

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**



**EFEITOS DA POROSIDADE EFETIVA E DA ARGILOSIDADE NAS  
VELOCIDADES DE ONDAS P NO ARENITO NAMORADO**

**JULIO KOSAKA DE OLIVEIRA**

**MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO,  
COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA TRABALHO  
FINAL DE CURSO (IGLU08)**

**RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL  
AGOSTO DE 2005**

EFEITOS DA POROSIDADE EFETIVA E DA ARGILOSIDADE NAS  
VELOCIDADES DE ONDAS P NO ARENITO NAMORADO

JULIO KOSAKA DE OLIVEIRA

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO,  
COMO REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA TRABALHO  
FINAL DE CURSO (IGLU08)

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: GEOFÍSICA APLICADA

ORIENTADORES: JOSÉ AGNELO SOARES (UFRJ)  
JORGE LEONARDO MARTINS (ON/MCT)

APROVADA POR:

---

CLÁUDIO BETTINI, UFRJ

---

JADIR DA CONCEIÇÃO DA SILVA, UFRJ

---

JORGE LEONARDO MARTINS, ON/MCT

---

JOSÉ AGNELO SOARES, UFRJ

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL  
AGOSTO DE 2005

## FICHA CATALOGRÁFICA

Oliveira, Julio Kosaka de.

Efeitos da porosidade efetiva e da argilosidade nas velocidades de ondas P no Arenito Namorado. [Rio de Janeiro] 2005.

x, 49p.: il.

Monografia (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências – Departamento de Geologia, 2005.

Orientadores: José Agnelo Soares (UFRJ)  
Jorge Leonardo Martins (ON/MCT)

1. Velocidade da onda P. 2. Bacia de Campos. 3. Arenito Namorado. 4. Perfilagem de poços.

- Monografia. I. Soares, J.A. e Martins, J.L. (Orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Geociências. Departamento de Geologia. II. Título.

RESUMO DA MONOGRAFIA APRESENTADA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO  
REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA TRABALHO FINAL DE CURSO  
(IGLU08)

EFEITOS DA POROSIDADE EFETIVA E DA ARGILOSIDADE NAS VELOCIDADES  
DE ONDAS P NO ARENITO NAMORADO

JULIO KOSAKA DE OLIVEIRA

AGOSTO / 2005

ORIENTADORES: JOSÉ AGNELO SOARES (UFRJ)  
JORGE LEONARDO MARTINS (ON/MCT)

SETOR: GEOFÍSICA APLICADA

Tendências de comportamento da velocidade da onda P ( $V_p$ ), resultantes da influência exercida pela porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e argilosidade ( $V_{arg}$ ), foram investigadas em distintos intervalos do Arenito Namorado, uma reconhecida rocha-reservatório presente na Bacia de Campos. O estudo foi baseado em dados de perfilagem de poços e análises seqüenciais de testemunhos (ANASETE), e compreendeu um total de 597 amostras, distribuídas em oito poços do Campo de Namorado. A metodologia empregada baseou-se na utilização de modelos de regressão linear que investigaram a influência individual e simultânea de  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  nos valores de  $V_p$ . Secundariamente, relações entre  $V_p$  e densidade ( $\rho_b$ ) segundo modelos de potência e polinomial de grau 2 também foram investigadas. Em uma etapa posterior do presente trabalho, fez-se o reconhecimento da fácies “reservatório com HC” com base em simples *crossplots* que utilizaram respostas dos perfis ILD e NPFI, com o objetivo de verificar se o critério aqui adotado era capaz de identificar os intervalos de Arenito Namorado selecionados a partir do ANASETE. Os resultados obtidos indicam que  $V_p$  tende a decrescer com o aumento tanto de  $V_{arg}$  quanto de  $\phi_e$ , sendo que somente com esta última a velocidade da onda P mantém uma relação de comportamento linear. Além disso, a porosidade efetiva exerce uma influência de maior peso nos valores de velocidade. O modelo que investigou a influência simultânea de  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  nos valores de  $V_p$  foi o que apresentou o mais alto grau de confiabilidade. Já as relações entre  $V_p$  e  $\rho_b$  mostram que a velocidade da onda P tende a crescer com o aumento da densidade, sendo que o grau de confiabilidade de ambos os ajustes é mediano. Por fim, a fácies “reservatório com HC” aqui definida foi, de uma forma geral, identificada com os intervalos de arenito selecionados. Somente em um poço o critério de identificação utilizado não reconheceu os intervalos registrados na descrição de testemunhos.

ABSTRACT OF MONOGRAPH PRESENTED TO THE UNDERGRADUATE COURSE  
OF GEOLOGY OF THE UNIVERSITY OF RIO DE JANEIRO AS OBLIGATORY  
REQUIREMENT OF THE DISCIPLINE “TRABALHO FINAL DE CURSO” (IGLU08)

EFFECTS OF EFFECTIVE POROSITY AND SHALINESS ON P-WAVE VELOCITIES  
IN NAMORADO SANDSTONE

JULIO KOSAKA DE OLIVEIRA

AUGUST / 2005

SUPERVISORS: JOSÉ AGNELO SOARES (UFRJ)  
JORGE LEONARDO MARTINS (ON/MCT)

SECTOR: APPLIED GEOPHYSICS

Trends in the behaviour of P-wave velocities ( $V_P$ ) caused by the influence of effective porosity ( $\phi_e$ ) and shaliness ( $V_{arg}$ ) were investigated in different intervals of Namorado sandstone, a well-known reservoir rock found in Campos Basin. This study was based on well logs and sequential analysis of core (ANASETE) data, and comprises 597 samples, which are distributed in eight wells of Namorado field. The methodology was based on linear regression models that investigated individual and simultaneous influence of  $\phi_e$  and  $V_{arg}$  in  $V_P$  values. Secondly, relations between  $V_P$  and bulk density ( $\rho_b$ ) based on power law and polynomial mathematical models were also investigated. In a posterior step of this study, the recognition of “reservoir with HC” facies based on simple crossplots of ILD and NPHI log responses was made in order to verify if the criterion here adopted was able to identify the Namorado sandstone’s intervals selected from ANASETE. The obtained results indicate that  $V_P$  tends to decrease as  $V_{arg}$  and  $\phi_e$  increase, and only  $V_P$  and  $\phi_e$  have a linear relationship. Besides, effective porosity exerts a stronger influence on velocity’s values than shaliness. The model of simultaneous influence of  $\phi_e$  and  $V_{arg}$  on  $V_P$  values showed the higher goodness of fit. In turn,  $V_P$  and  $\rho_b$  relations show that P-wave velocity tends to increase as bulk density increases, and these fits exhibit a median degree of certainty. Finally, in general, the defined “reservoir with HC” facies was identified with the selected sandstone’s intervals. This identification criterion only failed in one well.

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, aos meus pais, Roberto Fernandes de Oliveira e Titose Kosaka de Oliveira, e minha irmã, Roberta Kosaka de Oliveira, pelo incentivo e apoio ao longo de todos os anos da minha vida.

Aos meus orientadores, José Agnelo Soares e Jorge Leonardo Martins, pessoas a quem devo inúmeros e valiosos conhecimentos, e que me fizeram gostar da profissão na qual estou me graduando.

Ao Professor Jadir da Conceição da Silva, por sua contribuição no presente trabalho, assim como pelos conhecimentos transmitidos sobre perfilagem de poços.

Ao Programa de Capacitação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo da UFRJ (PRH-ANP-18), representado pelo Professor Leonardo Borghi, pela bolsa de iniciação científica e pelos gastos referentes a minha participação em congressos, simpósios e encontros científicos.

À Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda, em especial a Ronaldo Motta, Anastasia Coppoli e Eduardo Castro, pela oportunidade de estágio, e a Marselli Pinheiro, Carlos Gonçalves e Emiliano Santiago, pelo treinamento no *software* Interactive Petrophysics™ 3.1.

A todos os docentes e funcionários do Departamento de Geologia da UFRJ, que contribuíram para minha formação intelectual e pessoal.

Finalmente, a todos os amigos que fiz durante estes cinco anos de convívio quase que diário, pois tornaram esse período de tempo muito mais prazeroso e enriquecedor. Desejo sinceramente que todos tenham muito sucesso!

## SUMÁRIO

RESUMO.....	iii
ABSTRACT.....	iv
AGRADECIMENTOS.....	v
SUMÁRIO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	x
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Ondas P e S.....	1
1.2. Argilosidade ( $V_{arg}$ ) e porosidade total ( $\phi$ ).....	2
1.3. Velocidades sísmicas.....	3
1.4. Objetivos e finalidade.....	3
1.5. Material utilizado.....	4
2. BACIA DE CAMPOS.....	5
2.1. Localização.....	5
2.2. Estratigrafia e evolução tectono-sedimentar.....	5
2.3. Histórico petrolífero.....	8
2.4. Campo de Namorado.....	9
2.5. Arenito Namorado.....	10
3. DESCRIÇÃO DOS DADOS.....	12
4. MÉTODO.....	16
4.1. Determinação da velocidade da onda P ( $V_p$ ).....	16
4.2. Determinação da argilosidade ( $V_{arg}$ ).....	16
4.3. Determinação da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ).....	18
4.4. Aplicação dos ajustes.....	20
5. RESULTADOS.....	21
5.1. Valores de $V_p$ , $V_{arg}$ e $\phi_e$ .....	21
5.2. Influência individual de $V_{arg}$ nos valores de $V_p$ .....	21
5.3. Influência individual de $\phi_e$ nos valores de $V_p$ .....	24

5.4. Influência simultânea de $\phi_e$ e $V_{arg}$ nos valores de $V_p$ .....	24
5.5. Influência de $V_p$ nos valores de $\rho_b$ .....	27
6. IDENTIFICAÇÃO DA FÁCIES “RESERVATÓRIO COM HC”.....	31
6.1. Critérios de identificação.....	31
6.2. Metodologia.....	31
6.3. Resultados.....	34
7. CONCLUSÕES.....	46
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	48



## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1:** Mapa de localização da Bacia de Campos (mod. Rangel & Martins, [ca. 2000]).
- Figura 2.2:** Carta estratigráfica da Bacia de Campos (mod. ANP, 2005).
- Figura 2.3:** Descobertas realizadas na Bacia de Campos até 1997 (mod. Brandão & Guardado, [ca. 2000]). Os números se referem a poços situados em zonas que, até 1997, ainda não tinham um nome específico.
- Figura 2.4:** Produção de óleo por campo na Bacia de Campos em janeiro de 2004 (mod. Bacoccoli & Guimarães, 2004).
- Figura 3.1:** Exemplo do procedimento realizado para a seleção das amostras. Primeiramente foi identificado um intervalo espesso e contínuo de Arenito Namorado (retângulo laranja) na Análise Sequencial de Testemunhos (ANASETE).
- Figura 3.2:** O intervalo do Arenito Namorado, após ser identificado no ANASETE, é localizado nos perfis geofísicos de acordo com os valores de profundidade registrados na caixa do testemunho. Os dados disponíveis encontram-se no pacote Campo Escola de Namorado.
- Figura 4.1:** ANASETE do poço 7NA 0007 RJS, com destaque para o intervalo (retângulo verde) no qual foi escolhido um ponto típico de folhelho. Segundo as descrições de testemunhos presentes, as fácies contidas neste intervalo correspondem basicamente a interlaminações de siltito e folhelho. Uma vez reconhecido este ponto e observados os seus valores nos perfis DT, GR, ILD, NPHI e RHOB, buscou-se, para cada um dos demais poços estudados, um ponto cujas respostas destes cinco perfis geofísicos fossem semelhantes. A localização deste ponto típico de folhelho, para cada poço, está na Tabela 4.2.
- Figura 5.1:** Distribuições de frequência mostrando: **(a)** variação dos valores de  $V_P$  (verde),  $V_{arg}$  (vermelho) e  $\phi_e$  (ciano) ao longo das 597 amostras do Arenito Namorado selecionadas.  $V_P$  média é 3,51 km/s (desvio-padrão de 0,446), enquanto  $V_{arg}$  média é 14,8% (desvio-padrão de 5,161) e  $\phi_e$  média é 22,4% (desvio-padrão de 5,911); **(b)** variação de  $\ln(V_P)$  (verde), com média de 1,25 e desvio-padrão de 0,117,  $\ln(V_{arg})$  (vermelho), com média de 2,65 e desvio-padrão de 0,316 e  $\ln(k-\phi_e)$  (ciano), com média de 2,88 e desvio-padrão de 0,308, sendo  $k$  o valor máximo de  $\phi_e$  (=41%).
- Figura 5.2:** Influência individual da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado. O baixo coeficiente de determinação obtido ( $r^2 = 0,077$ ) reflete-se na grande dispersão dos pontos em relação à reta referente à equação (18) (reta laranja).
- Figura 5.3:** Influência individual da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (19) (reta laranja), sendo  $r^2 = 0,580$ .
- Figura 5.4:** Influência simultânea da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (20) (laranja), com  $r^2 = 0,799$ , juntamente com os resultados presentes na Tabela 5.2. No eixo vertical, o termo  $V_P(\text{calc})$  refere-se à velocidade encontrada a partir da equação (20) ou às equações da Tabela 5.1, enquanto o termo  $V_P(\text{obs})$  corresponde à velocidade obtida pela equação (3), ou seja, medida diretamente a partir do perfil sônico.
- Figura 5.5:** Influência simultânea da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (20) (laranja), com  $r^2 = 0,799$ , juntamente com os resultados obtidos por Han *et al.* (1986) (Tabela 5.3). No eixo vertical, o termo  $V_P(\text{calc})$  refere-se à velocidade encontrada a partir da equação (20) ou às equações da Tabela 5.2, enquanto o termo  $V_P(\text{obs})$  corresponde à velocidade obtida pela equação (3), ou seja, medida diretamente a partir do perfil sônico.
- Figura 5.6:** Relação entre a velocidade compressional ( $V_P$ ) e a densidade ( $\rho_b$ ) segundo o modelo presente na equação (16). A equação (21) (curva laranja) apresenta  $r^2 = 0,522$ . Os resultados

obtidos por Gardner *et al.* (1974) para arenitos e folhelhos (curvas azul e verde, respectivamente) encontram-se na Tabela 5.3.

**Figura 5.7:** Relação entre a velocidade compressional ( $V_p$ ) e a densidade ( $\rho_b$ ) segundo o modelo presente na equação (17). A equação (22) (curva laranja) apresenta  $r^2 = 0,523$ . Os resultados obtidos por Gardner *et al.* (1974) para arenitos e folhelhos (curvas azul e verde, respectivamente) encontram-se na Tabela 5.4.

**Figura 6.1:** Definição do valor limite de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  referente ao poço 3NA 0001A RJS com base na curva de frequência acumulada, cujo valor corresponde a 80% (ponto verde). Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.

**Figura 6.2:** Definição do valor limite de NPHI referente ao poço 3NA 0001A RJS com base na curva de frequência acumulada, cujo valor corresponde a 20% (ponto verde). Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.

**Figura 6.3:** *Crossplot* entre os valores de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  e NPHI referentes ao poço 3NA 0001A RJS, com a delimitação da área contendo as amostras correspondentes à fácies “reservatório com HC”. Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.

**Figura 6.4:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0001A RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.5:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0002 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.6:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0004 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.7:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 4RJS 0042 RJ (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.8:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0007 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.9:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0011A RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.10:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0012 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.11:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0037D RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

**Figura 6.12:** ANASETE do poço 4RJS 0042 RJ exibindo os intervalos de arenito Namorado selecionados para este estudo. Observa-se que a correlação entre os perfis GR e Core Gama em ambos os intervalos não parece ser muito precisa, devido à ausência de feições significativas, tais como picos característicos.

**Figura 6.13:** Correlação entre os oito poços estudados segundo as zonas que compreendem todos os intervalos referentes à fácies “reservatório com HC”. Abaixo está representada a localização de cada poço no mapa base do Campo de Namorado (em vermelho). Observa-se que a zona da fácies “reservatório com HC” se encontra a uma maior profundidade no poço 7NA 0037D RJS, o que sugere a possibilidade de um controle estrutural.

## LISTA DE TABELAS

**Tabela 3.1:** Distribuição das 597 amostras para cada intervalo contínuo de Arenito Namorado selecionado, ao longo dos oito poços considerados neste trabalho.

**Tabela 3.2:** Descrição das cinco fácies presentes nas 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo consta na Análise Seqüencial de Testemunhos (ANASETE) dos oito poços considerados neste trabalho.

**Tabela 4.1:** Valores das constantes  $GR_{sand}$  e  $GR_{shale}$  para cada poço estudado.

**Tabela 4.2:** Determinação do ponto típico de folhelho em cada poço estudado.

**Tabela 5.1:** Resultados presentes na literatura segundo o modelo da equação (15).

**Tabela 5.2:** Resultados de Han *et al.* (1986) segundo o modelo da equação (15).

**Tabela 5.3:** Resultados de Gardner *et al.* (1974) segundo a equação (16).

**Tabela 5.4:** Resultados de Gardner *et al.* (1974) segundo a equação (17).

**Tabela 6.1:** Valores limites dos perfis ILD e NPHI para cada poço estudado.

**Tabela 6.2:** Valores limites de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  e NPHI para cada poço estudado.

**Tabela 6.3:** Limites mínimo e máximo das zonas que compreendem todos os intervalos referentes à fácies “reservatório com HC”.

# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1. Ondas P e S**

As ondas compressoriais, longitudinais, primárias, ou simplesmente ondas P, correspondem a perturbações que se propagam através de um material, acústico ou elástico, a partir da aplicação de um esforço em algum ponto desse material. Ao longo da sua trajetória, as ondas P provocam vibrações nas partículas do meio, na mesma direção da propagação, isto é, longitudinais. Tais vibrações estão associadas a deformações longitudinais – esforços de compressão ou dilatacionais – que provocam alterações no volume do material onde ocorre a propagação. Portanto, as ondas P podem ocorrer tanto em fluidos (meios acústicos) como em sólidos (meios elásticos).

Por sua vez, as ondas cisalhantes, transversais, secundárias, ou simplesmente ondas S, correspondem a perturbações (vibrações das partículas) que ocorrem transversalmente à direção de propagação. Tais perturbações estão associadas a esforços cisalhantes, os quais provocam mudanças na forma do material onde ocorre a propagação. Sendo assim, somente materiais elásticos permitem a propagação das ondas S, pois os meios acústicos (fluidos) não resistem a mudanças na sua forma.

No contexto da Geofísica de Exploração, as ondas P e S, também chamadas de ondas de corpo, caracterizam as informações registradas nos sistemas sismográficos – Métodos Sísmicos. Ou seja, os tempos de percurso e as amplitudes das vibrações provocadas por aquelas perturbações elásticas são registradas em forma de sismogramas. A partir desses registros, infere-se a distribuição espacial, em subsuperfície, das velocidades de propagação das ondas elásticas – velocidades sísmicas. A presente monografia visa estudar essas velocidades a partir de perfis geofísicos de poços de petróleo no conjunto de dados do Campo de Namorado, Formação Macaé, Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil. Dado que as rochas sedimentares são materiais heterogêneos, muitos fatores influenciam a magnitude das velocidades sísmicas. A seguir, descrevemos as quantidades mais importantes no estudo da dependência das velocidades sísmicas, quais sejam, argilosidade e porosidade.

## 1.2. Argilosidade ( $V_{arg}$ ) e porosidade total ( $\phi$ )

A argilosidade ( $V_{arg}$ ) representa o conteúdo de argila presente na rocha. O termo argila corresponde a uma fração granulométrica inferior a 4  $\mu\text{m}$  (ou 0,004 mm). Este termo também pode ser empregado para designar os minerais de argila, os quais correspondem essencialmente a silicatos de alumínio hidratados, de granulometria fina e que podem ser subdivididos em dois grupos principais (montmorillonita e ilita). Argilitos são rochas sedimentares formadas essencialmente por grãos da fração argila. Quando um argilito apresenta fissilidade, ou seja, desloca-se em planos preferenciais e paralelos, pode ser denominado de folhelho. Minerais de argila são comuns em folhelhos, porém também é possível a ocorrência de folhelhos formados essencialmente por grãos de feldspato, por exemplo. Um arenito, por sua vez, corresponde a uma rocha sedimentar formada essencialmente por grãos do tamanho areia (0,062 a 2 mm), independente da sua composição química e mineralógica. No entanto, é comum se considerar apenas rochas sedimentares siliciclásticas (formadas por sedimentos originados fora da área de deposição) como arenitos, sendo compostas basicamente por quartzo, feldspato e fragmentos líticos. Por outro lado, utiliza-se o termo carbonato para designar uma rocha sedimentar formada essencialmente por grãos de calcita e/ou dolomita de tamanho areia. Finalmente, siltitos são rochas sedimentares formadas essencialmente por grãos do tamanho silte, que é intermediário às frações argila e areia, ou seja, varia de 4 a 62  $\mu\text{m}$  (ou 0,004 a 0,062 mm). As classes nominais de granulometria mencionadas baseiam-se em Wentworth (1922).

A porosidade total ( $\phi$ ) de um material é definida como a razão entre o volume de vazios e o seu volume total (Nery, 1990), representando uma grandeza adimensional. Numa rocha, o espaço vazio encontra-se em fraturas nela presentes ou nos contatos entre os grãos que a compõem. O primeiro caso apresenta-se em carbonatos, enquanto que o último caso está especialmente relacionado aos arenitos.

A porosidade efetiva ( $\phi_e$ ), que também é a uma grandeza adimensional, difere da porosidade total ( $\phi$ ) por envolver apenas os poros interconectados, ou seja, o espaço vazio em que é possível a ocorrência de fluxo de fluido caso o material sofra, por exemplo, um alívio de pressão. Como a argila, apesar de porosa, apresenta baixa permeabilidade, a porosidade efetiva de uma rocha é comumente calculada desconsiderando-se a argilosidade nela presente, como pode ser observado nas equações (9), (10) e (11).

Geofisicamente, uma rocha pode ser considerada como um sistema trifásico, ou seja, apresenta matriz, espaço poroso (normalmente preenchido por fluidos) e conteúdo de argila.

### 1.3. Velocidades sísmicas

As velocidades de propagação das ondas P ( $V_P$ ) e S ( $V_S$ ) são propriedades fundamentais de materiais elásticos. Quando a propagação dessas ondas ocorre nas rochas, elas recebem o nome de velocidades sísmicas e possuem importância crucial no processamento de dados sísmicos (Yilmaz, 1987). A partir delas, é possível distinguir litologias, bem como determinar as constantes elásticas dinâmicas dos materiais. Portanto, ambas correspondem às propriedades fundamentais do método sísmico.

A velocidade de propagação das ondas P é expressa matematicamente por

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}, \quad (1)$$

ao passo que a velocidade de propagação das ondas S é dada por

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (2)$$

sendo  $\lambda$  e  $\mu$  os parâmetros de Lamé, os quais definem as propriedades elásticas da rocha, enquanto  $\rho$  representa a sua densidade. Uma simples análise das equações (1) e (2) indica que  $V_P > V_S$ , pois as constantes  $\lambda$  e  $\mu$  não são simultaneamente nulas para um único material (Martins, 2001). Entretanto, as relações (1) e (2) somente são válidas para materiais sólidos, não-porosos.

Em uma rocha, vários fatores afetam as velocidades sísmicas, tais como conteúdo de fluidos, fraturas, estado de tensões, cimentação, grau de compactação, entre outros. Para o caso de rochas-reservatório, porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e argilosidade ( $V_{arg}$ ) ocupam posição de destaque. A primeira representa o espaço disponível para a ocupação do fluido, enquanto a última exerce a função de inibidora do fluxo desse fluido, além de possibilitar uma avaliação sobre a qualidade do reservatório em termos de produção de óleo.

### 1.4. Objetivos e finalidade

O objetivo deste trabalho foi investigar tendências de comportamento que a velocidade da onda P ( $V_P$ ) apresenta em função dos parâmetros porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e

argilosidade ( $V_{arg}$ ) de pacotes sedimentares. Para tal, fez-se uso de modelos de regressões lineares que investigam a influência tanto individual quanto simultânea de  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  nos valores de  $V_p$ . Os pacotes sedimentares investigados correspondem a intervalos do Arenito Namorado, uma reconhecida rocha-reservatório presente na Bacia de Campos.

Secundariamente, também foram investigadas tendências de comportamento da densidade ( $\rho_b$ ) em função dos valores de  $V_p$ , agora através de modelos de ajuste tanto por potência quanto polinomial de grau 2.

Por fim, os resultados obtidos foram comparados com outros já presentes na literatura, segundo os mesmos modelos de ajuste.

Uma etapa posterior do presente trabalho consistiu no reconhecimento da fácies aqui denominada de “reservatório com HC” com base em simples diagramas de dispersão (*crossplots*). Esta fácies corresponde basicamente aos intervalos do Arenito Namorado que apresentam acumulação de hidrocarbonetos. O reconhecimento se deu a partir da delimitação de áreas presentes em cada *crossplot* que apresentavam propriedades físicas caracteristicamente diagnósticas da presença de hidrocarbonetos. Todo o procedimento adotado para a escolha destas propriedades físicas, bem como de seus valores limites para a configuração das áreas nos *crossplots*, encontra-se descrito no item 6 deste relatório. Por fim, fez-se uma correlação entre os vários poços estudados com base nos intervalos reconhecidos como fácies “reservatório com HC” em cada poço.

### **1.5. Material utilizado**

O material utilizado corresponde a um conjunto de dados de perfilagem geofísica e de análises seqüenciais de testemunho compreendidos no pacote Campo Escola de Namorado, cedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Brasil). Os dados de perfilagem correspondem a arquivos com extensão .LAS, ao passo que as análises de testemunho estão em formato ANASETE.

O carregamento dos arquivos com extensão .LAS, o cálculo dos valores de  $V_p$ ,  $V_{arg}$  e  $\phi_e$ , além dos gráficos referentes aos perfis geofísicos, foram feitos a partir do *software* Interactive Petrophysics™ 3.1, desenvolvido pela PGL, sendo sua comercialização e suporte exclusivos da Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda. Para a confecção de alguns *crossplots*, utilizou-se o *software* MATLAB 6.1.

## 2. BACIA DE CAMPOS

### 2.1. Localização

A Bacia de Campos situa-se entre a costa norte do estado do Rio de Janeiro e o sul do Espírito Santo, estando compreendida entre os paralelos 21 e 23 sul (Figura 2.1). Seu limite norte corresponde ao Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo, enquanto seu limite sul com a Bacia de Santos se dá pelo Alto de Cabo Frio (Rangel *et al.*, 1994). Trata-se de uma bacia de margem continental, cobrindo uma área de cerca de 100.000 km<sup>2</sup>, dos quais apenas 500 km<sup>2</sup> se encontram em área emersa (Milani *et al.*, 2000).

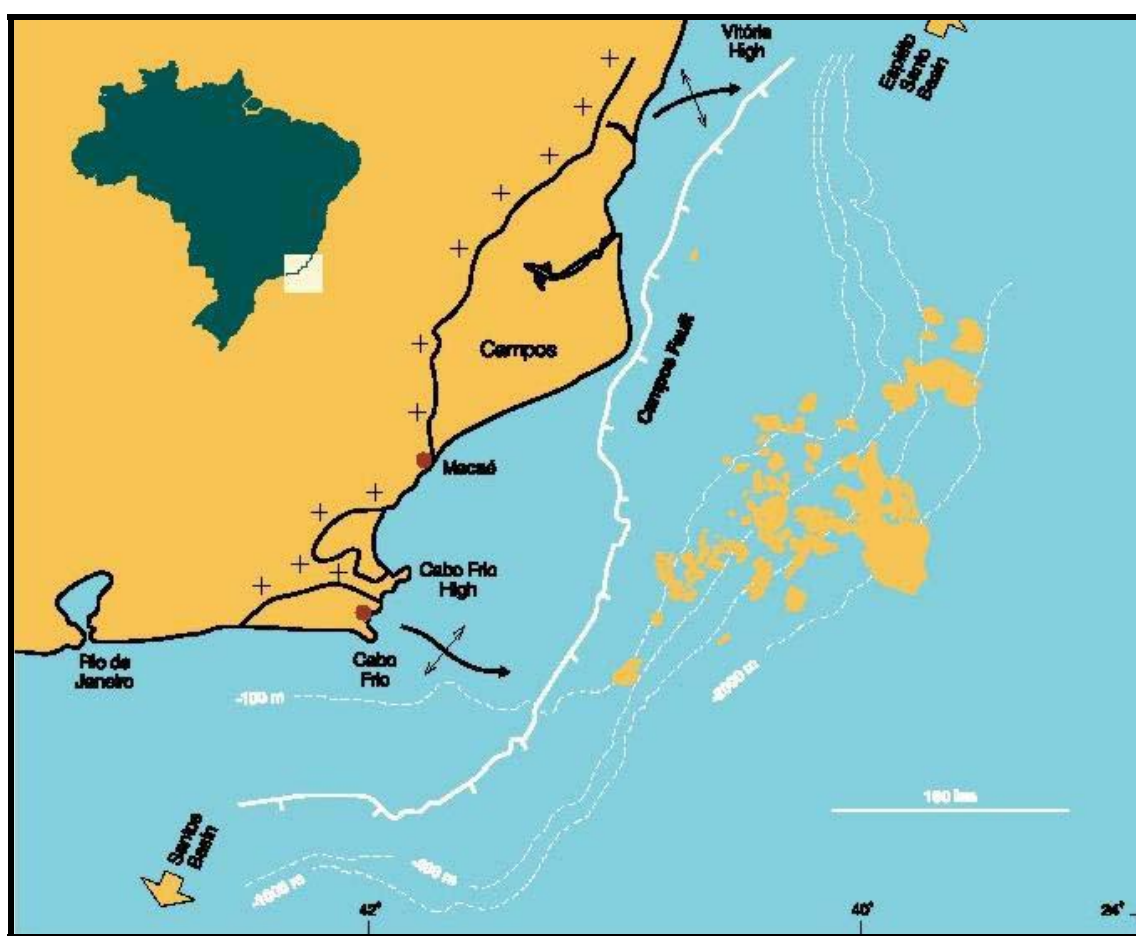


Figura 2.1: Mapa de localização da Bacia de Campos (mod. Rangel & Martins, [ca. 2000]).

### 2.2. Estratigrafia e evolução tectono-sedimentar

A origem e evolução da Bacia de Campos, cuja carta estratigráfica encontra-se na Figura 2.2, estão relacionadas ao processo de abertura do Atlântico Sul, como resultado de esforços tectônicos que provocaram a fragmentação do paleocontinente Gondwana.



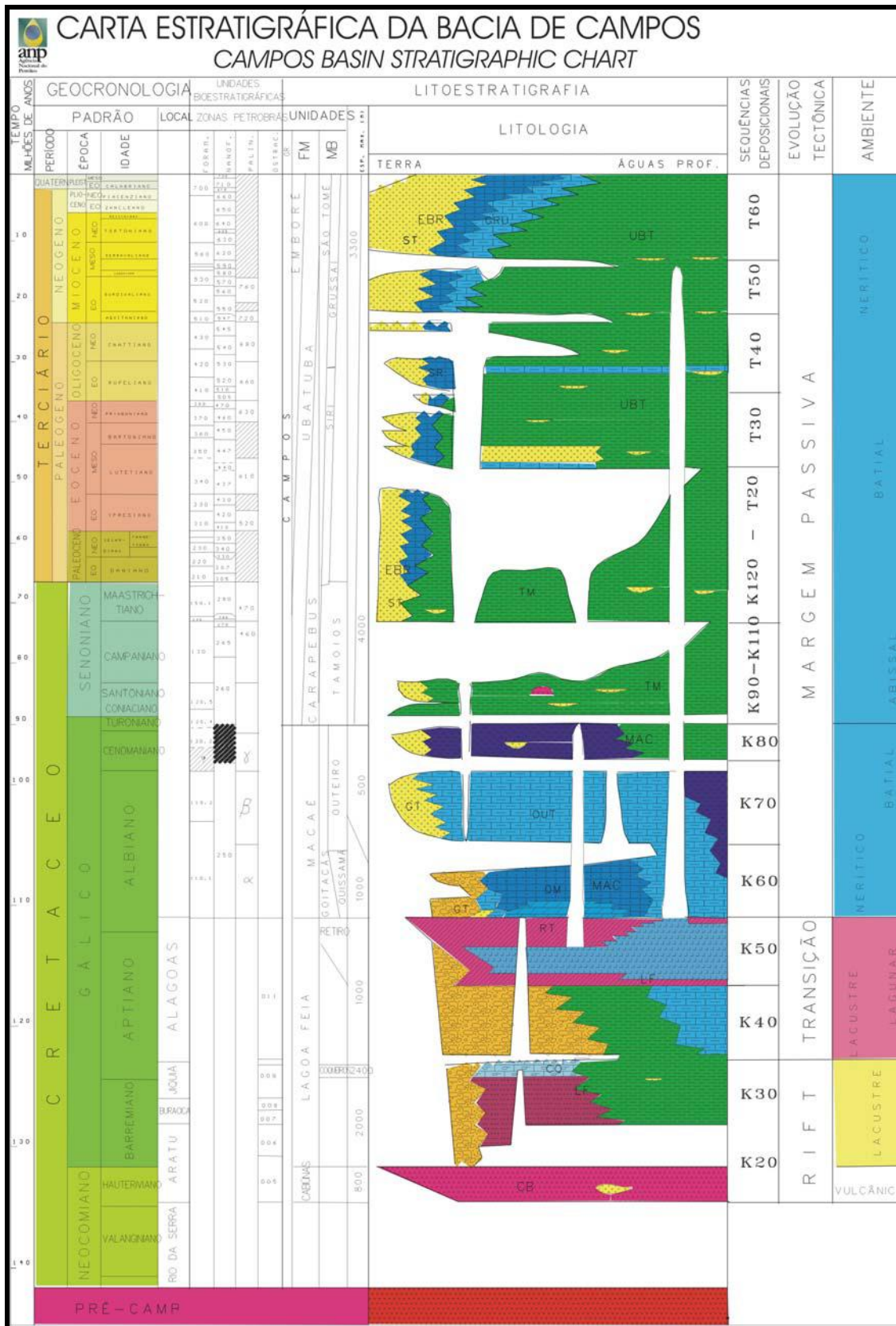


Figura 2.2: Carta estratigráfica da Bacia de Campos (mod. ANP, 2005).

Inicialmente ocorreram derrames basálticos eocretáceos que constituem o assoalho de todo o preenchimento sedimentar da Bacia de Campos, correspondendo à Formação Cabiúnas (Rangel *et al.*, 1994). Datações realizadas nos basaltos e rochas vulcanoclásticas presentes indicam idades entre 130 e 120 Ma (Dias *et al.*, 1990 *apud* Milani *et al.*, 2000).

Em seguida, no intervalo Neocomiano Superior-Barremiano, depositou-se o pacote rifte da porção inferior da Formação Lagoa Feia, a qual inclui conglomerados com abundantes clastos de basalto, além de arenitos, folhelhos ricos em matéria orgânica e coquinas (Membro Coqueiros), definindo um contexto de sedimentação lacustre. A parte superior da Formação Lagoa Feia, por sua vez, é representada por uma seqüência de conglomerados e folhelhos avermelhados de idade aptiana recobertos por uma seção de evaporitos do Neoptiano (Membro Retiro) (Milani *et al.*, 2000), estes últimos compostos essencialmente por halita hialina e anidrita branca (Rangel *et al.*, 1994).

Durante o Albiano-Cenomaniano, as condições marinhas passaram a prevalecer na bacia, ocorrendo a Formação Macaé, que consiste em carbonatos clásticos e oolíticos (Membro Quissamã) em sua porção inferior. Já a parte superior inclui calcilutitos, margas e folhelhos (Membro Outeiro), além de arenitos turbidíticos (Membro Namorado). Finalmente, conglomerados e arenitos pobremente selecionados (Membro Goitacás) constituem suas porções mais proximais (Milani *et al.*, 2000).

O Grupo Campos representa o preenchimento desta bacia marginal durante a fase final de subsidência térmica e basculamento do substrato para leste. Este pacote é representado por sedimentos proximais areno-conglomerático-carbonáticos (Formação Emborê) que gradam para folhelhos e margas nas porções distais (Formação Ubatuba). A Formação Ubatuba compreende também intercalações de arenitos turbidíticos (Membro Carapebus) (Milani *et al.*, 2000), resultantes da atuação de correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, do Turoniano ao Holoceno (Rangel *et al.*, 1994).

Segundo Oreiro (2001), a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Campos pode ser dividida em três fases, a partir do magmatismo referente à Formação Cabiúnas. Primeiramente, a partir do Eocretáceo tem-se a fase *Rift*, em que foi formado um sistema de *rift valleys* alongado na direção S/SW – N/NE, com sedimentação continental siliciclástica e carbonática da porção inferior da Formação Lagoa Feia em ambiente lacustre tectonicamente controlado. A seguir, verifica-se a Fase Transicional, no intervalo Aptiano-

Eoalbiano, que constitui a seção evaporítica da parte superior da Formação Lagoa Feia. Por fim, do Albiano até o Holoceno encontra-se a Fase *Drift*, caracterizada pela deposição de uma megasseqüência marinha, compreendendo a Formação Macaé e o Grupo Campos.

### 2.3. Histórico petrolífero

Segundo Mendonça *et al.* (2003/2004), o início dos trabalhos de exploração na Bacia de Campos se deu em 1959 com a perfuração do poço Cabo de São Tomé (2-CSTst-1-RJ), locado para testar as possibilidades de ocorrência de óleo e adquirir informações geológicas. No ano de 1971, foi perfurado o poço 1-RJS-1, que objetivava testar uma estrutura anticlinal situada sobre o então denominado Alto Estrutural Leste. Este poço registrou indícios de petróleo num intervalo correspondente a um arenito fino, argiloso.

Em novembro de 1973, a perfuração do poço 1-RJS-9A atingiu uma seção de calcários porosos, com uma coluna de óleo de mais de 100 m de espessura, com reservas estimadas em mais de 100 milhões de barris. Estava descoberto o Campo de Garoupa, o qual se reveste de especial importância para a Geologia do Petróleo no Brasil, pois marca a primeira descoberta de porte na plataforma continental brasileira (Mendonça *et al.*, 2003/2004).

A partir de então, vários outros campos de petróleo são sucessivamente descobertos na Bacia de Campos, desde 1975 até os dias atuais. Entre eles, destacam-se os campos de Namorado (primeiro gigante da plataforma continental brasileira), Enchova (instalação do primeiro Sistema Antecipado de Produção, um marco na produção brasileira de petróleo), Cherne (primeiro levantamento sísmico tridimensional na Bacia de Campos), Marimbá (primeira descoberta em águas profundas da Bacia de Campos, com 383 m de lâmina d'água), Albacora (gigante com volume de óleo *in place* da ordem de 4,5 bilhões de barris), Marlim (gigante com mais de 6 bilhões de barris de óleo *in place*) e Roncador (posição batimétrica de 1853 m de lâmina d'água, o que constituiu um recorde mundial na época do seu descobrimento, além de apresentar um volume de óleo *in place* de 9 bilhões de barris). As rochas-reservatório correspondem basicamente aos arenitos e calcários da Formação Macaé, calcários da Formação Lagoa Feia e arenitos do Membro Carapebus (Mendonça *et al.*, 2003/2004). Todas as descobertas realizadas na Bacia de Campos até 1997 podem ser observadas na Figura 2.3.



**Figura 2.3:** Descobertas realizadas na Bacia de Campos até 1997 (mod. Brandão & Guardado, [ca. 2000]). Os números se referem a poços situados em zonas que, até 1997, ainda não tinham um nome específico.

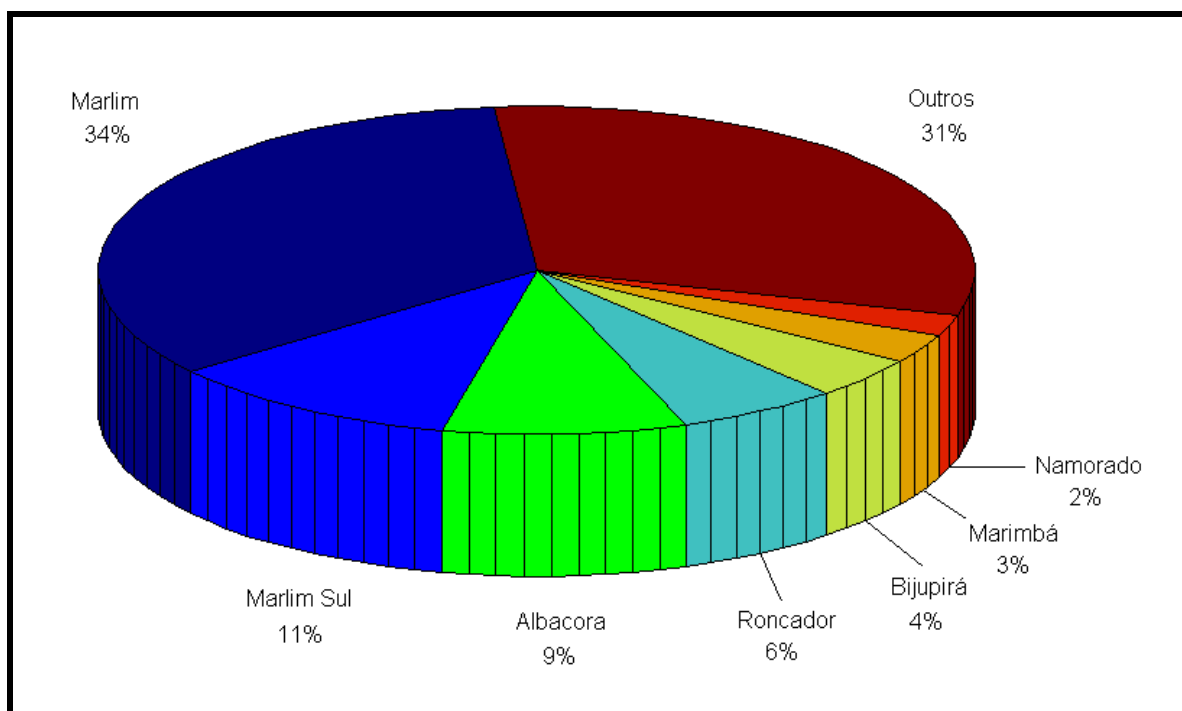
Como consequência de tantas descobertas, a Bacia de Campos se tornou a região petrolífera mais prolífica do Brasil, com uma reserva de cerca de 12 bilhões de barris (Guardado *et al.*, 1990 *apud* Milani *et al.*, 2000), localizada tanto em plataforma rasa quanto em águas profundas. Em agosto de 2004, sua produção média atingiu 1,24 milhões de barris por dia, o que corresponde a aproximadamente 83% da produção nacional de óleo (Franke, 2004).

#### 2.4. Campo de Namorado

O Campo de Namorado foi descoberto em 1975, através da perfuração do poço pioneiro 1-RJS-19, localizado em cota batimétrica de 172 m. Curiosamente, esperava-se atingir os calcários albianos da Formação Macaé, similares aos encontrados no Campo de Garoupa, descoberto no ano anterior. No entanto, o poço penetrou uma seção portadora de petróleo em arenitos turbidíticos albianos, informalmente conhecidos como Arenito Namorado. Estava então descoberto o Campo de Namorado, que corresponde ao primeiro

gigante da plataforma continental brasileira, com reservas superiores a 250 milhões de barris (Mendonça *et al.*, 2003/2004).

Dados de agosto de 2004 mostram uma produção da ordem de 39 mil barris diários no Campo de Namorado (Franke, 2004), números que o tornam responsável por aproximadamente 2% da produção total de óleo na Bacia de Campos (Bacocoli & Guimarães, 2004) (Figura 2.4).



**Figura 2.4:** Produção de óleo por campo na Bacia de Campos em janeiro de 2004 (mod. Bacocoli & Guimarães, 2004).

## 2.5. Arenito Namorado

De acordo com Rangel *et al.* (1994), o Arenito Namorado corresponde a uma denominação informal que se refere aos arenitos turbidíticos presentes na parte superior da Formação Macaé. Milani *et al.* (2000) individualizam esses corpos arenosos como Membro Namorado, o qual ocorre associado a calcilutitos, margas e folhelhos do Membro Outeiro. Tigre & Lucchesi (1986) inserem o Arenito Namorado em uma seqüência de transgressão marinha.

Segundo Vasquez (2000), o Arenito Namorado resulta do amalgamento de doze corpos turbidíticos de 2 a 20 m de espessura e 6 a 20 km de largura, compreendendo duas

sucessões de reservatórios separadas por uma seqüência de margas, folhelhos, lamitos e calcilutitos bioturbados de espessura entre 11 e 17 m. Nos níveis reservatório ocorrem ainda intercalações finas (menores que 3,4 m) de rochas não-reservatório totalizando 14% da espessura.

Silva *et al.* (2003) caracterizam o Arenito Namorado como espessos corpos arenosos de composição arcoseana, apresentando extensiva cimentação carbonática e boas porosidades efetivas. Corresponde ao intervalo entre o Albiano Superior e o Cenomaniano Inferior da Bacia de Campos (Souza Jr., 1997 *apud* Silva *et al.*, 2003). Para Vasquez (2000), o Arenito Namorado compõe-se de arenitos não estratificados apresentando granulação fina a muito fina. No entanto, podem ocorrer fácies subordinadas de granulação grossa a média. Trata-se de arenitos pobremente selecionados e com composição básica de quartzo, feldspato e fragmentos líticos. A matriz argilosa inclui 3 a 30% de silte e 1 a 6% de argila, ocorrendo ainda até 11% de intraclastos carbonáticos e até 9% de bioclastos. A cimentação por calcita varia de 1 a 53% em volume e exerce algum controle sobre a porosidade. Os valores de porosidade, em geral, variam de 1,8 a 32,2%.

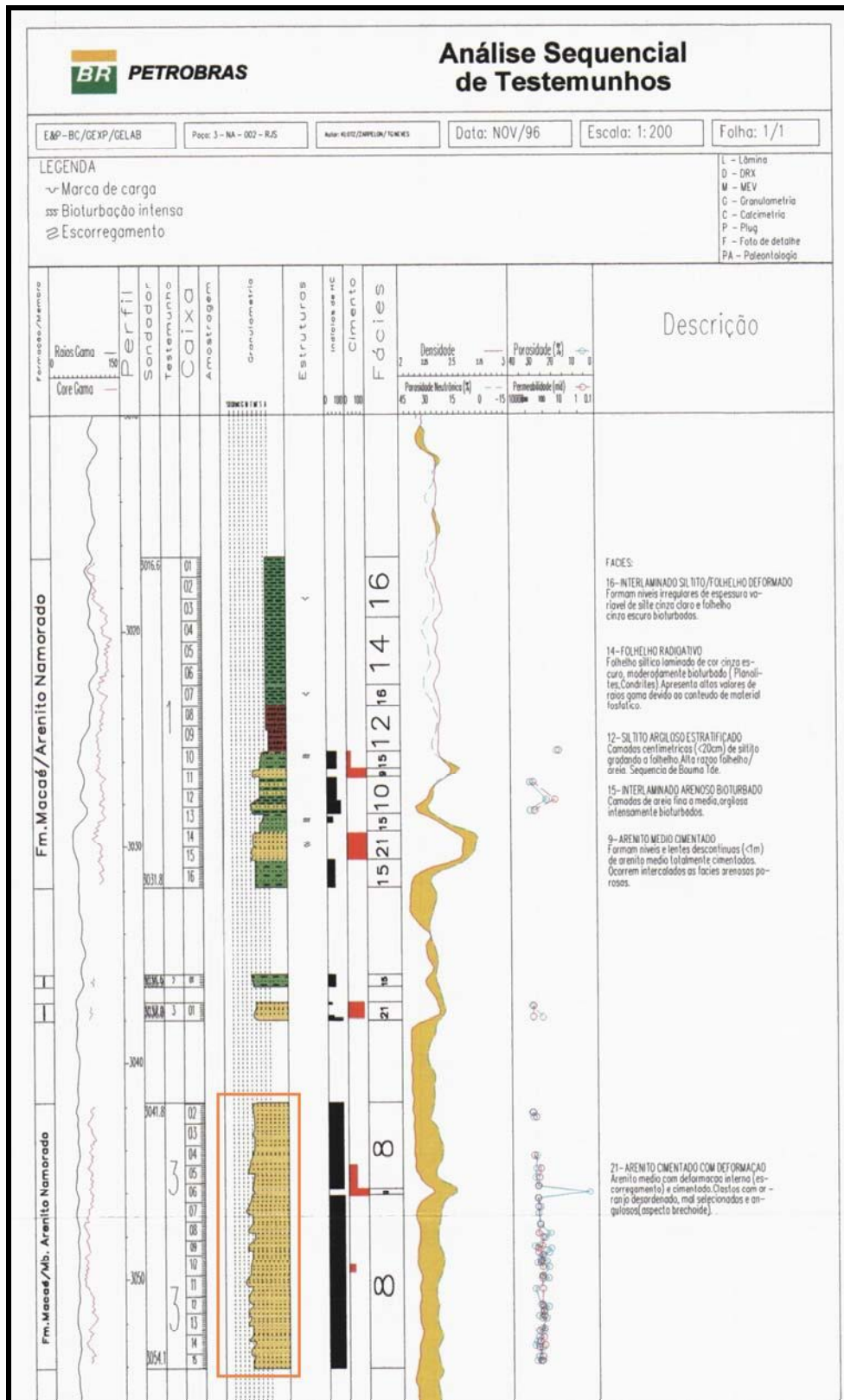
### 3. DESCRIÇÃO DOS DADOS

Os dados utilizados no presente trabalho pertencem ao conjunto de dados denominado Campo Escola de Namorado, o qual foi cedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Brasil) para fins didáticos às instituições de ensino e pesquisa brasileiras. Correspondem a descrições de testemunhos em formato ANASETE juntamente com informações relacionadas a cinco perfis geofísicos: sônico (DT), raios-gama (GR), resistividade (ILD), nêutrons (NPHI) e densidade (RHOB), respectivamente expressos em  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , unidades API,  $\Omega\text{m}$ , % e  $\text{g}/\text{cm}^3$ .

Para a seleção das amostras, inicialmente foi utilizada a Análise Sequencial de Testemunhos (ANASETE) de forma a identificar intervalos contínuos de Arenito Namorado com espessura mínima de 1 m. Adotou-se este limite mínimo como forma de garantir um número razoável de amostras para cada intervalo arenoso escolhido, já que os dados de perfilagem registram informações a cada 20 cm. Em seguida, estes mesmos intervalos foram localizados nos perfis geofísicos a partir dos valores de profundidade contidos nas caixas dos testemunhos. Um exemplo de como foi feita a seleção das amostras pode ser observado nas Figuras 3.1 e 3.2.

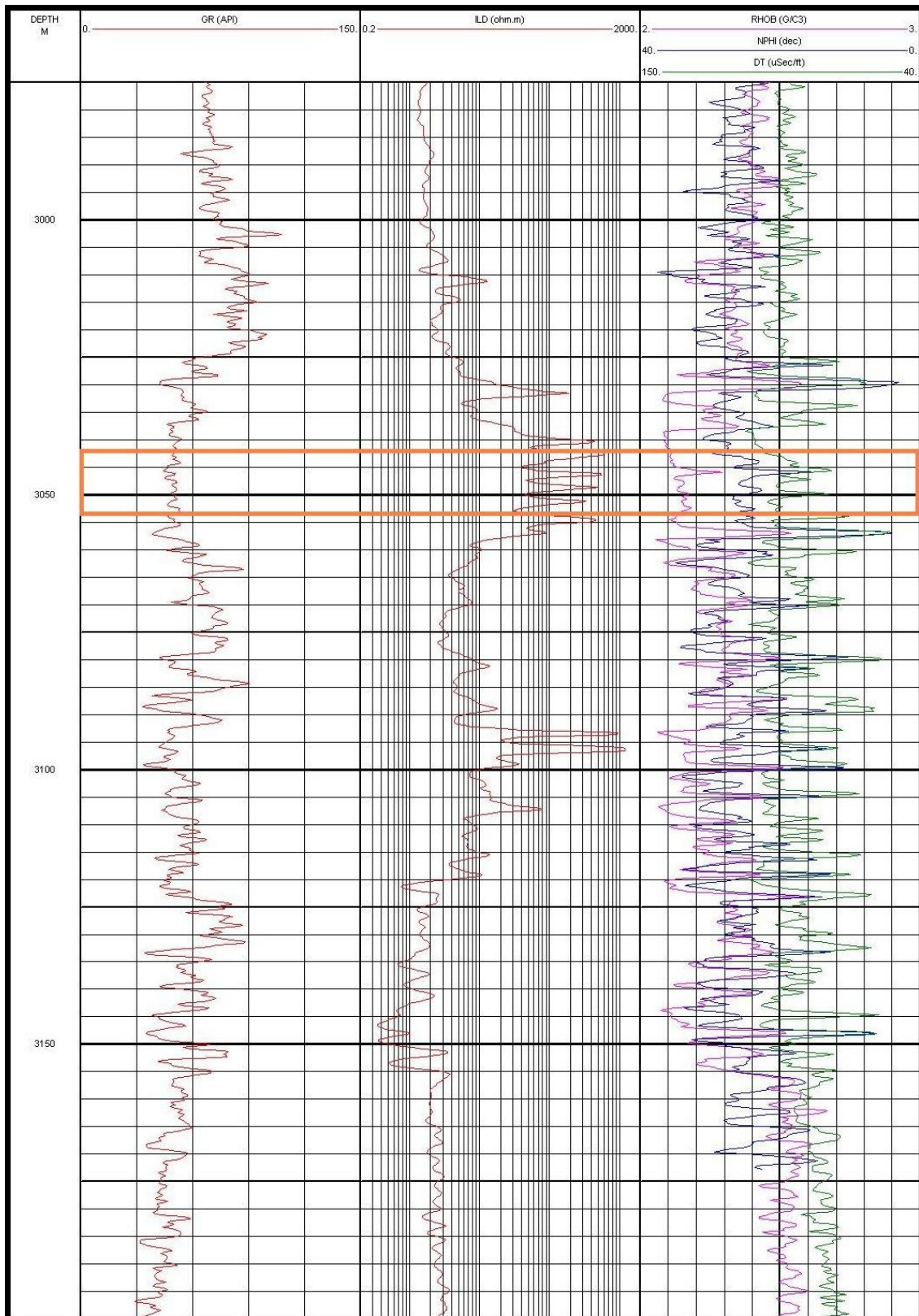
Ao todo, foram selecionadas 597 amostras, distribuídas em oito poços presentes no Campo de Namorado. Os outros poços não foram aqui considerados porque somente os oito escolhidos apresentavam tanto a descrição de testemunhos em formato ANASETE quanto os cinco perfis geofísicos já mencionados, além de conterem intervalos contínuos de Arenito Namorado com espessura mínima de 1 m. A distribuição das amostras para cada intervalo de arenito selecionado ao longo dos oito poços pode ser observada na Tabela 3.1.

As amostras selecionadas referem-se a cinco fácies distintas presentes no Arenito Namorado, as quais estão identificadas nas análises sequenciais de testemunhos (ANASETE). A descrição de cada uma destas fácies encontra-se na Tabela 3.2. É importante ressaltar que um mesmo intervalo contínuo de arenito pode perfeitamente conter mais de uma fácies.



**Figura 3.1:** Exemplo do procedimento realizado para a seleção das amostras. Primeiramente foi identificado um intervalo espesso e contínuo de Arenito Namorado (retângulo laranja) na Análise Sequencial de Testemunhos (ANASETE).





**Figura 3.2:** O intervalo do Arenito Namorado, após ser identificado no ANASETE, é localizado nos perfis geofísicos de acordo com os valores de profundidade registrados na caixa do testemunho. Os dados disponíveis encontram-se no pacote Campo Escola de Namorado.

**Tabela 3.1: Distribuição das 597 amostras para cada intervalo contínuo de Arenito Namorado selecionado, ao longo dos oito poços considerados neste trabalho.**

Poço	Intervalo (m)	Número de amostras
3NA 0001A RJS	3001,6 a 3005,0	18
3NA 0001A RJS	3006,0 a 3007,8	10
3NA 0001A RJS	3008,2 a 3012,0	20
3NA 0002 RJS	3041,8 a 3054,0	62
3NA 0004 RJS	3034,0 a 3040,2	32
3NA 0004 RJS	3045,4 a 3048,0	14
3NA 0004 RJS	3083,2 a 3089,2	31
3NA 0004 RJS	3095,0 a 3108,0	66
4RJS 0042 RJ	3135,0 a 3140,0	26
4RJS 0042 RJ	3146,8 a 3161,0	72
7NA 0007 RJS	3098,0 a 3102,0	21
7NA 0007 RJS	3134,0 a 3139,2	27
7NA 0011A RJS	3124,0 a 3132,8	45
7NA 0011A RJS	3134,2 a 3138,2	21
7NA 0012 RJS	3013,4 a 3018,4	26
7NA 0012 RJS	3021,2 a 3024,4	17
7NA 0012 RJS	3078,0 a 3086,4	43
7NA 0012 RJS	3088,4 a 3091,0	14
7NA 0037D RJS	3223,8 a 3230,0	32

**Tabela 3.2: Descrição das cinco fácies presentes nas 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo consta na Análise Seqüencial de Testemunhos (ANASETE) dos oito poços considerados neste trabalho.**

Fácies	Nome	Descrição
6	arenito grosso amalgamado	camadas métricas, base areia muito grossa a conglomerática e topo areia grossa. Delgados níveis de gradação inversa/normal na base. Está presente em intervalos selecionados dos poços 4RJS 0042 RJ e 7NA 0007 RJS.
7	arenito médio laminado	camadas com até 1 m de espessura com um <i>trend</i> de gradação normal com base areia grossa e topo areia fina. Laminações plano-paralelas-carpets. Está presente somente em intervalos selecionados do poço 7NA 0012 RJS.
8	arenito médio gradado	composição arcoseana, bem selecionado, aspecto maciço, gradação às vezes incipiente ou do tipo cauda grossa. Está presente em intervalos selecionados de todos os oito poços.
9	arenito médio cimentado	equivalente à fácies 8 porém cimentado. Somente está ausente nos intervalos selecionados dos poços 3NA 0001A RJS e 7NA 0012 RJS.
21	arenito cimentado com deformação	arenito médio, com deformações internas – escorregamentos – e cimentado. Clastos em arranjo desordenado, mal selecionados e angulosos – aspecto brechóide. Está presente somente em intervalos selecionados do poço 7NA 0012 RJS.

## 4. MÉTODO

### 4.1. Determinação da velocidade da onda P ( $V_P$ )

Os valores de velocidade da onda P ( $V_P$ ) foram obtidos diretamente a partir dos dados referentes ao perfil sônico (DT), através de uma simples conversão de unidades (de  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para  $\text{km}/\text{s}$ ). Logo, tem-se

$$V_P = \frac{304,8}{\Delta t_{\text{perfil}}}, \quad (3)$$

sendo  $\Delta t_{\text{perfil}}$  a resposta do perfil DT para cada amostra selecionada. Este perfil mede a diferença do tempo de trânsito da onda P registrada em dois receptores presentes na sonda, posicionados a uma distância de 1 pé (ft) entre si.

### 4.2. Determinação da argilidade ( $V_{\text{arg}}$ )

Os valores de argilidade ( $V_{\text{arg}}$ ) foram estimados a partir de expressões matemáticas empíricas de uso comum em perfilagem de poços. Inicialmente calculou-se o índice de raios-gama ( $I_{\text{GR}}$ ) (Nery, 1990), através da relação

$$I_{\text{GR}} = \frac{\text{GR}_{\text{perfil}} - \text{GR}_{\text{sand}}}{\text{GR}_{\text{shale}} - \text{GR}_{\text{sand}}}. \quad (4)$$

O termo  $\text{GR}_{\text{perfil}}$  refere-se ao valor medido diretamente no perfil de raios-gama (GR) para cada amostra. As constantes  $\text{GR}_{\text{sand}}$  e  $\text{GR}_{\text{shale}}$  correspondem, respectivamente, aos valores mínimo e máximo registrados no perfil GR, para cada poço. O termo  $\text{GR}_{\text{sand}}$  define a linha base dos arenitos, ao passo que  $\text{GR}_{\text{shale}}$  define a linha base dos folhelhos (Silva, 2003). Os valores de  $\text{GR}_{\text{sand}}$  e  $\text{GR}_{\text{shale}}$  para cada poço estudado encontram-se na Tabela 4.1. Devido à presença de gás verificada em alguns intervalos presentes no ANASETE, o valor de argilidade estimado com base nos perfis NPHI e de porosidade obtida a de RHOB não foi aqui obtido.

Os valores de argilidade ( $V_{\text{arg}}$ ) são então calculados a partir do índice  $I_{\text{GR}}$  através das seguintes expressões:

$$V_{\text{arg1}} = 0.083 [2^{(3.7 \times I_{\text{GR}})} - 1]; \quad (5)$$

$$V_{\text{arg2}} = 0.33 [2^{(2 \times I_{\text{GR}})} - 1]; \quad (6)$$

$$V_{\text{arg3}} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{\text{GR}} + 0.7)^2}. \quad (7)$$

A equação (5) (Larionov, 1969) é empregada para sedimentos terciários ou recentes, ao passo que a equação (6) (Larionov, 1969) é melhor aplicada em rochas mesozóicas ou anteriores (Dresser Atlas, 1979). A equação (7) também é mais apropriada para rochas recentes (Clavier *et al.*, 1977).

O valor final da argilosidade ( $V_{arg}$ ) obtido para cada amostra corresponde à média aritmética dos resultados das equações (5), (6) e (7), ou seja,

$$V_{arg} = \frac{V_{arg1} + V_{arg2} + V_{arg3}}{3} \times 100\%. \quad (8)$$

A opção por utilizar um valor médio final, resultante da equação (8), reside numa tentativa de suavizar ou, pelo menos, melhor distribuir o erro presente em cada estimativa. Nota-se que existem restrições quanto ao uso de algumas expressões, porém vale lembrar que as mesmas foram elaboradas com base em dados referentes a formações rochosas com características faciológicas, mineralógicas e petrofísicas distintas das do Arenito Namorado.

Um fator complicador para a confiabilidade dos valores de argilosidade encontrados reside na composição arcoseana (basicamente quartzo e feldspato) do Arenito Namorado. Isso porque, conforme consta na equação (4), a argilosidade foi calculada a partir do perfil GR, o qual é sensível à radioatividade natural emitida pelos elementos Urânio ( $U^{238}$ ), Tório ( $Th^{232}$ ) e Potássio ( $K^{40}$ ). Este último elemento, geralmente, tem sua ocorrência associada a minerais de argila, porém ele também pode estar presente no grão de K-feldspato de um arenito arcoseano. Portanto, é importante ressaltar que os valores resultantes da equação (8) não devem ser considerados perfeitamente corretos, e sim apenas estimativas do teor e da variação do conteúdo de argila ao longo da rocha.

**Tabela 4.1: Valores das constantes  $GR_{sand}$  e  $GR_{shale}$  para cada poço estudado.**

Poço	$GR_{sand}$ (unidades API)	$GR_{shale}$ (unidades API)
3NA 0001A RJS	18	99
3NA 0002 RJS	29	108
3NA 0004 RJS	21	125
4RJS 0042 RJ	29	122
7NA 0007 RJS	21	144
7NA 0011A RJS	14	144
7NA 0012 RJS	24	158
7NA 0037D RJS	19	133

### 4.3. Determinação da porosidade efetiva ( $\phi_e$ )

Os valores de porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) também foram estimados a partir de expressões matemáticas empíricas comumente utilizadas em perfilagem de poços. São elas:

$$\phi_{Se} = \frac{\Delta t_{\text{perfil}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}} \times \frac{100}{\Delta t_{\text{sh}}} - V_{\text{arg}} \left( \frac{\Delta t_{\text{sh}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}} \right), \text{ sendo} \quad (9)$$

- $\Delta t_{\text{perfil}}$   $\equiv$  resposta do perfil DT (para cada amostra)
- $\Delta t_{\text{ma}}$   $\equiv$  tempo de trânsito da matriz (= 51  $\mu\text{s}/\text{ft}$ )
- $\Delta t_f$   $\equiv$  tempo de trânsito do fluido (= 189  $\mu\text{s}/\text{ft}$ )
- $\Delta t_{\text{sh}}$   $\equiv$  tempo de trânsito do ponto de folhelho (Tabela 4.2)
- $V_{\text{arg}}$   $\equiv$  argilosidade (para cada amostra)

$$\phi_{De} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{perfil}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} - V_{\text{arg}} \left( \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{sh}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f} \right), \text{ sendo} \quad (10)$$

- $\rho_{\text{perfil}}$   $\equiv$  resposta do perfil RHOB (para cada amostra)
- $\rho_{\text{ma}}$   $\equiv$  densidade da matriz (= 2.65  $\text{g}/\text{cm}^3$ )
- $\rho_f$   $\equiv$  densidade do fluido (= 1.0  $\text{g}/\text{cm}^3$ )
- $\rho_{\text{sh}}$   $\equiv$  densidade do ponto de folhelho (Tabela 4.2)
- $V_{\text{arg}}$   $\equiv$  argilosidade (para cada amostra)

$$\phi_{NDe} = \frac{\phi_N - (V_{\text{arg}} \times \phi_{Nsh}) + \phi_D - (V_{\text{arg}} \times \phi_{Dsh})}{2}, \text{ sendo} \quad (11)$$

- $\phi_N$   $\equiv$  resposta do perfil NPHI (para cada amostra)
- $\phi_{Nsh}$   $\equiv$  valor de NPHI para ponto de folhelho (Tabela 4.2)
- $\phi_D \equiv \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{perfil}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f}$  (para cada amostra)
- $\phi_{Dsh} \equiv \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{sh}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_f}$  (Tabela 4.2)
- $V_{\text{arg}}$   $\equiv$  argilosidade (para cada amostra)

Nas equações (9), (10) e (11) (Dresser Atlas, 1979), os termos  $\Delta t_{\text{sh}}$ ,  $\rho_{\text{sh}}$ ,  $\phi_{Nsh}$ , e  $\phi_{Dsh}$  são constantes apenas para cada poço estudado. Representam valores referentes a um ponto típico de folhelho. Este ponto foi determinado a partir do poço 7NA 0007 RJS. O procedimento adotado para a sua identificação tanto neste quanto nos demais poços está descrito na Figura 4.1. Os valores de  $\Delta t_{\text{sh}}$ ,  $\rho_{\text{sh}}$ ,  $\phi_{Nsh}$ , e  $\phi_{Dsh}$  encontram-se na Tabela 4.2. Vale mencionar que, na equação (9), o termo  $100/\Delta t_{\text{sh}}$  se refere a uma correção para efeitos de compactação, sendo que  $\Delta t_{\text{sh}}$  deve ser superior a 100  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Porém, as fotografias disponíveis referentes aos testemunhos do Campo de Namorado mostram que os arenitos

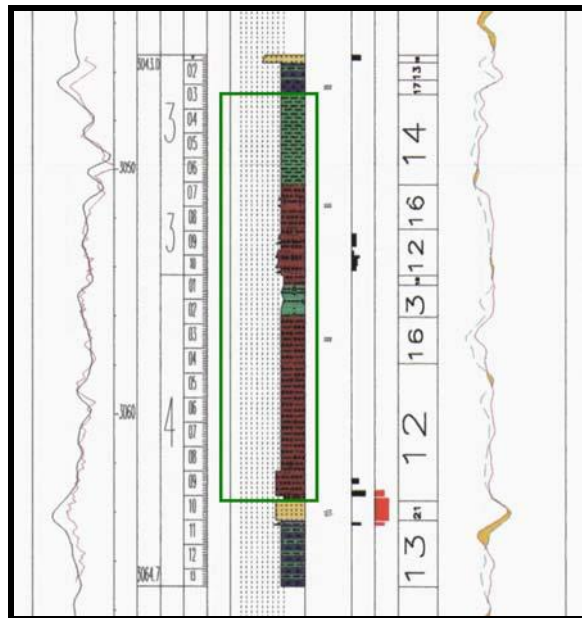
parecem se encontrar em estado mais friável que os folhelhos. Finalmente, a equação (11) é mais bem aplicada em litologias com óleo.

O valor final da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) obtido para cada amostra corresponde à média aritmética dos resultados das equações (9), (10) e (11), ou seja,

$$\phi_e = \frac{\phi_{Se} + \phi_{De} + \phi_{NDe}}{3} \times 100\%. \quad (12)$$

A opção por utilizar um valor médio final, obtido a partir da equação (12), apresenta as mesmas justificativas relacionadas ao resultado da equação (8).

Os valores das constantes  $\Delta t_{ma}$  e  $\rho_{ma}$ , respectivamente 51  $\mu s/ft$  e 2,65  $g/cm^3$ , correspondem ao quartzo. Por sua vez,  $\Delta t_f$  e  $\rho_f$  (respectivamente 189  $\mu s/ft$  e 1,0  $g/cm^3$ ) referem-se à água pura. Sendo assim, os valores de  $\phi_{Se}$  e  $\phi_{De}$ , resultantes das equações (9) e (10), somente estariam totalmente corretos se o Arenito Namorado correspondesse a um quartzo-arenito 100% saturado em água pura, o que não é verdade. Portanto, assim como na equação (8), os resultados da equação (12) devem ser considerados apenas estimativas do valor e da variação da porosidade efetiva para cada amostra.



**Figura 4.1:** ANASETE do poço 7NA 0007 RJS, com destaque para o intervalo (retângulo verde) no qual foi escolhido um ponto típico de folhelho. Segundo as descrições de testemunhos presentes, as fácies contidas neste intervalo correspondem basicamente a interlaminações de siltito e folhelho. Uma vez reconhecido este ponto e observados os seus valores nos perfis DT, GR, ILD, NPHI e RHOB, buscou-se, para cada um dos demais poços estudados, um ponto cujas respostas destes cinco perfis geofísicos fossem semelhantes. A localização deste ponto típico de folhelho, para cada poço, está na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2: Determinação do ponto típico de folhelho em cada poço estudado.**

Poço	Profundidade (m)	$\Delta t_{sh}$ ( $\mu s/ft$ )	$\rho_{sh}$ ( $g/cm^3$ )	$\phi_{Nsh}$ (%)	$\phi_{Dsh}$ (%)
3NA 0001A RJS	2983,0	90,6	2,45	22,6	12,4
3NA 0002 RJS	3004,6	92,2	2,37	26,2	16,8
3NA 0004 RJS	2990,6	89,1	2,41	24,6	14,5
4RJS 0042 RJ	3032,4	93,1	2,44	24,7	12,7
7NA 0007 RJS	3052,2	93,0	2,44	22,2	12,9
7NA 0011A RJS	3017,0	90,6	2,41	22,1	14,4
7NA 0012 RJS	3007,6	91,2	2,44	25,3	13,0
7NA 0037D RJS	3201,8	93,1	2,40	29,1	14,9

#### 4.4. Aplicação dos ajustes

As relações entre  $V_P$ ,  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  foram representadas a partir de modelos de regressões lineares. Inicialmente, investigou-se a influência individual da argilosidade nos valores de velocidade da onda P, segundo o modelo

$$\ln(V_P) = \mathbf{a}_1 \ln(V_{arg}) + \mathbf{a}_2. \quad (13)$$

Em seguida, foi investigada a influência individual da porosidade efetiva nos valores de velocidade da onda P, conforme o modelo

$$\ln(V_P) = \mathbf{a}_{01} \ln(k - \phi_e) + \mathbf{a}_{02}, \quad (14)$$

sendo  $k$  o valor máximo de  $\phi_e$  observado dentre as 597 amostras selecionadas. Por fim, investigou-se a influência simultânea da porosidade efetiva e da argilosidade nos valores de velocidade da onda P, de acordo com o modelo

$$V_P = \mathbf{a}_{001} \phi_e + \mathbf{a}_{002} V_{arg} + \mathbf{a}_{003}. \quad (15)$$

Nas equações (13), (14) e (15),  $V_P$  está em km/s, enquanto  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  são expressos em %.

A influência de  $V_P$  nos valores de  $\rho_b$  foram investigadas segundo dois modelos. O primeiro relaciona a densidade com a velocidade da onda P através de um ajuste por potência, ou seja,

$$\rho_b = \mathbf{p} (V_P)^q. \quad (16)$$

O segundo modelo relaciona a densidade com a velocidade da onda P por meio de um polinômio de grau 2, ou seja,

$$\rho_b = \mathbf{b}_{001} (V_P)^2 + \mathbf{b}_{002} V_P + \mathbf{b}_{003}. \quad (17)$$

Nas equações (16) e (17),  $V_P$  está em km/s, enquanto  $\rho_b$  é expresso em  $g/cm^3$ .

Para as equações (13) – (17) também foi calculado o coeficiente de determinação ( $r^2$ ) como forma de se avaliar o grau de confiabilidade de cada modelo de ajuste proposto.

## 5. RESULTADOS

### 5.1. Valores de $V_P$ , $V_{arg}$ e $\phi_e$

Os valores de velocidade da onda P ( $V_P$ ), calculados pela equação (3), variam de 2.63 a 5.43 km/s, sendo que a velocidade compressional média encontrada para o Arenito Namorado é de 3.51 km/s, com desvio-padrão de 0.446.

A argilosidade ( $V_{arg}$ ), calculada pela equação (8), varia de 5.7 a 46.2%, apresentando um valor médio de 14.8% e desvio-padrão de 5.161. Entretanto, tais valores provavelmente estão superestimados em função da composição arcoseana do Arenito Namorado. Afinal, o Potássio ( $K^{40}$ ) presente no feldspato potássico de um grão deste arenito certamente está influenciado a resposta do perfil GR e, conseqüentemente, os valores de argilosidade obtidos. Ou seja, grãos de areia estariam sendo confundidos com minerais de argila. Além disso, as descrições do ANASETE para as fácies de arenito selecionadas (Tabela 3.2) não apontam uma presença significativa de argila.

A porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) média encontrada é de 22.4%, variando de 0.2 a 40.8%, com desvio-padrão de 5.911. Porém, estes valores somente estariam perfeitamente corretos se a rocha considerada fosse um quartzo-arenito com saturação de 100% em água pura. O Arenito Namorado, diferentemente, apresenta composição arcoseana e, correspondendo a uma rocha-reservatório, encontra-se saturado em água e hidrocarbonetos. Mesmo assim, os valores obtidos pela equação (12) não deixam de ser estimativas razoáveis para a porosidade efetiva do Arenito Namorado.

As distribuições de freqüência dos valores de  $V_P$ ,  $V_{arg}$  e  $\phi_e$  nas 597 amostras selecionadas estão representadas na Figura 5.1. Verifica-se que a assimetria positiva de  $V_P$  e  $V_{arg}$  e a assimetria negativa de  $\phi_e$  inviabilizam um ajuste normal.

### 5.2. Influência individual de $V_{arg}$ nos valores de $V_P$

A relação linear entre a argilosidade ( $V_{arg}$ ) e a velocidade da onda P ( $V_P$ ) encontrada para o Arenito Namorado, segundo a equação (13), é

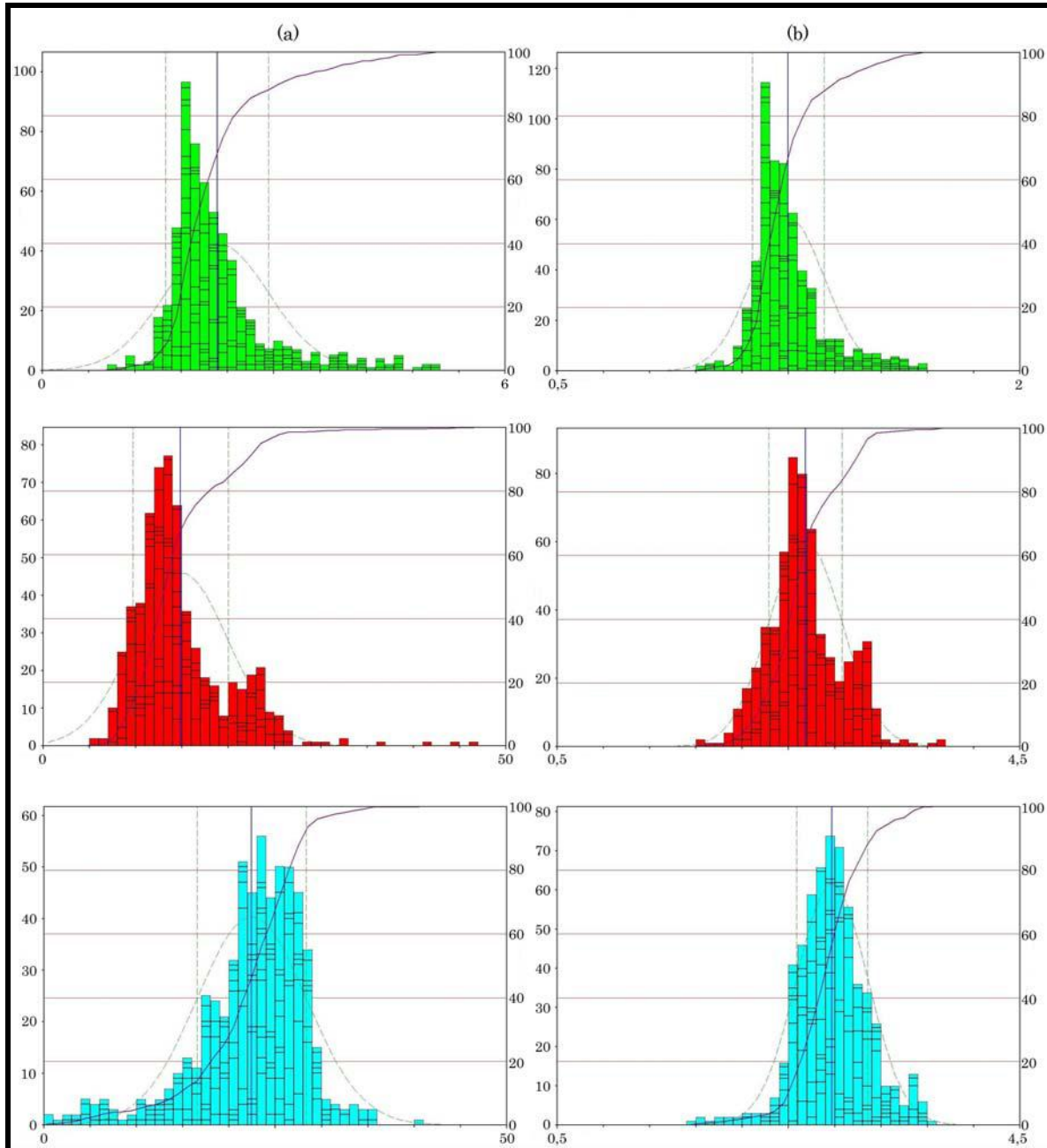
$$\ln(V_P) = -0,1023 \ln(V_{arg}) + 1,5192, \quad (18)$$

sendo  $r^2 = 0,077$ . Na equação (18),  $V_P$  e  $V_{arg}$  são expressos, respectivamente, em km/s e %.

A equação (18) indica que a velocidade compressional do Arenito Namorado diminui com o aumento da sua argilosidade (Figura 5.2). No entanto, tal conclusão não



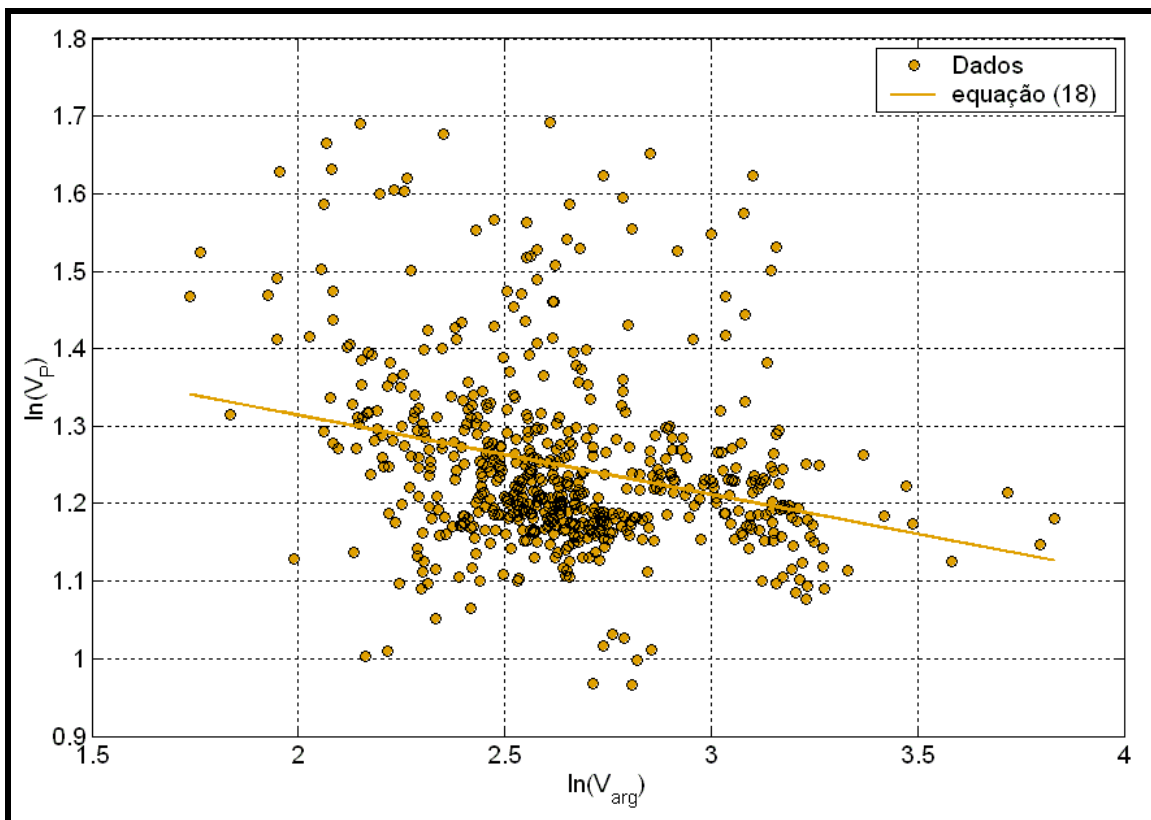
apresenta um bom grau de confiabilidade devido ao baixo valor do seu coeficiente de determinação ( $r^2$ ), que se traduz na grande dispersão dos pontos em relação à reta da equação (18), obtida por mínimos quadrados.



**Figura 5.1:** Distribuições de freqüência mostrando: **(a)** variação dos valores de  $V_p$  (verde),  $V_{arg}$  (vermelho) e  $\phi_e$  (ciano) ao longo das 597 amostras do Arenito Namorado selecionadas.  $V_p$  média é 3,51 km/s (desvio-padrão de 0,446), enquanto  $V_{arg}$  média é 14,8% (desvio-padrão de 5,161) e  $\phi_e$  média é 22,4% (desvio-padrão de 5,911); **(b)** variação de  $\ln(V_p)$  (verde), com média de 1,25 e desvio-padrão de 0,117,  $\ln(V_{arg})$  (vermelho), com média de 2,65 e desvio-padrão de 0,316 e  $\ln(k-\phi_e)$  (ciano), com média de 2,88 e desvio-padrão de 0,308, sendo  $k$  o valor máximo de  $\phi_e$  (=41%).

Portanto, pode-se concluir que  $V_P$  e  $V_{arg}$  não mantêm entre si uma relação de comportamento linear. Logo, a equação (18) não é uma boa forma de se relacionar a argilosidade e a velocidade compressional referentes ao Arenito Namorado.

Uma possível causa para esta baixa confiabilidade da equação (18) pode estar na composição arcoseana do Arenito Namorado, que estaria influenciando os valores de argilosidade encontrados, fazendo com que grãos de areia com composição K-feldspática sejam confundidos com argila. A argilosidade encontrada também pode estar sofrendo efeitos relativos à compactação. Além disso, para Tosaya & Nur (1982), a maneira como a argila encontra-se distribuída na rocha também deve ser considerada, pois argilas presentes nos contatos inter-grãos podem influenciar o comportamento acústico da rocha de forma distinta das que estiverem ocupando o seu espaço poroso. Finalmente, Han *et al.* (1986) mencionam que a magnitude dos efeitos provocados pela argila nas velocidades sísmicas em arenitos ainda não é muito clara.



**Figura 5.2:** Influência individual da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado. O baixo coeficiente de determinação obtido ( $r^2 = 0,077$ ) reflete-se na grande dispersão dos pontos em relação à reta referente à equação (18) (reta laranja).

### 5.3. Influência individual de $\phi_e$ nos valores de $V_P$

A relação linear entre a porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e a velocidade da onda P ( $V_P$ ) encontrada para o Arenito Namorado, segundo a equação (14), é

$$\ln(V_P) = 0,2463 \ln(k - \phi_e) + 0,5420, \quad (19)$$

sendo  $r^2 = 0,580$  e  $k = 41\%$ . Na equação (19),  $V_P$  e  $\phi_e$  são expressos, respectivamente, em km/s e %.

A equação (19) indica que a velocidade compressional do Arenito Namorado diminui com o aumento da sua porosidade efetiva (Figura 5.3), visto que quanto maior o termo  $\ln(k - \phi_e)$ , menor o valor da porosidade efetiva e vice-versa. Este comportamento já era esperado, pois é intuitivo considerar que uma maior porosidade desfavorece a passagem das ondas acústicas, reduzindo suas velocidades. Adicionalmente, Tosaya & Nur (1982) apontam a geometria do espaço poroso como um fator que pode influenciar o comportamento da velocidade da onda P.

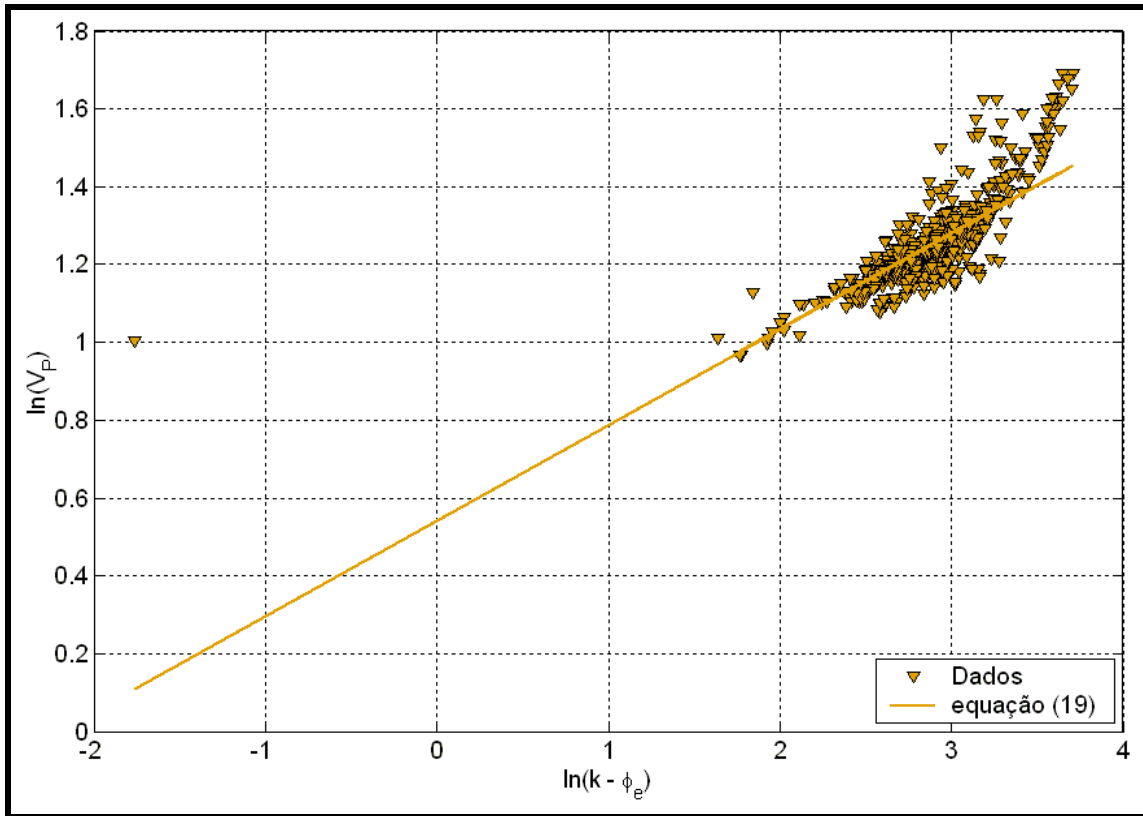
Diferentemente da argilosidade, a porosidade efetiva mantém com a velocidade da onda P uma relação de comportamento linear, o que é evidenciado pelo alto valor do coeficiente de determinação ( $r^2$ ) obtido. Além disso, também é possível concluir, matematicamente falando, que a porosidade efetiva exerce uma influência de maior peso nos valores de  $V_P$  do que a argilosidade, pois a reta da equação (19) possui maior inclinação que a reta da equação (18).

### 5.4. Influência simultânea de $\phi_e$ e $V_{arg}$ nos valores de $V_P$

A influência simultânea da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e da argilosidade ( $V_{arg}$ ) nas velocidades compressionais do Arenito Namorado, segundo a equação (15), é

$$V_P = -0,0653 \phi_e - 0,0144 V_{arg} + 5,1903, \quad (20)$$

sendo  $r^2 = 0,799$ . Na equação (20),  $V_P$  é expressa em km/s, enquanto  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  estão em %. O alto coeficiente de determinação encontrado permite concluir que esta equação é a que apresenta o mais alto grau de confiabilidade, se comparada às equações (18) e (19). Isto se deve, provavelmente, ao fato de a equação (20) considerar exatamente a influência simultânea da porosidade efetiva e da argilosidade nas velocidades da onda P, pois é o que ocorre na realidade.



**Figura 5.3:** Influência individual da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) na velocidade compressional ( $V_p$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (19) (reta laranja), sendo  $r^2 = 0,580$ .

A equação (20) indica que a velocidade compressional decai com o aumento tanto da porosidade efetiva quanto da argilosidade. Além disso,  $V_p$  é mais sensível à mudança de  $\phi_e$  do que às alterações de  $V_{arg}$ . Este comportamento está de acordo com os resultados de Tosaya & Nur (1982), Kowallis *et al.* (1984), Castagna *et al.* (1985) e Miller & Stewart (1990) (Tabela 5.2).

A Figura 5.4 ilustra a equação (20), além dos resultados presentes na Tabela 5.1. Observa-se que os resultados de Tosaya & Nur (1982) e Castagna *et al.* (1985) correspondem a estimativas razoáveis para as velocidades compressãois do Arenito Namorado. Por outro lado, o resultado de Kowallis *et al.* (1984) tende a subestimar os valores de  $V_p$  do Arenito Namorado, sugerindo a utilização de um material menos consolidado, além de seco (o Arenito Namorado é saturado em água e óleo). Já o resultado de Miller & Stewart tende a superestimar a velocidade da onda P do Arenito Namorado.

Uma possível causa corresponde aos baixos valores de porosidade dos arenitos Glauconitic e Basal Quartz (4 a 14%), se comparados aos do Arenito Namorado (0,2 a 40,8%).

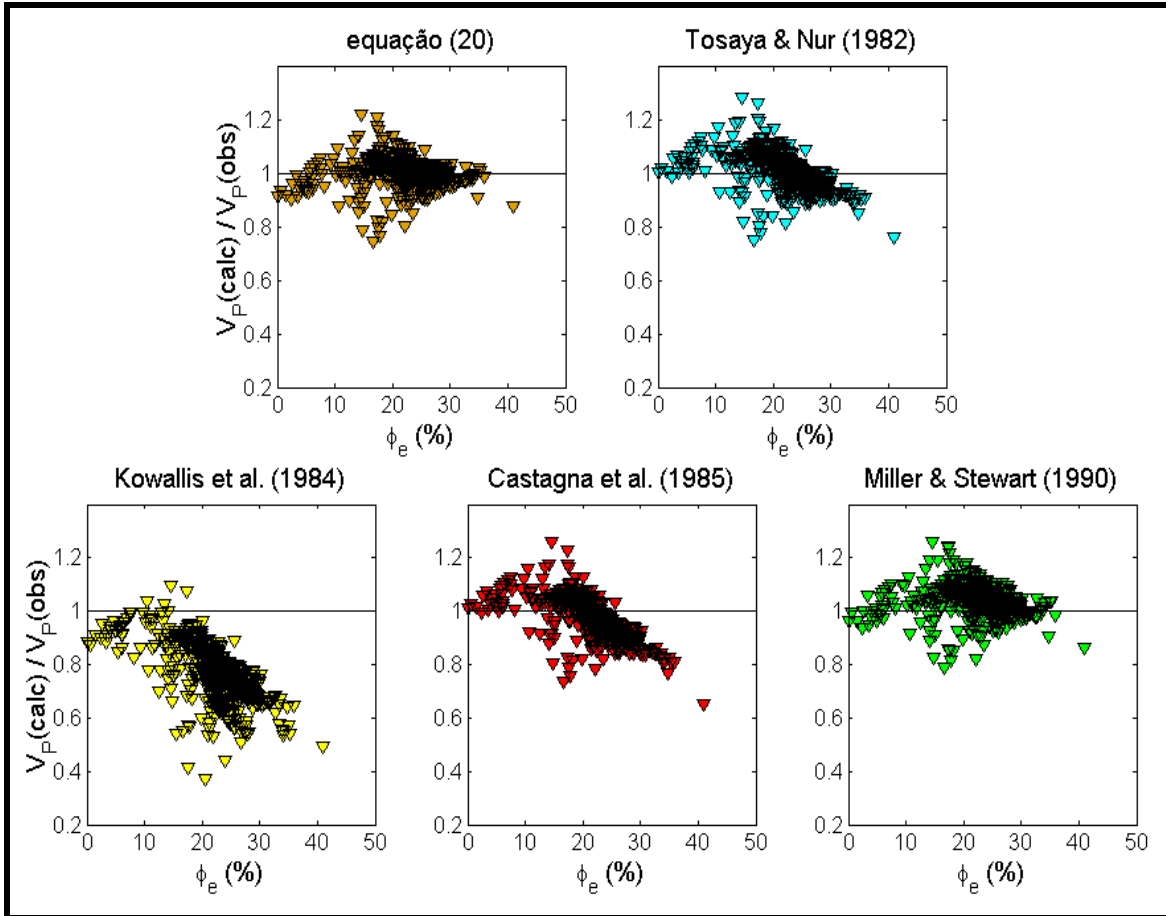
Han *et al.* (1986) utilizaram 75 amostras de arenito submetidas a diferentes pressões confinantes (Tabela 5.2). A comparação dos seus resultados com o da equação (20), presente na Figura 5.5, visou a obtenção de uma estimativa, mesmo que grosseira, da tensão confinante a que o Arenito Namorado estaria submetida, visto que esta última também é um fator que influencia as velocidades compressoriais. Tal comparação sugere que o Arenito Namorado sofre uma pressão confinante de valor entre 10 e 20 MPa. Porém, conforme já mencionado, este valor corresponde apenas a uma estimativa, visto que muitos outros fatores também influenciam a velocidade da onda P, tais como composição mineralógica, pressão e saturação de fluidos etc.

**Tabela 5.1: Resultados presentes na literatura segundo o modelo da equação (15).**

Resultados	Autores	Dados utilizados
$V_P = -0,0860 \phi_e - 0,0240 V_{arg} + 5,8000$	Tosaya & Nur (1982)	rochas detríticas silicáticas com intervalos de porosidade e argilosidade de 4-20% e 0-72%, respectivamente.
$V_P = -0,0920 \phi_e - 0,0570 V_{arg} + 5,6000$	Kowallis <i>et al.</i> (1984)	arenitos secos e pouco consolidados.
$V_P = -0,0942 \phi_e - 0,0221 V_{arg} + 5,8100$	Castagna <i>et al.</i> (1985)	Formação Frio.
$V_P = -0,0712 \phi_e - 0,0044 V_{arg} + 5,0200$	Miller & Stewart (1990)	Arenitos Glauconitic e Basal Quartz. Porosidade e argilosidade variam de 4 a 14% e 1 a 44%, respectivamente.

**Tabela 5.2: Resultados de Han *et al.* (1986) segundo o modelo da equação (15).**

Resultados	Dados utilizados
$V_P = -0,0693 \phi_e - 0,0218 V_{arg} + 5,5900$	75 amostras de arenito submetidas a uma pressão confinante de 40 MPa. Porosidade e argilosidade variam de 2 a 30% e 0 a 50%, respectivamente.
$V_P = -0,0696 \phi_e - 0,0218 V_{arg} + 5,5500$	75 amostras de arenito submetidas a uma pressão confinante de 30 MPa. Porosidade e argilosidade variam de 2 a 30% e 0 a 50%, respectivamente.
$V_P = -0,0694 \phi_e - 0,0217 V_{arg} + 5,4900$	75 amostras de arenito submetidas a uma pressão confinante de 20 MPa. Porosidade e argilosidade variam de 2 a 30% e 0 a 50%, respectivamente.
$V_P = -0,0708 \phi_e - 0,0213 V_{arg} + 5,3900$	75 amostras de arenito submetidas a uma pressão confinante de 10 MPa. Porosidade e argilosidade variam de 2 a 30% e 0 a 50%, respectivamente.
$V_P = -0,0708 \phi_e - 0,0202 V_{arg} + 5,2600$	75 amostras de arenito submetidas a uma pressão confinante de 5 MPa. Porosidade e argilosidade variam de 2 a 30% e 0 a 50%, respectivamente.



**Figura 5.4:** Influência simultânea da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (20) (laranja), com  $r^2 = 0,799$ , juntamente com os resultados presentes na Tabela 5.2. No eixo vertical, o termo  $V_P(\text{calc})$  refere-se à velocidade encontrada a partir da equação (20) ou às equações da Tabela 5.1, enquanto o termo  $V_P(\text{obs})$  corresponde à velocidade obtida pela equação (3), ou seja, medida diretamente a partir do perfil sônico.

### 5.5. Influência de $V_P$ nos valores de $\rho_b$

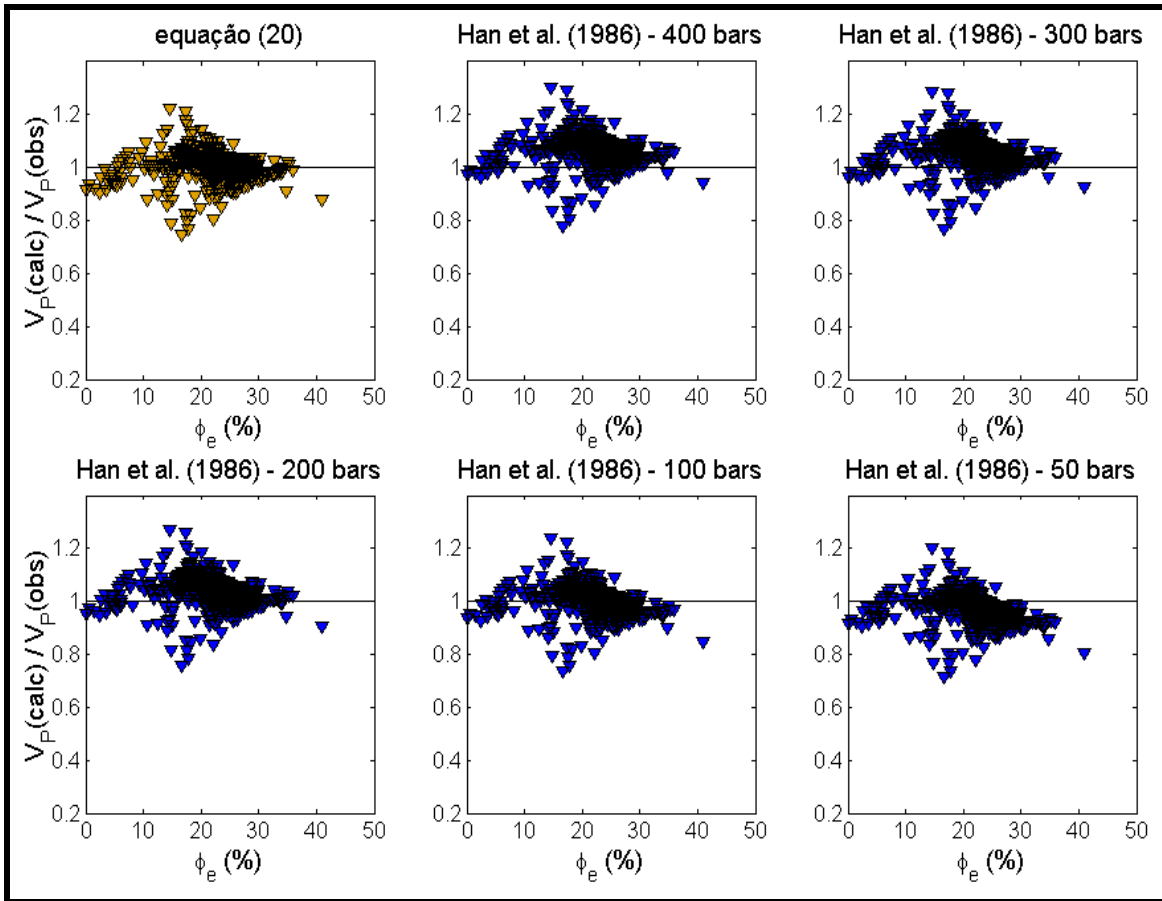
A relação entre a velocidade da onda P e a densidade encontrada para o Arenito Namorado, de acordo com o modelo da equação (16), é

$$\rho_b = 1.5803 (V_P)^{0.2846}, \quad (21)$$

com  $r^2 = 0,522$ . Já segundo o ajuste proposto na equação (17), o resultado obtido corresponde a

$$\rho_b = -0.0307 (V_P)^2 + 0.4119 V_P + 1.1958, \quad (22)$$

sendo  $r^2 = 0,523$ . Nas equações (21) e (22),  $\rho_b$  e  $V_P$  são expressos em  $\text{g/cm}^3$  e  $\text{km/s}$ , respectivamente. Observa-se que ambos os ajustes apresentam praticamente o mesmo grau de confiabilidade, visto que os coeficientes de determinação são bem similares entre si.



**Figura 5.5:** Influência simultânea da porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e da argilosidade ( $V_{arg}$ ) na velocidade compressional ( $V_P$ ) das 597 amostras selecionadas do Arenito Namorado, segundo a equação (20) (laranja), com  $r^2 = 0,799$ , juntamente com os resultados obtidos por Han *et al.* (1986) (Tabela 5.3). No eixo vertical, o termo  $V_P$  (calc) refere-se à velocidade encontrada a partir da equação (20) ou às equações da Tabela 5.2, enquanto o termo  $V_P$ (obs) corresponde à velocidade obtida pela equação (3), ou seja, medida diretamente a partir do perfil sônico.

A equação (21) foi comparada com os resultados obtidos por Gardner *et al.* (1974) em arenitos e folhelhos (Tabela 5.3). Esta comparação está representada na Figura 5.6. Observa-se que, diferentemente dos casos anteriores, a velocidade compressional agora tende a subir com o aumento da densidade. Além disso, o resultado da equação (21) é coerente com os de Gardner *et al.* (1974), pois está mais bem relacionado com a curva para arenitos.

A equação (22) também foi comparada com os resultados de Gardner *et al.* (1974) (Tabela 5.4). A partir da Figura 5.7, observa-se que as mesmas conclusões feitas com relação à equação (21) podem ser aqui mencionadas. Portanto, os resultados obtidos por

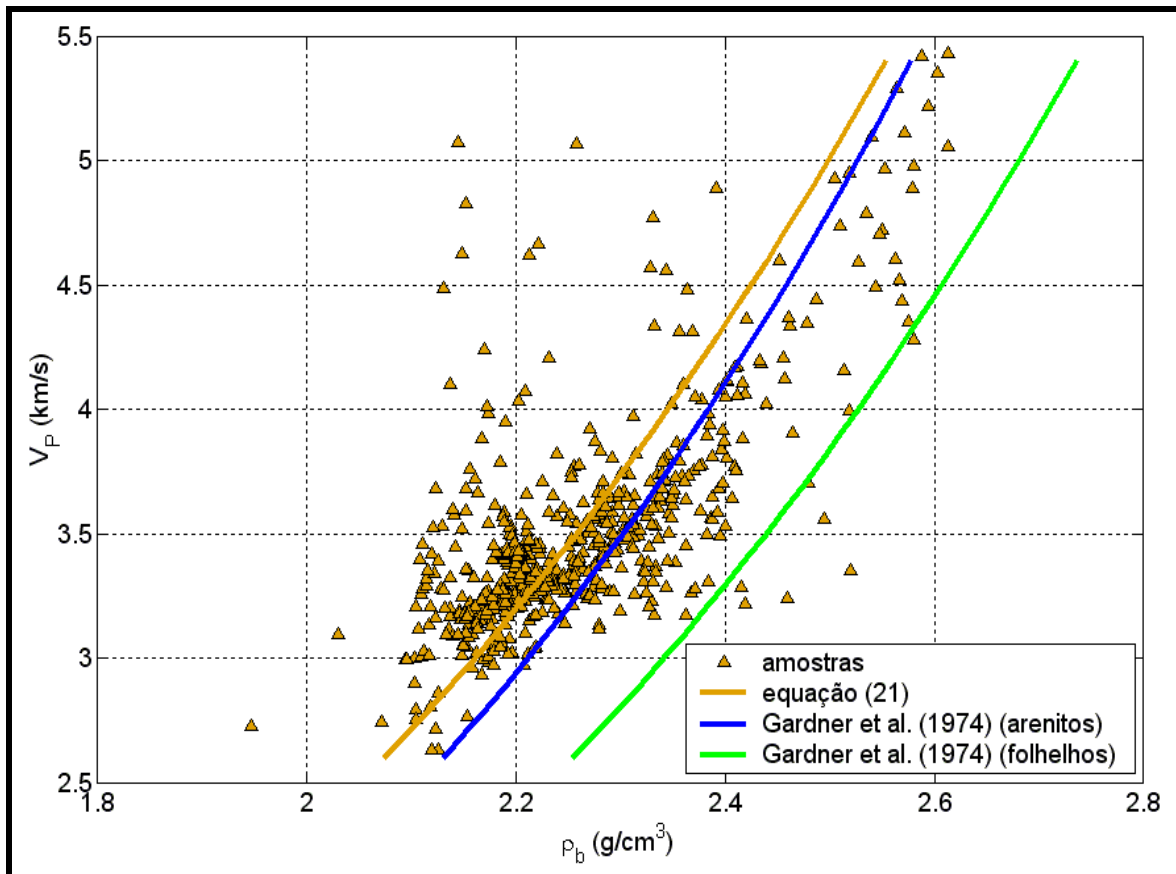
Gardner *et al.* (1974) para arenitos correspondem a representações razoáveis das relações entre a velocidade da onda P e a densidade do Arenito Namorado.

**Tabela 5.3: Resultados de Gardner *et al.* (1974) segundo a equação (16).**

Resultados	Litologia
$\rho_b = 1,6600 (V_P)^{0,2610}$	arenitos
$\rho_b = 1,7500 (V_P)^{0,2650}$	folhelhos

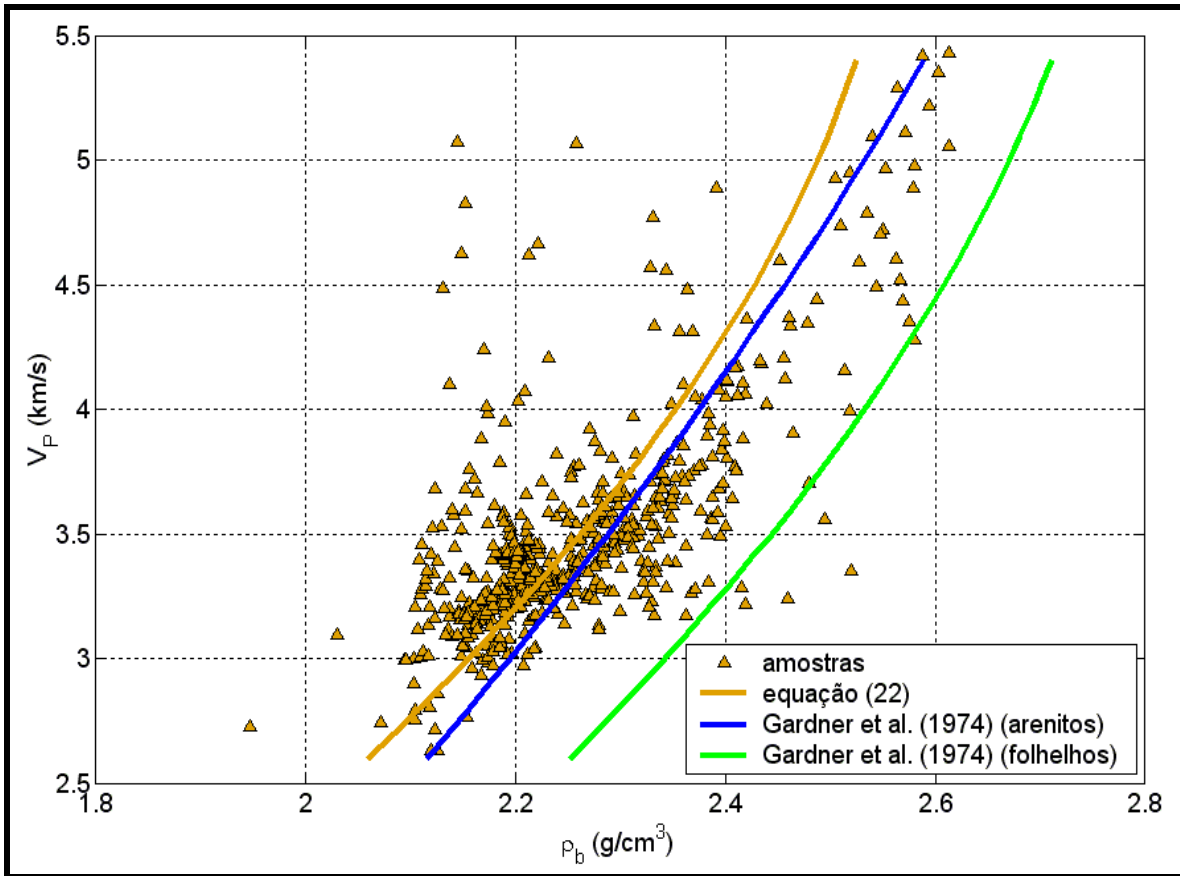
**Tabela 5.4: Resultados de Gardner *et al.* (1974) segundo a equação (17).**

Resultados	Litologia
$\rho_b = -0,0115 (V_P)^2 + 0,2610 V_P + 1,5150$	arenitos
$\rho_b = -0,0261 (V_P)^2 + 0,3730 V_P + 1,4580$	folhelhos



**Figura 5.6:** Relação entre a velocidade compressional ( $V_P$ ) e a densidade ( $\rho_b$ ) segundo o modelo presente na equação (16). A equação (21) (curva laranja) apresenta  $r^2 = 0,522$ . Os resultados obtidos por Gardner *et al.* (1974) para arenitos e folhelhos (curvas azul e verde, respectivamente) encontram-se na Tabela 5.3.





**Figura 5.7:** Relação entre a velocidade compressional ( $V_p$ ) e a densidade ( $\rho_b$ ) segundo o modelo presente na equação (17). A equação (22) (curva laranja) apresenta  $r^2 = 0,523$ . Os resultados obtidos por Gardner *et al.* (1974) para arenitos e folhelhos (curvas azul e verde, respectivamente) encontram-se na Tabela 5.4.

## 6. IDENTIFICAÇÃO DA FÁCIES “RESERVATÓRIO COM HC”

### 6.1. Critérios de identificação

Esta etapa do presente trabalho buscou a identificação da fácies “reservatório com HC” ao longo de todos os oito poços estudados do Campo de Namorado. Esta fácies corresponde essencialmente aos intervalos de Arenito Namorado que apresentam acumulações de hidrocarbonetos. Seu principal objetivo é verificar se os critérios de identificação adotados serão, de fato, capazes de reconhecer os intervalos de arenito que foram selecionados com base no ANASETE (Tabela 3.1).

A identificação da fácies “reservatório com HC” se deu a partir dos valores referentes aos perfis ILD e NPHI, os quais foram representados em um único *crossplot*, feito para cada poço. A opção pelas curvas ILD e NPHI se deve ao fato de ambas reconhecerem importantes propriedades físicas diagnósticas da presença de hidrocarbonetos, principalmente quando analisadas em conjunto. Altos valores de ILD são importantes indicativos da presença de hidrocarbonetos devido à sua alta resistividade característica. Entretanto, um alto valor de resistividade também pode estar simplesmente relacionado a uma baixa porosidade da rocha. Sendo assim, altas respostas do perfil ILD devem estar combinadas com valores não muito baixos do perfil NPHI, já que este perfil mede o índice de Hidrogênio (HI) da formação, portanto, sua porosidade. É importante mencionar que hidrocarbonetos gasosos também apresentam uma baixa resposta do perfil NPHI devido ao baixo HI do gás. Entretanto, o seu reconhecimento geralmente é feito através do cruzamento dos perfis NPHI e DPHI, sendo que este último corresponde ao termo  $\phi_D$  da equação (11). Isso porque reservatórios com gás tipicamente exibem respostas de NPHI inferiores a DPHI.

O perfil GR, tipicamente conhecido como sendo um perfil litológico, não foi utilizado em função da composição arcoseana do Arenito Namorado.

### 6.2. Metodologia

O reconhecimento da fácies “reservatório com HC” foi feito a partir da combinação de altos valores do perfil ILD com valores do perfil NPHI acima de um patamar mínimo. A definição dos valores mínimos de ILD e NPHI a serem considerados foi feita com base nas curvas de frequência acumulada, decisão esta motivada pelo fato de que, em cada poço, os

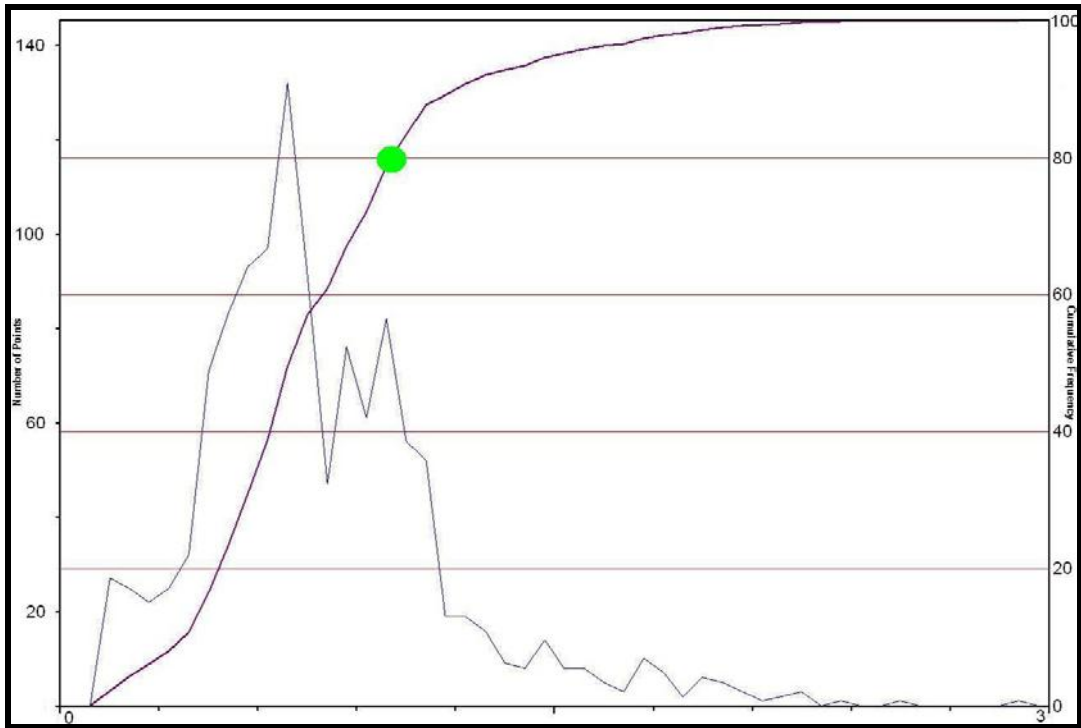
valores mínimos e máximos de ambas as curvas são diferentes, conforme pode ser observado na Tabela 6.1. Nela, observa-se que os valores do perfil ILD apresentam uma variação em escala logarítmica. Diante de tal fato, optou-se por utilizar o logaritmo das respostas de ILD. A fim de evitar números negativos, o valor final de ILD considerado corresponde a  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$ .

**Tabela 6.1: Valores limites dos perfis ILD e NPHI para cada poço estudado.**

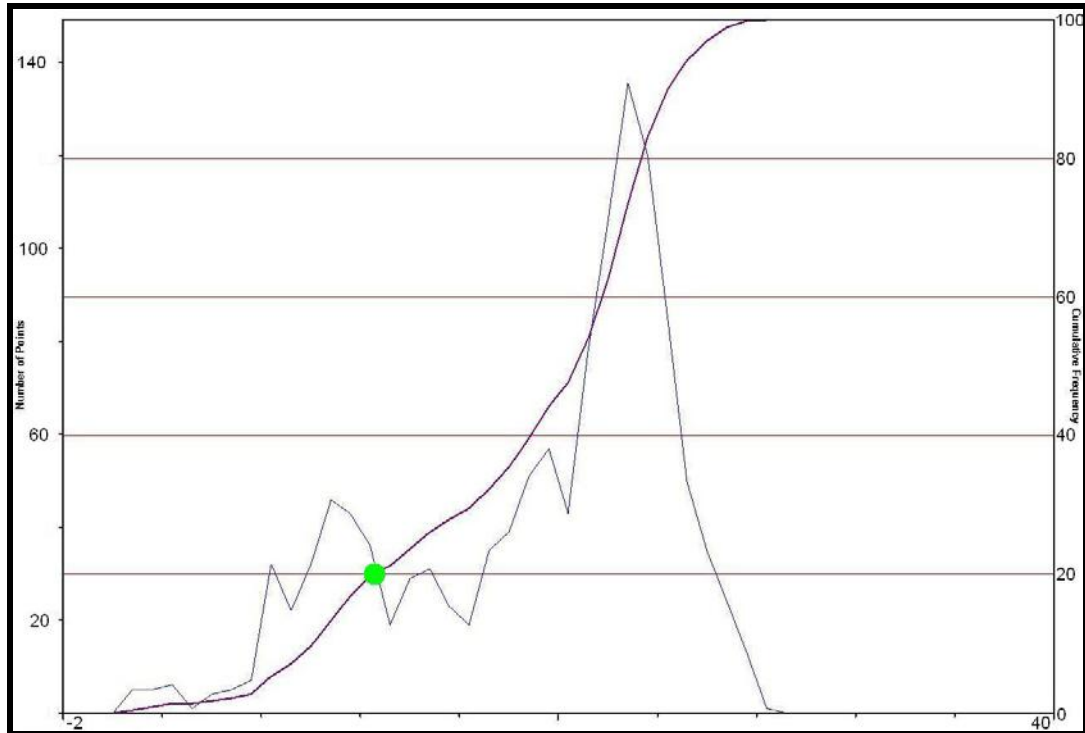
Poço	ILD mínimo ( $\Omega\text{m}$ )	ILD máximo ( $\Omega\text{m}$ )	NPHI mínimo (%)	NPHI máximo (%)
3NA 0001A RJS	0,4104	1000000	0,5779	27,8398
3NA 0002 RJS	0,3529	1229,5081	3,0859	37,5234
3NA 0004 RJS	1,4439	198,7422	8,2266	29,0859
4RJS 0042 RJ	0,5154	32,6055	10,0742	37,9414
7NA 0007 RJS	0,8203	3229,75	0,7898	37,6953
7NA 0011A RJS	1,5649	13,9824	3,4727	32,8984
7NA 0012 RJS	1,3506	1577	6,1055	33,6484
7NA 0037D RJS	1,7538	204,6715	4,0446	34,5143

Conforme referido anteriormente, a definição dos valores mínimos de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  e NPHI foi feita com base nas curvas de frequência acumulada. Para os valores de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$ , o valor adotado para esta a curva correspondeu a 80% (Figura 6.1). Já as respostas do perfil NPHI utilizaram o valor de 20% da curva de frequência acumulada (Figura 6.2). Estes valores limites de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  e NPHI, referentes a cada poço, estão na Tabela 6.2. A média aritmética dos mesmos corresponde a uma resposta de  $9.63\Omega\text{m}$  e 15.73% dos perfis ILD e NPHI, respectivamente. Tais medidas correspondem a valores mínimos razoáveis para a determinação de zonas com acumulação de hidrocarbonetos.

Para cada poço, foi então feito um *crossplot* entre  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  e NPHI. Neste *crossplot*, uma área foi delimitada com base nos valores limites mínimos da Tabela 6.2 (Figura 6.3), de modo a selecionar todas as amostras que exibem respostas de ILD e NPHI favoráveis à presença de hidrocarbonetos.



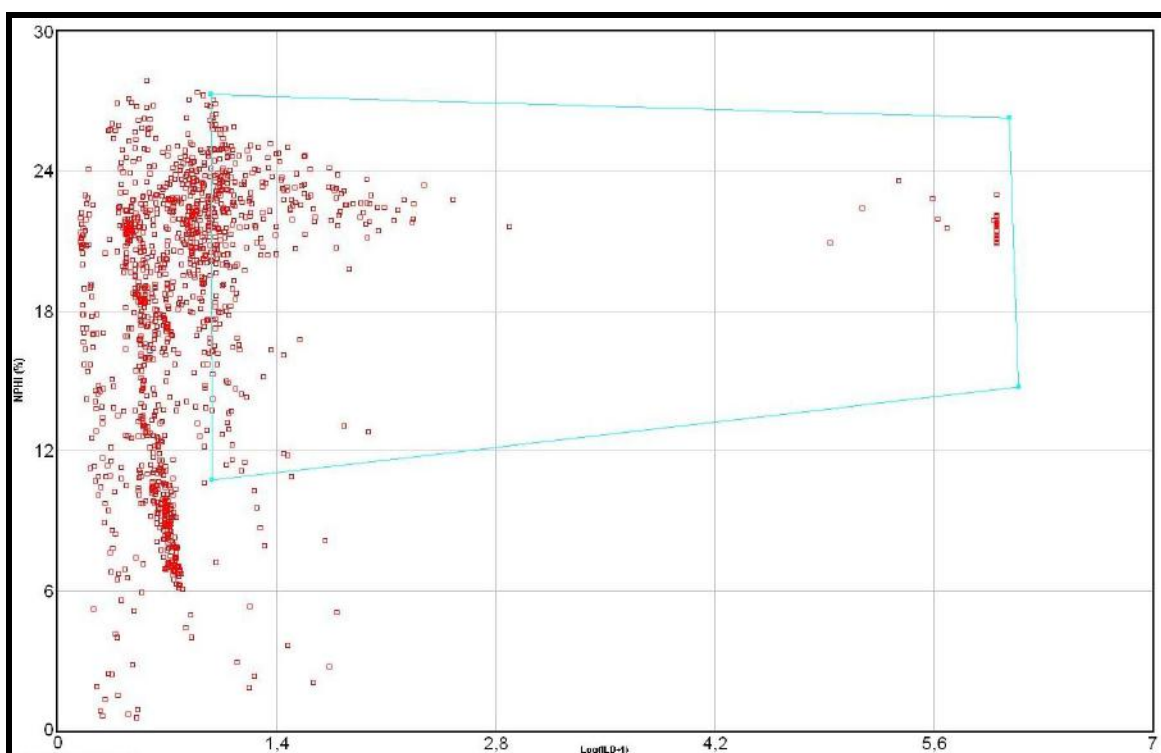
**Figura 6.1:** Definição do valor limite de  $\text{Log}(\text{ILD}+1)$  referente ao poço 3NA 0001A RJS com base na curva de frequência acumulada, cujo valor corresponde a 80% (ponto verde). Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.



**Figura 6.2:** Definição do valor limite de NPHI referente ao poço 3NA 0001A RJS com base na curva de frequência acumulada, cujo valor corresponde a 20% (ponto verde). Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.

**Tabela 6.2: Valores limites de Log(ILD+1) e NPHI para cada poço estudado.**

Poço	Log(ILD+1)	NPHI (%)
3NA 0001A RJS	1	11,2
3NA 0002 RJS	1,003	22,094
3NA 0004 RJS	1,003	17,328
4RJS 0042 RJ	0,7406	18,009
7NA 0007 RJS	0,9562	11,137
7NA 0011A RJS	0,8093	10,547
7NA 0012 RJS	1,143	18
7NA 0037D RJS	1,558	17,5



**Figura 6.3:** *Crossplot* entre os valores de Log(ILD+1) e NPHI referentes ao poço 3NA 0001A RJS, com a delimitação da área contendo as amostras correspondentes à fácies “reservatório com HC”. Este mesmo procedimento foi feito para os demais poços estudados.

### 6.3. Resultados

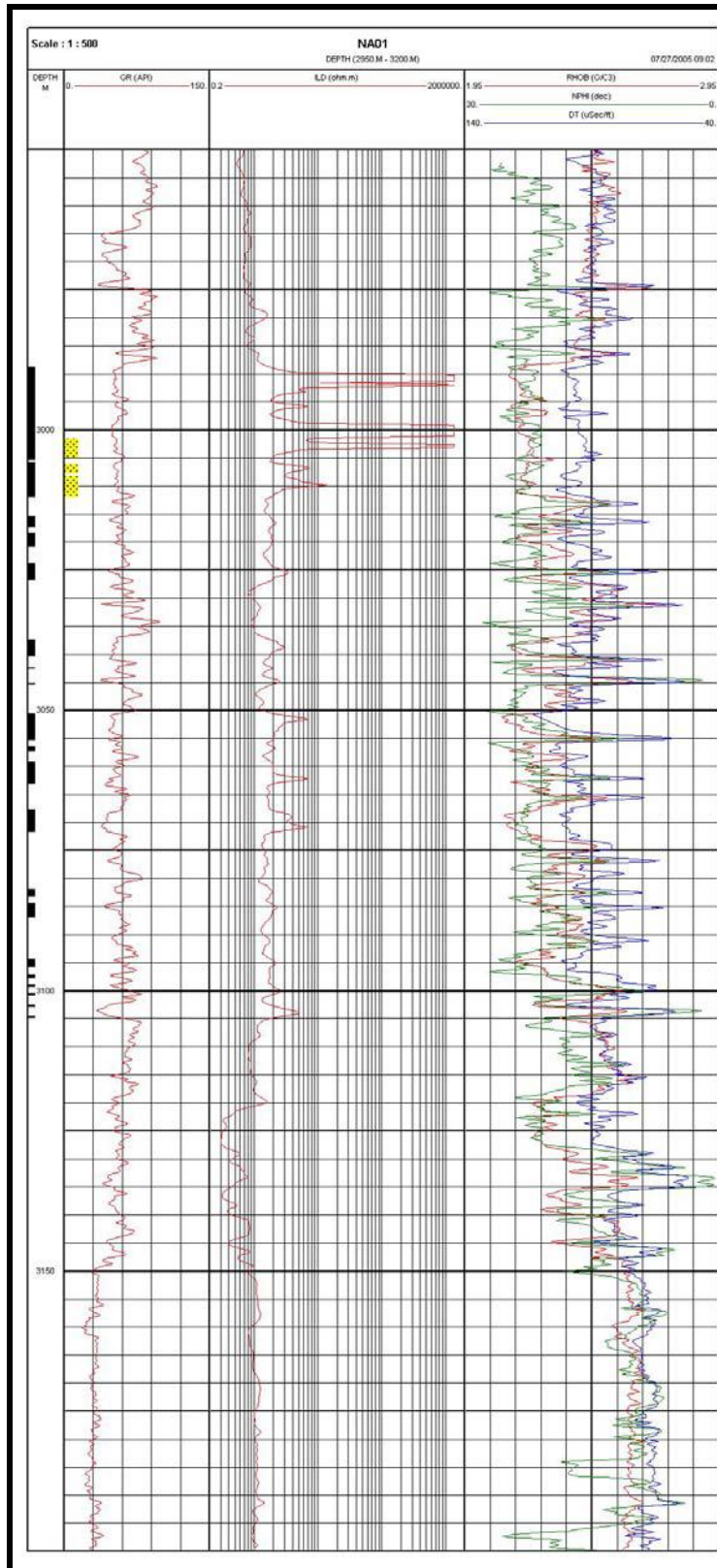
Os intervalos referentes à fácies “reservatório com HC”, para cada poço, estão exibidos nas Figuras 6.4 a 6.11. Também foram representados os intervalos de Arenito Namorado selecionados para este estudo (Tabela 3.1), de modo a verificar se eles são reconhecidos a partir do critério utilizado para a identificação desta fácies. Observa-se que, de uma forma geral, os intervalos selecionados com base no ANASETE são identificados a partir do critério aqui adotado. A grande exceção corresponde ao poço 4RJS 0042 RJ

(Figura 6.7), o que parece indicar a necessidade de um número maior de parâmetros para um reconhecimento mais robusto de acumulações de hidrocarbonetos. Entretanto, também não está descartada a possibilidade de uma correlação não muito precisa entre o perfil GR medido neste poço com o perfil Core Gama, conforme pode ser observado no ANASETE (Figura 6.12).

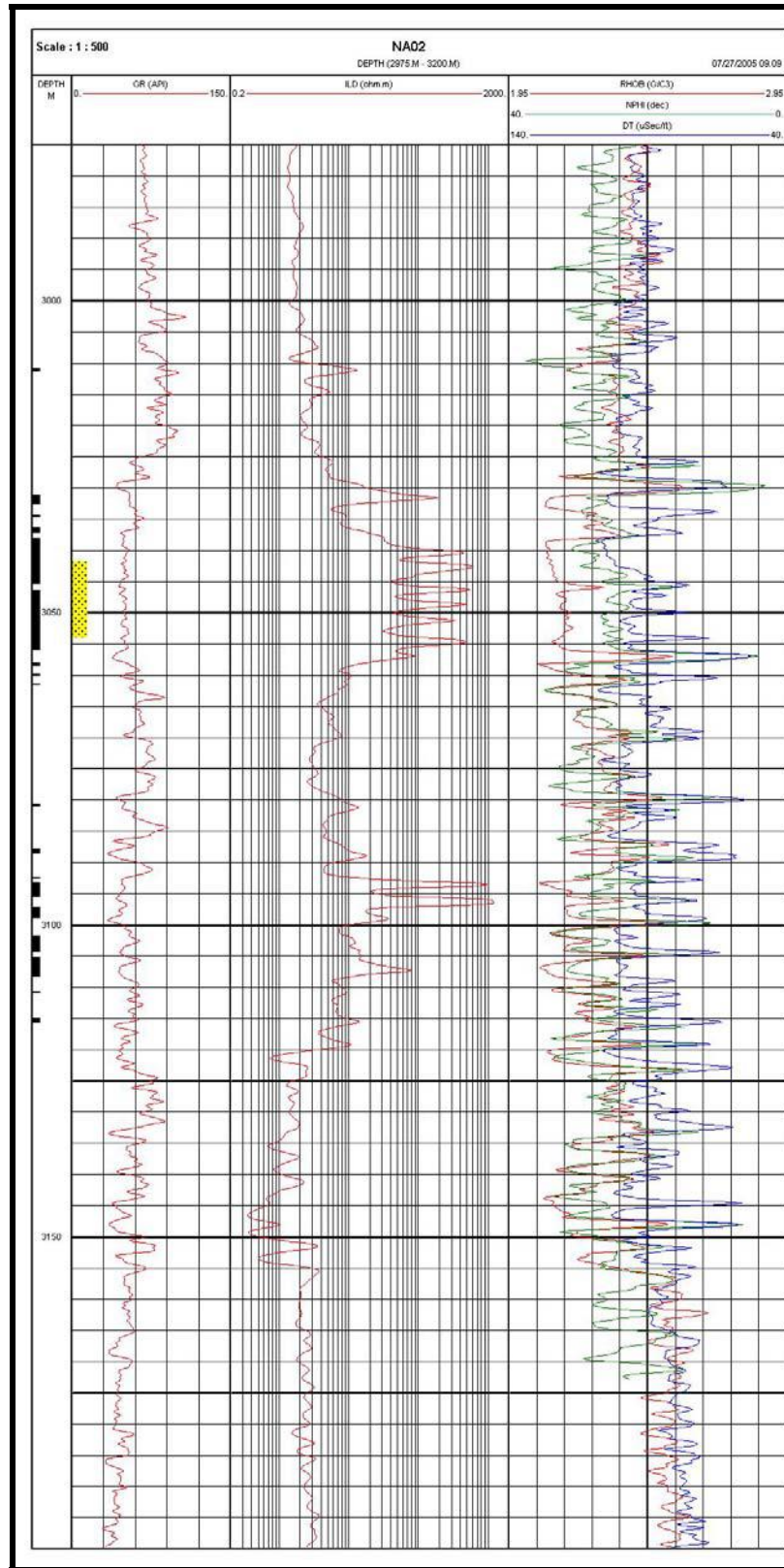
Uma correlação entre os oito poços estudados foi feita com base na delimitação de uma zona contendo a fácies “reservatório com HC”, reconhecida para cada poço (Figura 6.13). Esta delimitação baseou-se simplesmente na identificação das profundidades mínima e máxima de ocorrência de um considerável intervalo correspondendo à fácies “reservatório com HC” (Tabela 6.3). Ou seja, as zonas reconhecidas não correspondem a intervalos contínuos da fácies “reservatório com HC”, mas sim ao pacote sedimentar total que compreende todos os intervalos desta fácies.

**Tabela 6.3: Limites mínimo e máximo das zonas que compreendem todos os intervalos referentes à fácies “reservatório com HC”.**

Poço	Profundidade (m)
3NA 0001A RJS	2988,8 a 3105,0
3NA 0002 RJS	3031,2 a 3115,8
3NA 0004 RJS	2993,0 a 3108,8
4RJS 0042 RJ	3044,8 a 3207,4
7NA 0007 RJS	3077,4 a 3141,0
7NA 0011A RJS	3126,2 a 3198,4
7NA 0012 RJS	3010,4 a 3138,4
7NA 0037D RJS	3209,4 a 3293,4

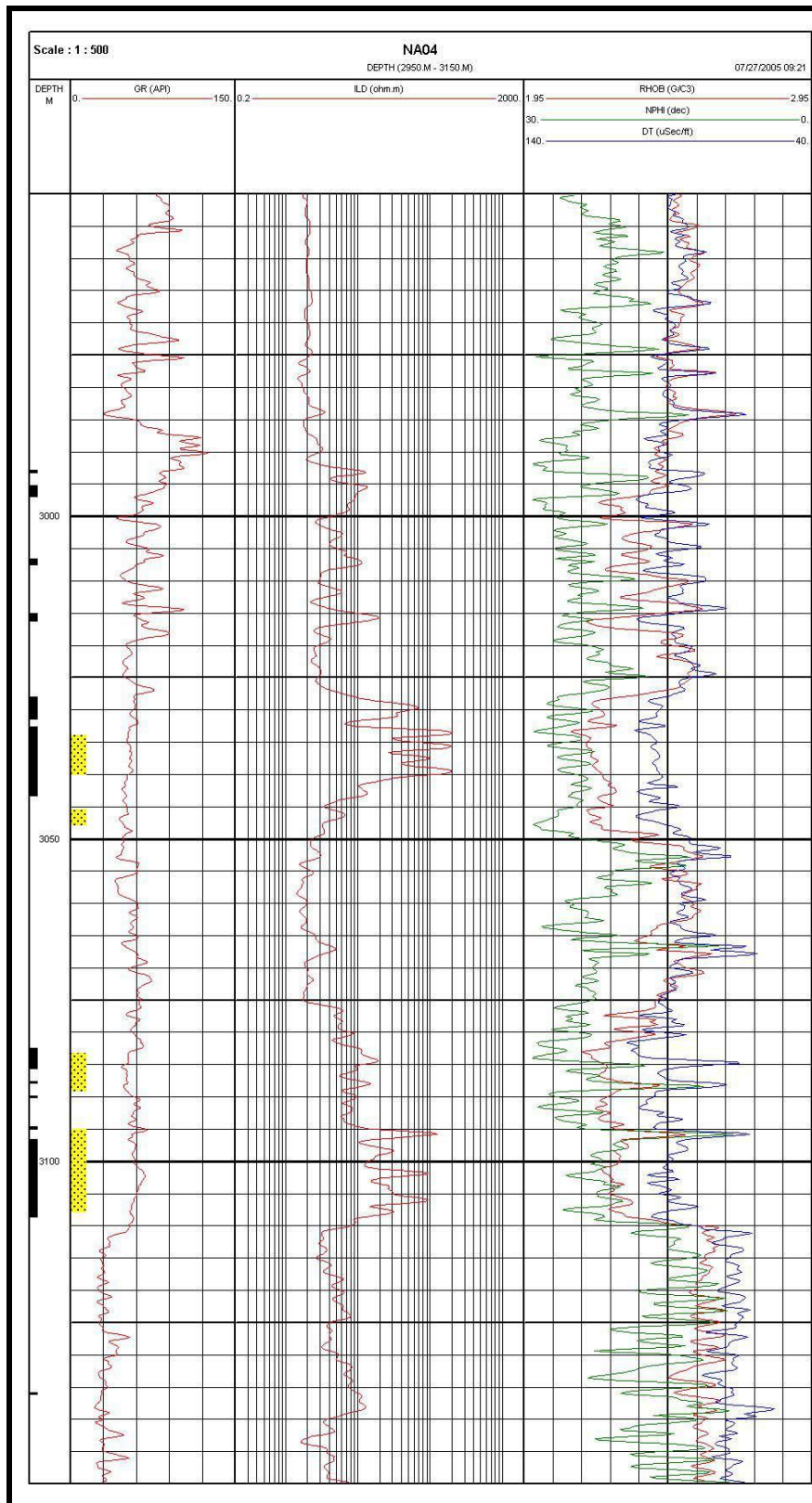


**Figura 6.4:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0001A RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

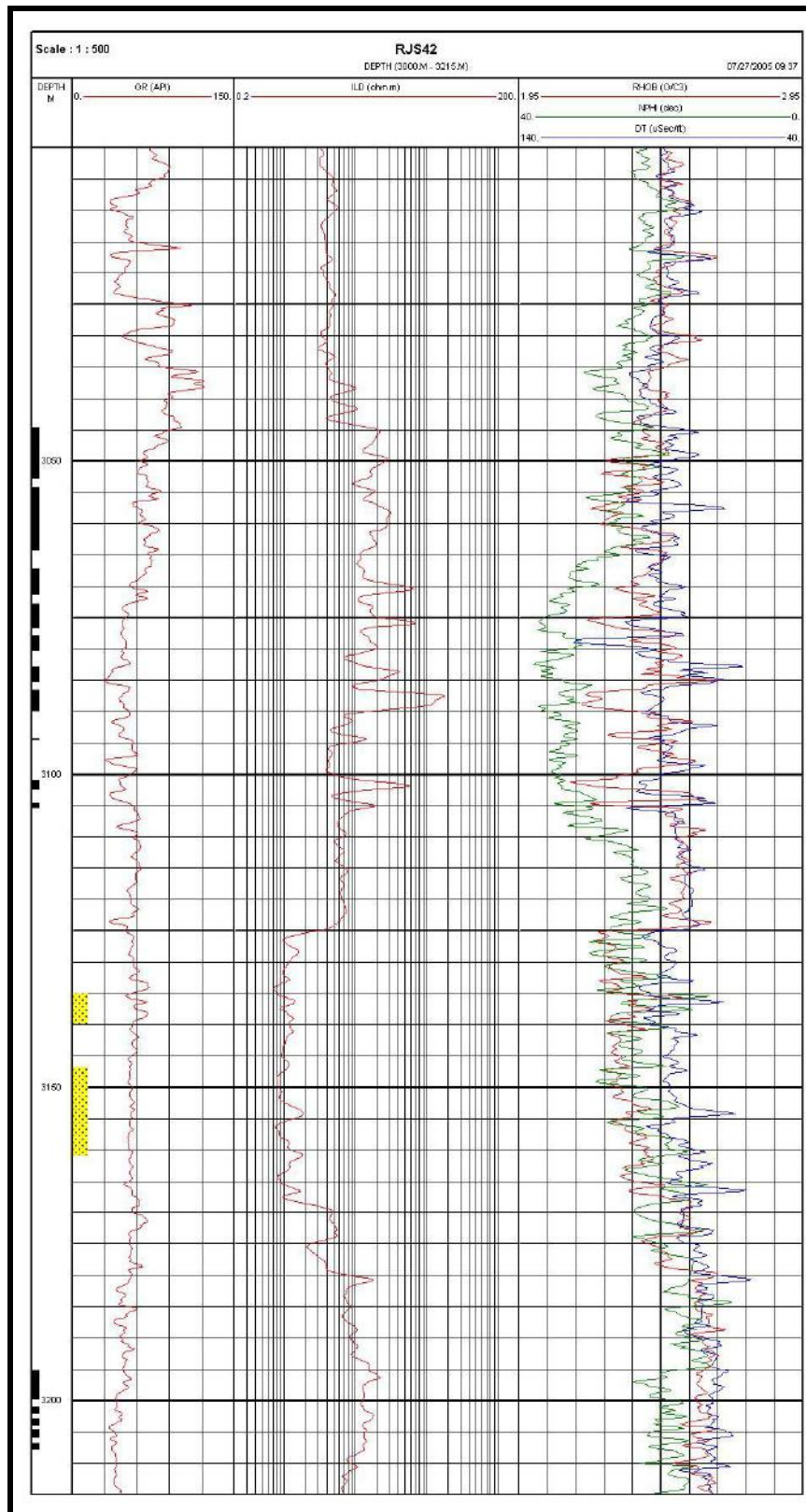


**Figura 6.5:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0002 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).

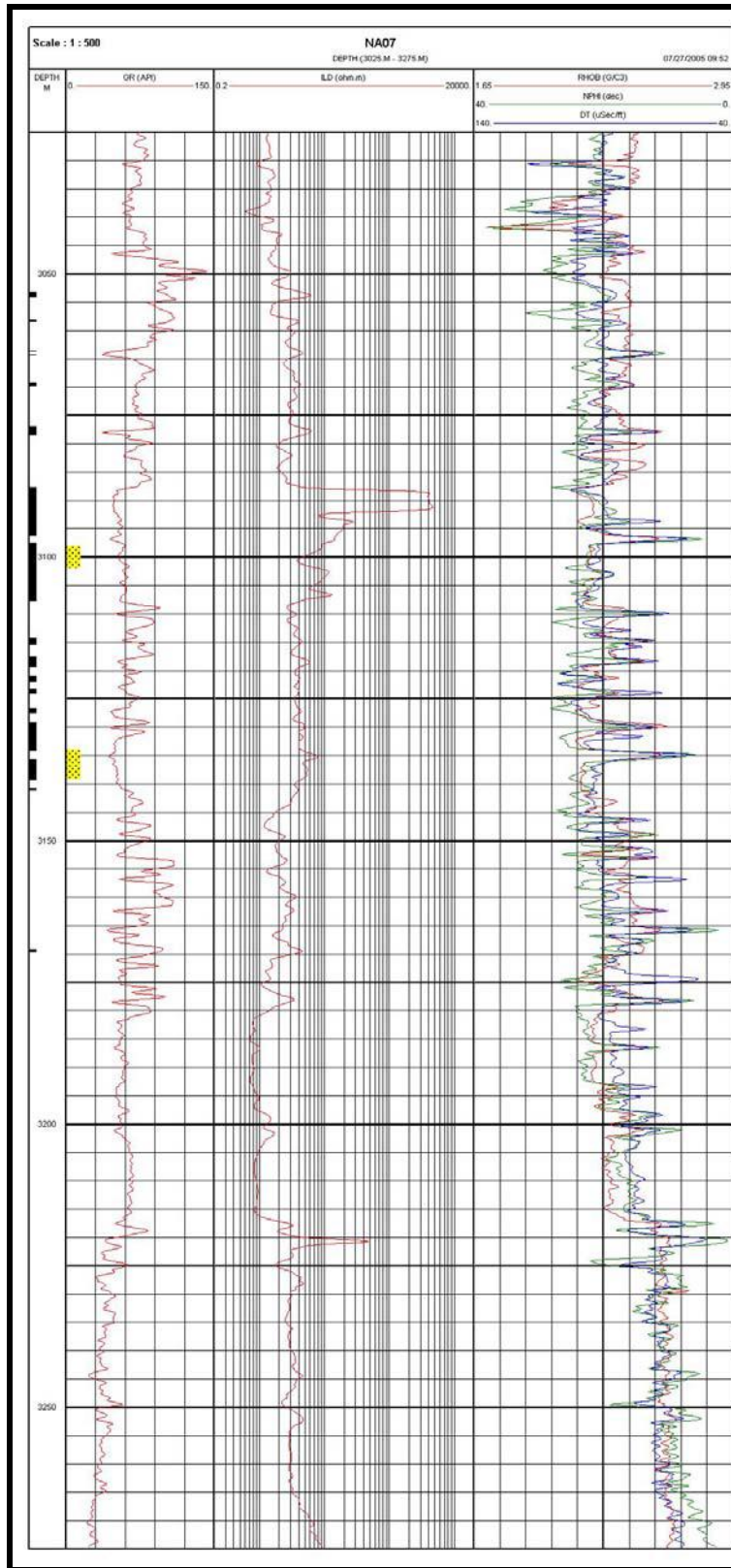




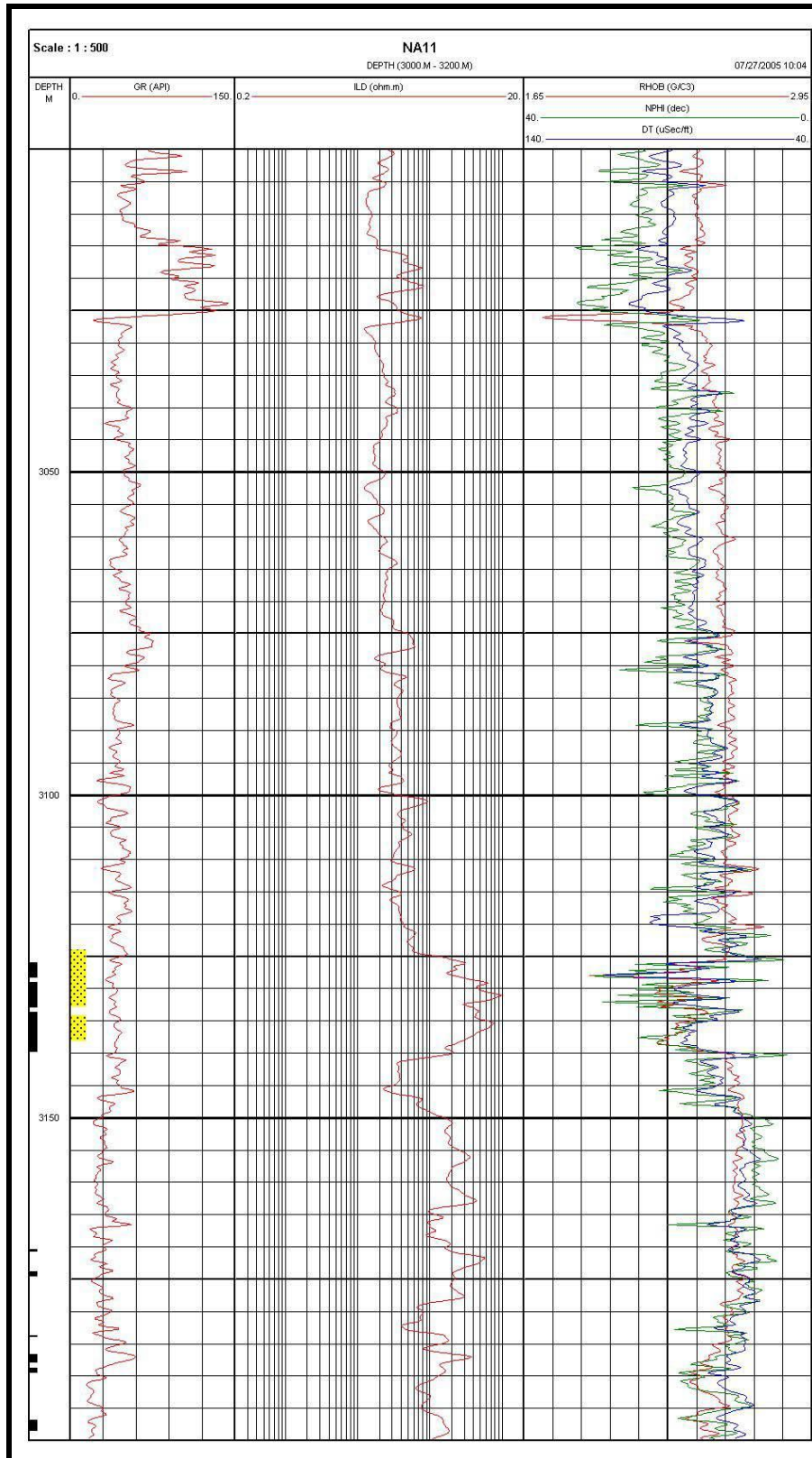
**Figura 6.6:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 3NA 0004 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



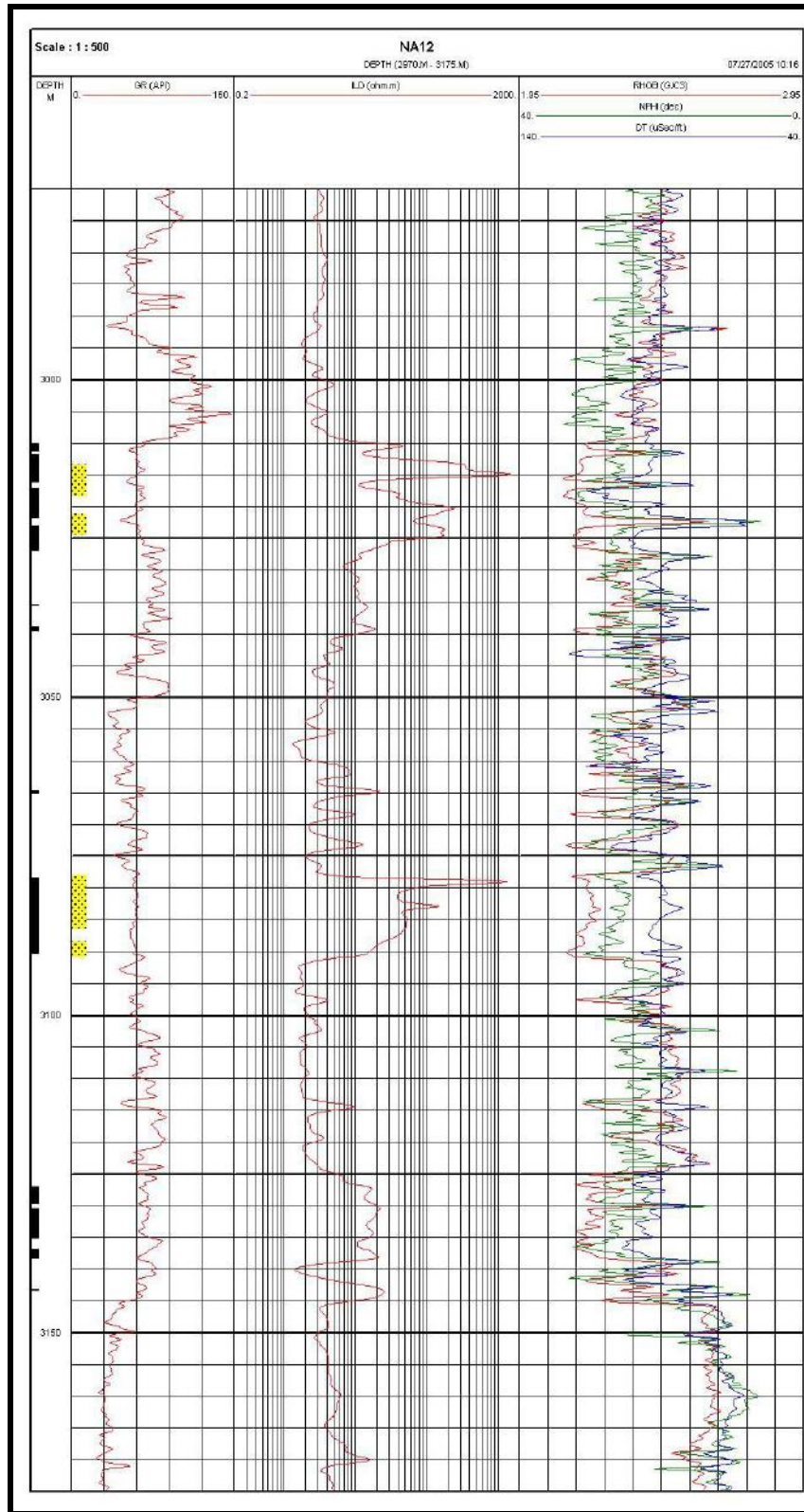
**Figura 6.7:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 4RJS 0042 RJ (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



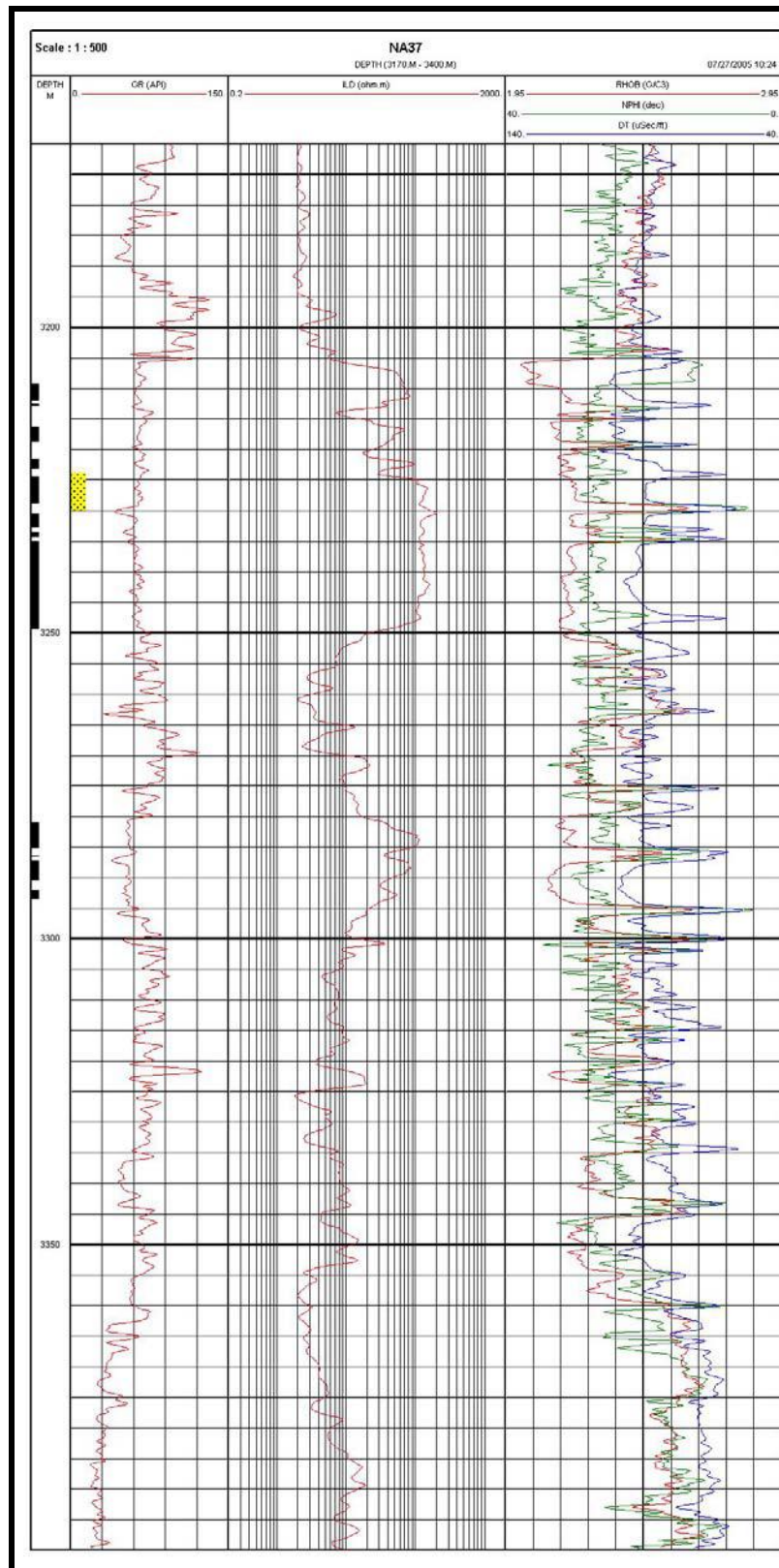
**Figura 6.8:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0007 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



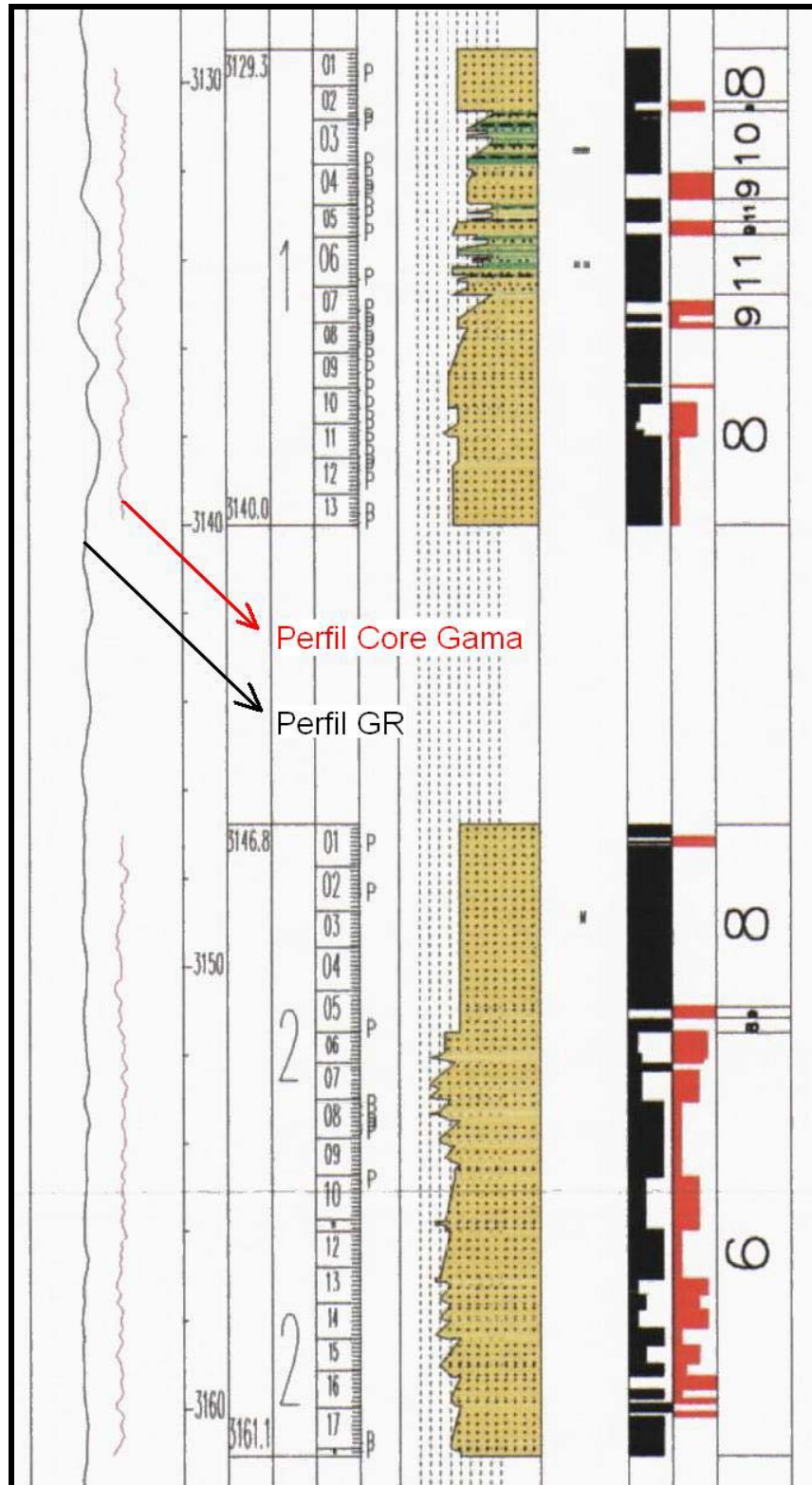
**Figura 6.9:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0011A RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



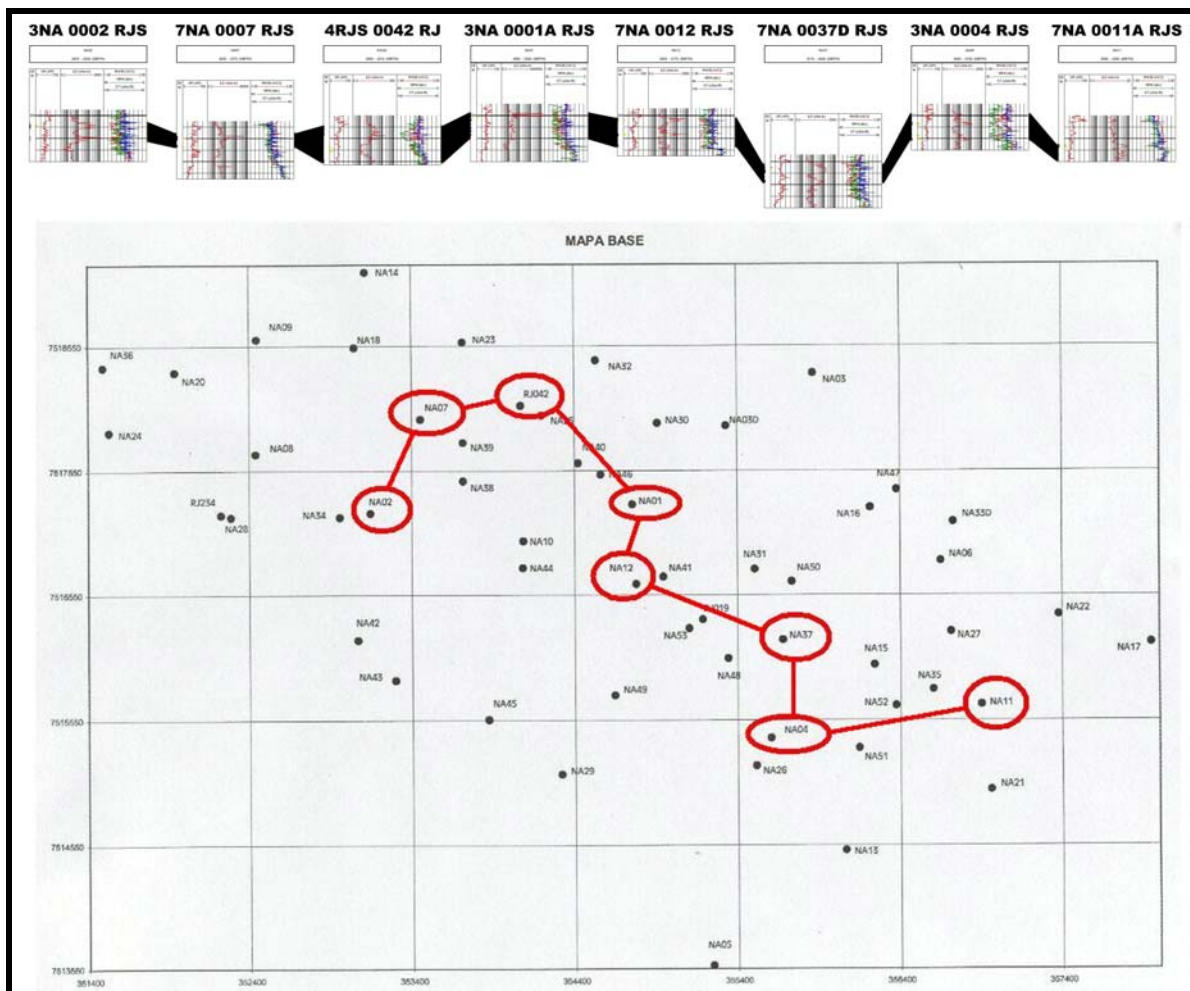
**Figura 6.10:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0012 RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



**Figura 6.11:** Intervalos referentes à fácies “reservatório com HC” presentes no poço 7NA 0037D RJS (em preto), assim como os intervalos de Arenito Namorado selecionados com base no ANASETE (em amarelo).



**Figura 6.12:** ANASETE do poço 4RJS 0042 RJ exibindo os intervalos de arenito Namorado selecionados para este estudo. Observa-se que a correlação entre os perfis GR e Core Gama em ambos os intervalos não parece ser muito precisa, devido à ausência de feições significativas, tais como picos característicos.



**Figura 6.13:** Correlação entre os oito poços estudados segundo as zonas que compreendem todos os intervalos referentes à fácies “reservatório com HC”. Abaixo está representada a localização de cada poço no mapa base do Campo de Namorado (em vermelho). Observa-se que a zona da fácies “reservatório com HC” se encontra a uma maior profundidade no poço 7NA 0037D RJS, o que sugere a possibilidade de um controle estrutural.



## 7. CONCLUSÕES

Nas 597 amostras de Arenito Namorado estudadas no presente trabalho, verificou-se uma variação da velocidade da onda P ( $V_P$ ) de 2,63 a 5,43 km/s, com uma média de 3,51 km/s e desvio-padrão de 0,446. A argilosidade ( $V_{arg}$ ) varia de 5,7 a 46,2%, com valor médio de 14,8% e desvio-padrão de 5,161. Por fim, a porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) varia de 0,2 a 40,8%, com média de 22,4% e desvio-padrão de 5,911. Uma importante ressalva deve ser feita em relação aos valores de  $V_{arg}$ , visto que foram calculados unicamente com base no perfil GR, o qual possivelmente está influenciado pela composição arcoseana do Arenito Namorado.

A influência da argilosidade nos valores de  $V_P$  segundo o modelo de regressão linear mostra que ambas não mantêm entre si uma relação linear, fato este evidenciado pelo baixo coeficiente de determinação obtido. Novamente, torna-se importante mencionar a possibilidade de a composição arcoseana do Arenito Namorado estar influenciando os valores de  $V_{arg}$  aqui calculados.

A influência da porosidade efetiva nos valores de  $V_P$ , segundo o mesmo modelo de regressão, mostra uma relação de caráter linear entre ambas devido ao alto coeficiente de determinação obtido. Também se observa que a velocidade da onda compressional tende a diminuir com o aumento de  $\phi_e$ . Além disso, a porosidade efetiva exerce um efeito de maior peso na velocidade compressional do que a argilosidade, o que é evidenciado pelo coeficiente angular mais alto encontrado para a relação entre  $V_P$  e  $\phi_e$ .

A influência simultânea de  $\phi_e$  e  $V_{arg}$  nos valores de  $V_P$  confirmam as mesmas tendências de comportamento da velocidade compressional observadas nos resultados anteriores. Tal fato está de acordo com os resultados obtidos por Tosaya & Nur (1982), Kowallis *et al.* (1984), Castagna *et al.* (1985), Han *et al.* (1986) e Miller & Stewart (1990). Este modelo, inclusive, corresponde ao ajuste com mais alto grau de confiabilidade obtido, já que apresenta o maior coeficiente de determinação.

As relações entre a densidade ( $\rho_b$ ) e a velocidade da onda P, segundo os modelos de potência e polinomial de grau 2, sugerem que  $V_P$  tende a crescer com o aumento de  $\rho_b$ , o que está de acordo com os resultados obtidos por Gardner *et al.* (1974). Os coeficientes de determinação obtidos indicam um grau de confiabilidade mediano para ambos os ajustes.

O reconhecimento da fácies “reservatório com HC”, baseado em simples *crossplots* que levaram em conta as respostas dos perfis ILD e NPHI, identificou, de uma forma geral, os intervalos de Arenito Namorado selecionados para este estudo. A grande exceção correspondeu aos intervalos presentes no poço 4RJS 0042 RJ, o que parece indicar a necessidade de um número maior de parâmetros para um reconhecimento mais robusto de acumulações de hidrocarbonetos. Entretanto, também há a possibilidade de uma correlação não muito precisa entre os perfis GR e Core Gama, presente no ANASETE deste poço.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP, 2005. Agência Nacional do Petróleo. Disponível em <[http://www.brazil-rounods.gov.br/geral/cartas/ce\\_campos.PDF](http://www.brazil-rounods.gov.br/geral/cartas/ce_campos.PDF)>.
- BACOCOLI, G. & GUIMARÃES, P.B., 2004. O desafio da exploração das bacias interiores brasileiras. Disponível em: <<http://www.onip.org.br/arquivos/O%20DESAFIO%20Palestra.pdf>>.
- BRANDÃO, J.A.S.L. & GUARDADO, L.R., [ca. 2000]. *A exploração de petróleo no Brasil*. In: Apostila sobre prospecção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás (Schlumberger). Disponível em: <<http://acd.ufrj.br/multimin/mmp/textos/cap1p/fig1.12.htm>>.
- CASTAGNA, J.P., BATZLE, M.L. & EASTWOOD, R.L., 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: *Geophysics*, **50**, 571-581.
- CLAVIER, C., COATES, G. & DUMANOIR, J., 1977. The theoretical and experimental bases for the “dual water” model for the interpretation of shaly sands. Soc. of Professional Engineers of AIME, Denver, SPE 6859
- DIAS, J.L., SCARTON, J.C., ESTEVES, F.R., CARMINATTI, M. & GUARDADO, L.R., 1990. Aspectos da evolução tectono-sedimentar e a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: *Origem e evolução de bacias sedimentares*, eds Raja Gabaglia, G.P. and Milani, E.J., pp. 333-360. Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.
- DRESSER ATLAS, 1979. Log Interpretation Charts: Houston, Dresser Industries Inc. 107 p.
- FRANKE, M., 2004. Novas fronteiras exploratórias: estudando o futuro do setor petróleo no Brasil. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/doc/palestras/MiltonFranke-05-10-14h.pdf>>.
- GARDNER, G.H.F., GARDNER, L.W. & GREGORY, A.R., 1974. Formation velocity and density – The diagnostic basis for stratigraphic traps: *Geophysics*, **39**, 770-780.

- GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P. & LUCCHESI, C.F., 1990. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. *In*: Edwards, J.D. and SantogriSSI, P.A., divergent/Passive Margin Basins. Tulsa, AAPG Memoir 48, pp. 3-79.
- HAN, D-H., NUR, A. & MORGAN, D., 1986. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: *Geophysics*, **51**, 2093-2107.
- KOWALLIS, B.J., JONES, L.E.A. & WANG, H.F., 1984. Velocity-porosity-clay content systematics of poorly-consolidated sandstones: *Journal of Geophysical Research*, **89**, 10355-10364.
- LARIONOV, V. V., 1969. Radioactivity by Well Log. Nedra, Moscow (in Russian).
- MARTINS, J.L., 2001. *Noções do método sísmico e de resolução sísmica*. *In*: Ribeiro, H.J.P.S. (Org.), Estratigrafia de seqüências: fundamentos e aplicações. EdUnisinos, São Leopoldo, p. 43-70.
- MENDONÇA, P.M.M., SPADINI, A.R. & MILANI, E.J., nov. 2003/maio 2004. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. *Boletim de Geociências da Petrobras* **12**(1), 9-58.
- MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V. & GAMBOA, L.A.P., 2000. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Revista Brasileira de Geofísica*, vol.18(3), p.351-396.
- MILLER, S.L.M. & STEWART, R.R., 1990. Effects of lithology, porosity and shaliness on P- and S-wave velocities from sonic logs: *Canadian Journ. of Expl. Geophysics*, **26**, 94-103.
- NERY, G.G., 1990. Perfilagem geofísica em poço aberto: Notas de aula. CPGG/UFBA, 231 p.
- OREIRO, S.G., 2001. Evolução tectono-sedimentar da área de Cabo Frio (parte sul da Bacia de Campos). *In*: 7º Simpósio de Geologia do Sudeste, Rio de Janeiro, *Boletim de Resumos*, p.121.

- RANGEL, H.D. & MARTINS, C.C., [ca. 2000]. *Principais compartimentos exploratórios, Bacia de Campos*. In: Apostila sobre prospecção e desenvolvimento de campos de petróleo e gás (Schlumberger). Disponível em: <<http://acd.ufrj.br/multimin/mmp/textos/cap2p/FIG2-12.HTM>>.
- RANGEL, H.D., MARTINS, F.A., ESTEVES, F.R. & FEIJÓ, F.J., 1994. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras* **8**(1), 203-217.
- SILVA, A., PROTÁZIO, J.M.B. & REMACRE, A.Z., 2003. Análise wavelet aplicada na mudança de escala em perfis geofísicos do Campo de Namorado. *Revista Brasileira de Geociências* vol.33, n.2(Suplemento), p.121-126.
- SILVA, J.C., 2003. Comunicação pessoal.
- SOUZA JR., O.G., 1997. Stratigraphie séquentielle et modélisation probabiliste des réservoirs d'un cône sous-marin profond (Champ de Namorado, Brésil) – Intégration des données géologiques et géophysiques. Thèse de Doctorat, Université Paris 6, Paris, 215 pp.
- TIGRE, C.A. & LUCCHESI, C.F., 1986. Estado atual do desenvolvimento da Bacia de Campos e perspectivas. In: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório. DEPEX-PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1-12.
- TOSAYA, C. & NUR, A., 1982. Effects of diagenesis and clays on compressional velocities in rocks. *Geophys. Res. Lett.* **9**, 5-8.
- VASQUEZ, G.F., 2000. Comportamento viscoelástico do Arenito Namorado e suas relações com atributos faciológicos. Dissertação de mestrado, UNICAMP, 214 p.
- WENTWORTH, C.K., 1992. A scale of grade and class terms for clastic sediments. **J. Geol.** v.30, p. 377-392.
- YLMAZ, O., 1987. *Seismic Data Processing*: SEG Publication. Tulsa, OK, 535 p.