de Astronomia Baixar livros de Biologia Geral Baixar livros de Ciência da Computação Baixar livros de Ciência da Informação Baixar livros de Ciência Política Baixar livros de Ciências da Saúde Baixar livros de Comunicação Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE Baixar livros de Defesa civil Baixar livros de Direito Baixar livros de Direitos humanos Baixar livros de Economia Baixar livros de Economia Doméstica Baixar livros de Educação Baixar livros de Educação - Trânsito Baixar livros de Educação Física Baixar livros de Engenharia Aeroespacial Baixar livros de Farmácia Baixar livros de Filosofia Baixar livros de Física Baixar livros de Geociências Baixar livros de Geografia Baixar livros de História Baixar livros de Línguas

Baixar livros de Literatura Baixar livros de Literatura de Cordel Baixar livros de Literatura Infantil Baixar livros de Matemática Baixar livros de Medicina Baixar livros de Medicina Veterinária Baixar livros de Meio Ambiente Baixar livros de Meteorologia Baixar Monografias e TCC Baixar livros Multidisciplinar Baixar livros de Música Baixar livros de Psicologia Baixar livros de Química Baixar livros de Saúde Coletiva Baixar livros de Servico Social Baixar livros de Sociologia Baixar livros de Teologia Baixar livros de Trabalho Baixar livros de Turismo