



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS / ÁREA DE GEOLOGIA DE
PETRÓLEO**

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS - ÁREA DE
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

MARIA TERESA ANDREOTTI SPIZZIRRI

**RELAÇÕES ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS E PARÂMETROS PETROFÍSICOS
NA FORMAÇÃO AÇU**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências - Área de Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho - UNICAMP

Este exemplar corresponde a
redação final da tese defendida
por Maria Teresa Andreotti Spizzirri
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 21.04.98



ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

FEVEREIRO - 1998

Sp49r

34526/BC



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS / ÁREA DE GEOLOGIA DE
PETRÓLEO**

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS - ÁREA DE
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS**

MARIA TERESA ANDREOTTI SPIZZIRRI

**RELAÇÕES ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS E PARÂMETROS PETROFÍSICOS
NA FORMAÇÃO AÇU**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências - Área de Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

FEVEREIRO - 1998

9.915.282

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	Unicamp
SP. 49r	
V	Ex
T	34.526
PREC	395/98
C	☐
D	☒
PREC	R\$ 11,00
DATA	29/07/98
N.º CPD	

CM-00113861-6

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA do I.G. - UNICAMP**

Spizzirri, Maria Teresa Andreotti
Sp49r Relações entre atributos sísmicos e parâmetros petrofísicos na
Formação Açu / Maria Teresa Andreotti Spizzirri - Campinas, SP:
[s.n.], 1998.

Orientador: Ivan de Araújo Simões Filho
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas,
Instituto de Geociências.

1. Método Sísmico de Reflexão^x 2. Reservatórios^x I. Simões Filho,
Ivan de Araújo. II. Universidade Estadual de Campinas. Instituto de
Geociências. III. Título.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS/ÁREA DE GEOLOGIA DE
PETRÓLEO

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS - ÁREA DE
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

AUTOR: MARIA TERESA ANDREOTTI SPIZZIRRI

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: RELAÇÕES ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS E
PARÂMETROS PETROFÍSICOS NA FORMAÇÃO AÇU

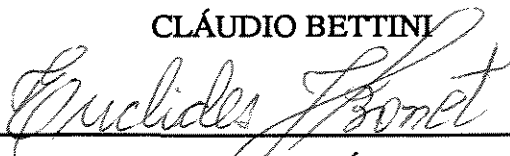
ORIENTADOR: IVAN DE ARAÚJO SIMÕES FILHO

Aprovada em: 01/04/98

EXAMINADORES:

Prof. Dr.  - Presidente
IVAN DE ARAÚJO SIMÕES FILHO

Prof. Dr. 
CLÁUDIO BETTINI

Prof. 
EUCLIDES JOSÉ BONET

Campinas, 01 de abril de 1998.

A meus pais, Sylvio e Jandyrá,
falecidos durante a realização deste trabalho, pelo exemplo que
deixaram de uma vida de muita fé, força, coragem e dignidade
mesmo diante das maiores dificuldades.

Ao meu marido, Marcos,
pelo apoio incansável e por ser, na minha vida, alguém
incrivelmente melhor do que eu jamais poderia ter sonhado ...

AGRADECIMENTOS

A PETROBRÁS pela oportunidade.

Ao meu orientador Ivan de Araújo Simões Filho.

Ao geólogo Cláudio Bettini Ex-Chefe do CENPES/DIGER/SEGER.

Ao geólogo Cordeiro do DEBAR/DIREX/SELAB pelo envio dos diversos materiais: plugues; amostras de testemunho para confecção das lâminas, para realização das análises sedimentológicas e de DRX; resultados das primeiras medidas de porosidade, permeabilidade e densidade feitas na região; fotos dos testemunhos dos poços; dados de perfis.

Aos geofísicos do CENPES/SUPEP/SEGEF, especialmente a Lúcia Duarte Dillon e Guilherme Fernandes Vasquez por todo o apoio dado nas medições dos atributos sísmicos, na realização das modelagens, nas interpretações dos resultados, enfim nas inúmeras discussões durante a realização de todo o trabalho. Ainda, aos técnicos em geofísica Lincoln e Marcos do Laboratório de Física de Rochas do CENPES/SUPEP/SEGEF pelas medidas sísmicas.

Aos técnicos do Laboratório de Petrofísica do CENPES/DIGER/SEAREV, em especial ao técnico Paulo Lima pelas medidas de porosidade, permeabilidade, densidade, variação de porosidade com pressão e variação de permeabilidade com pressão.

Aos técnicos do CENPES/DIGER/SEGEX responsável pela confecção das lâminas.

Ao geólogo Carlos Augusto do CENPES/DIGER/SEGEX pelas descrições e fotografias das lâminas.

Aos técnicos do Laboratório de Difractometria de Raios X do CENPES/DIGER/SEGEX, especialmente a Cláudia pelas informações e condução das análises de DRX.

Ao Geólogo Eduardo do CENPES/DIGER/SEGEX e aos técnicos Mônica e Brito do Laboratório de Sedimentologia do CENPES/DIGER/SEGEX pelas explicações e análises sedimentológicas.

Ao engenheiro de produção Pedro Wilson do CENPES/DIGER/SEMES pelos dados dos fluidos.

As geólogas Maria do Socorro, Rosane e ao geólogo Benjamin do CENPES/DIGER/SEGER pelos materiais, dados de perfis e dicas sobre a Formação Açu.

A Alberto Sampaio Chefe do CENPES/DIGER e ao engenheiro Régis do CENPES/DIGER/SEGER pelo apoio demonstrado.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS/ÁREA DE GEOLOGIA DE
PETRÓLEO

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS - ÁREA DE
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

RELAÇÕES ENTRE ATRIBUTOS SÍSMICOS E PARÂMETROS PETROFÍSICOS
NA FORMAÇÃO AÇU

RESUMO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Maria Teresa Andreotti Spizzirri

Neste trabalho foram analisadas 45 amostras de dois poços rasos (afloramentos) e de dois poços profundos (campo). Foram realizados inúmeros estudos de relações com o objetivo de estabelecer um elo de ligação entre os atributos sísmicos (velocidade de onda P (V_p), velocidade de onda S (V_s) e fator de qualidade para onda P (Q_p)) e parâmetros petrofísicos (porosidade (ϕ), permeabilidade (K), percentual de argila (C), percentual de cimento (C_{im})), tendo sido concluído que: V_p versus V_s - relação crescente forte (campo e afloramento); V_p/V_s versus V_p - relação fraca, no entanto existe um limite visível de argilosidade acima e abaixo de 15%; V_p e V_s versus pressão - estabiliza após o fechamento das micro fraturas; V_p e V_s versus ϕ - relação decrescente forte (campo), sendo que há um forte aumento da relação (campo e afloramento) considerado-se C ; V_p e V_s versus $\log K$ - relação decrescente fraca (campo) e crescente média (afloramento); $\log K$ versus ϕ - relação crescente fraca (campo e afloramento), no entanto pode ajudar a identificar arenitos limpos e arenitos; V_p e V_s versus C total - relação decrescente média (campo e afloramento); V_p e V_s versus C_{im} - relação crescente forte (campo); V_p e V_s versus C mais C_{im} - relação decrescente fraca (campo) e decrescente média (afloramento). Foram realizadas modelagens com a equação de Biot e aproximação de Geertsma-Smit para as equações de Biot, observando que: não há uma coincidência entre a velocidade de perfil e a modelada, devido a terem sido obtidas em frequências e escalas diferentes; para um mesmo valor de porosidade, a velocidade de onda P cresce na seguinte ordem: amostra seca, amostra totalmente saturada com óleo, amostra saturada na condição do reservatório (39% água e 61% de óleo) e amostra totalmente saturada com água. No caso do fator de qualidade as considerações são todas para rochas saturadas do campo, sendo: fator de qualidade Q normalizado (Q_{p_N}) versus V_p - relação crescente forte; Q_{p_N} versus pressão - mesmo comportamento de V_p e V_s ; Q_{p_N} versus ϕ - relação decrescente média, se considerada argilosidade, a relação é forte; Q_{p_N} versus $\log K$ - relação decrescente fraca; Q_{p_N} versus C - relação decrescente forte (poucos pontos); Q_{p_N} versus C_{im} - relação crescente média; Q_{p_N} versus C mais C_{im} - relação crescente fraca. De um modo geral, as equações de regressão do afloramento não são confiáveis para aplicação no reservatório devido ao intemperismo.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS/ÁREA DE GEOLOGIA DE
PETRÓLEO

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS - ÁREA DE
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

THE RELATIONSHIP BETWEEN SEISMIC ATTRIBUTES AND ROCK PHYSICS
PARAMETERS IN THE AÇU FORMATION

ABSTRACT

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Maria Teresa Andreotti Spizzirri

This work analyses 45 samples from 2 shallow wells (drilled in outcrop) and two deep wells (drilled in the field). Several relationships studies have been accomplished aiming the establishment of a link between seismic parameters (P wave velocity (V_p), S wave velocity (V_s) and P wave quality factor (Q_p)) and rock physics parameters (porosity (ϕ), permeability (K), clay percent (C), cement percent (Cim)). It has been concluded that: V_p versus V_s - strong growing relationship (field and outcrop); V_p/V_s versus V_p - weak relationship although it can be observed a visible argilosity limit above and below 15% value; V_p and V_s versus pressure - it stabilizes after the microfractures closure; V_p and V_s versus ϕ - strong decreasing relationship (field) with a more strong improvement in the relationship (field and outcrop) when considering C ; V_p and V_s versus $\log K$ - weak decreasing relationship (field) and medium growing relationship (outcrop); $\log K$ versus ϕ - weak growing relationship, although can help the identification of clean sandstone and sandstone; V_p and V_s versus total C - medium decreasing relationship (field and outcrop); V_p and V_s versus Cim - strong growing relationship (field); V_p and V_s versus C plus Cim - weak decreasing relationship (field) and medium decreasing (outcrop); Based on modeling using Biot and Geertsma-Smit approximations of Biot's equations it was possible to verify: that there is no coincidence between the modeled and well log velocities since they have been generated at different frequencies and scales; for a given porosity value the P wave velocity increase according to the following sequence: dry sample, fully oil saturated sample, saturated sample at the reservoir condition (39% water and 61% oil) and fully water saturated sample. In the case of quality factor it has been considered only water saturated field samples analyzes: normalized quality factor (Q_{p_N}) versus V_p - strong growing relationship; Q_{p_N} versus pressure - same behavior as V_p and V_s ; Q_{p_N} versus ϕ - medium decreasing relationship, changing to strong when argilosity is taken into account; Q_{p_N} versus $\log K$ - weak growing relationship; Q_{p_N} versus C - strong decreasing relationship (few data points); Q_{p_N} versus Cim - medium growing relationship; Q_{p_N} versus C plus Cim - weak growing relationship. On the whole, the outcrop's regression equations aren't confiable in the reservoir application due to weathering.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	i
AGRADECIMENTOS	ii
RESUMO	iii
ABSTRACT	iv
SUMÁRIO	v
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABELAS	xiv
SIMBOLOGIA	xvii
1 - INTRODUÇÃO	1
2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS	5
2.1- Metodologia	5
2.1.1- Análise de regressão	6
2.2 - Obtenção dos dados	7
2.2.1- Amostras utilizadas	7
2.2.2 - Descrição petrográfica, sedimentológica e mineralógica	8
2.2.2.1 - Descrição de lâminas e fotomicrografias	8
2.2.2.2 - Análise sedimentológica	10
2.2.2.3 - Mineralogia total e mineralogia das argilas	10
2.2.3 - Petrofísica	11
2.2.3.1 - Porosidade	11
2.2.3.2 - Permeabilidade	12
2.2.3.3 - Densidade dos grãos	13
2.2.3.4 - Medição de variação de porosidade e de permeabilidade versus pressão	13
2.2.4 - Atributos sísmicos	14
2.2.4.1 -Velocidades	14
2.2.4.2 - Atenuação	15

SUMÁRIO

2.2.5 - Outras medidas	16
2.2.6 - Modelagem por Biot.....	17
3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS	28
3.1 - O método sísmico	28
3.1.1 - Velocidades sísmicas	30
3.1.2 - Atenuação sísmica	32
3.2 - Sísmica de reservatórios	34
4 - PETROGEOFÍSICA - FATORES QUE AFETAM VELOCIDADE E ATENUAÇÃO	39
4.1 - Fatores que afetam velocidades sísmicas	40
4.1.1 - Pressão	40
4.1.2 - Saturação	41
4.1.3 - Viscosidade e temperatura	42
4.1.4 - Frequência	42
4.1.5 - Litologia	43
4.1.6 - Densidade	44
4.1.7 - Argilas, folhelhos e cimentos	44
4.1.8 - Porosidade	45
4.1.9 - Permeabilidade	46
4.1.10 - Compactação	46
4.2 - Modelo de Biot	46
4.3 - Fatores que afetam atenuação	50
4.3.1 - Pressão	50
4.3.2 - Saturação	51
4.3.3 - Temperatura e viscosidade	52
4.3.4 - Frequência	52
4.4 - Mecanismos de atenuação	53
4.5 - Estudos recentes de relações entre atributos sísmicos (V_p , V_s , Q_p e Q_s) e propriedades petrofísicas (ϕ , K , argilosidade, minerais totais intraporos)	53

SUMÁRIO

5 - GEOLOGIA	65
5.1 - Área dos afloramentos	65
5.2 - Área dos Poços	66
5.3 - Algumas diferenças entre afloramento e campo.....	68
6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS	74
6.1 - Estudo de relações entre velocidades sísmicas e propriedades petrofísicas	75
6.1.1 - Velocidade de onda P versus velocidade de onda S	75
6.1.2 - V_p/V_s versus velocidade de onda P	75
6.1.3 - Velocidade de onda P e velocidade de onda S versus pressão, V_p/V_s versus pressão e razão de Poisson versus pressão	76
6.1.4 - Velocidades versus porosidade	77
6.1.5 - Velocidades versus permeabilidade	78
6.1.6 - Velocidades versus argilosidade	79
6.1.7 - Velocidades versus cimentos	81
6.1.8. Velocidades versus minerais totais preenchendo poros (argilas e cimentos)	81
6.1.9 - Velocidades versus porosidade e argilosidade	82
6.2 - Modelagem de velocidade	83
6.2.1 - Velocidades des onda P e S secas e modeladas versus porosidade	83
6.2.2 - Velocidades de onda P de perfil sônico e modelada versus porosidades de perfil e de laboratório	84
6.3 - Estudo de relações entre fator de qualidade sísmica e propriedades petrofísicas ...	84
6.3.1 - Fator de qualidade de onda P versus velocidade de onda P	85
6.3.2 - Fator de qualidade de onda P versus pressão	85
6.3.3 - Fator de qualidade de onda P versus porosidade	86
6.3.4 - Fator de qualidade de onda P versus permeabilidade	86
6.3.5 - Fator de qualidade de onda P versus argilosidade	87
6.3.6 - Fator de qualidade de onda P versus cimentos	87

6.3.7 - Fator de qualidade de onda P versus minerais totais preenchendo poros (argilas e cimentos)	88
6.3.8 - Fator de qualidade para onda P versus porosidade e argilosidade	88
7 - CONCLUSÕES	105
8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108
APÊNDICE A	116

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 - (a) interpretação sísmica/litológica integrada: base da petrofísica; (b) física das rochas pode ser usada como uma ponte entre as diversas áreas. As áreas podem ser vistas como ilhas cada uma com seus experts (modificada de Blangy, 1992). 3
- Figura 1.2 - Exemplo de interpretação integrada tendo-se: (a) seção em velocidade obtida a partir de método sísmico de alta resolução, por exemplo: sísmica poço-a-poço; (b) gráfico de vagarosidade (inverso da velocidade) versus porosidade medida em amostras, usado para a obtenção da relação entre vagarosidade e porosidade; (c) seção de porosidade obtida da conversão da seção de velocidade (a) através da relação de velocidade com porosidade (b) (modificado de Lines *et al.*, 1993). 4
- Figura 2.1 - Poço 9-PHRF-1-RN, prof. 7,50m. Arenito muito grosso com grãos do arcabouço (quartzo e feldspato) parcialmente recobertos por cutícula de argila infiltrada. Luz plano-paralela. Aumento 50x. 18
- Figura 2.2 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 270,6m. Arenito totalmente cimentado por calcita poiquilótica. Notar que a calcita envolve não só grãos do arcabouço, como também crescimentos secundários de K-feldspato, mais precoces. Nicóis cruzados. Aumento 25x. 18
- Figura 2.3 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 272,70m. Arenito grosso pobremente selecionado, com elevada porosidade intergranular. Observar ainda a superfície corroída dos grãos e a presença de pequena quantidade de caulinita. Luz plano-paralela. Aumento 25x. 19
- Figura 2.4 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 263,7m. Arenito fino a médio, muito pobremente selecionado, suportado por matriz argilosa. Praticamente não há macroporosidade. Luz plano-paralela. Aumento 25x. 19
- Figura 2.5 - Poço 7-ARG-326-RN, prof. 259,75m. Arenito fino a médio, pobremente selecionado, com intensa cimentação de caulinita, reduzindo a porosidade intergranular e aumentando a microporosidade. Luz plano-paralela. Aumento 25x. 20
- Figura 2.6 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 244,4m. Arenito fino, moderadamente selecionado, com intraclastos argilosos amalgamados entre grãos rígidos do arcabouço, formando pseudomatriz. Observar a porosidade de contração associada à pseudomatriz.

Aumento 50x.	20
Figura 2.7 - Exemplo de apresentação dos resultados da análise sedimentológicas.	21
Figura 2.8 - Exemplo de difratogramas de raios X para mineralogia total da rocha. Os diferentes picos são referentes a diferentes minerais	22
Figura 2.9 - Exemplo de difratograma de raios X para mineralogia das argilas.	23
Figura 2.10 - Ilustração esquemática do princípio de operação: (a) de um porosímetro a gás e (b) do permeabilímetro a gás (modificado de Best, 1992).	24
Figura 2.11 - Sistema de medida e sinal em tela osciloscópio: (a) esquema do sistema utilizado para as medidas de velocidades e atenuação nos plugues de rocha e (b) detalhe do cabeçote de medidas para atenuação e velocidade em plugues de rocha. (modificado de Dillon & Vasquez, 1993).	25
Figura 2.12 - Exemplo de medição do tempo de trânsito em uma amostra: (a) de onda P; (b) de onda S.	26
Figura 2.13 - Exemplo do processo de medição e obtenção da atenuação (ou fator de Qualidade): (a) pulsos de saída das amostras de alumínio (referência) e estudada sobrepostos; (b) escolha de um segmento limitado a um comprimento de onda em (a) para cada pulso; (c) transformada de Fourier de (b); (d) gráfico de $\ln(A_{\text{alumínio}}/A_{\text{amostra}})$, sendo que A é amplitude	27
Figura 3.1 - Os dois tipos de ondas sísmicas que podem se propagar em meios isotrópicos: (a) ondas P envolvem movimento da partícula na direção que a onda está se propagando, indicado pela alternância de compressões e rarefações. (b) ondas S envolvem movimento das partículas perpendicular a direção que a onda está se propagando. O tipo de onda depende das mudanças na direção da tensão inicial, aqui indicado pelos martelos (modificado de Sheriff, 1992).	37
Figura 3.2 - Coleta de dados num levantamento sísmicos 3D em terra (modificado de Sheriff, 1992).	37
Figura 3.3 - (a) Comparação de técnicas de imageamento geofísico de subsuperfície (modificado de Sheriff, 1992); (b) Correlação entre dimensões do reservatório e resolução vertical em diferentes métodos de imageamento (modificado de Harris, s/d).	38
Figura 4.1 - Propriedades das rochas: Sumário dos efeitos das diferentes propriedades das rochas nas velocidades de ondas sísmicas P e S, e na razão das velocidades V_p/V_s (modificado de Tosaya <i>et al.</i> , 1984)	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 4.2 - Velocidade de onda P e de onda S em amostra de arenito seca, parcialmente saturada e totalmente saturada versus pressão efetiva. (modificado de Bourbié <i>et al.</i> , 1987).	57
Figura 4.3 - Curvas típicas mostrando variação de V_p versus saturação de água para diferentes porosidades (modificado de Gregory, 1976). (Obs: 35 MPa aproximadamente 500 Psi).	57
Figura 4.4 - Influência da temperatura (e portanto da viscosidade do fluido saturante) na variação da velocidade da onda P (modificado de Tosaya <i>et al.</i> , 1985).	58
Figura 4.5 - Velocidade de onda compressional para várias litologias (modificado de Sheriff & Geldart, 1982).	58
Figura 4.6 - V_p e V_s como indicadores de litologia (modificado de Pickett, 1963).	59
Figura 4.7 - Exemplos de razão de Poisson para diferentes litologias (modificado de Bourbié <i>et al.</i> , 1987)	59
Figura 4.8 - Velocidade de onda comperssional versus densidade (modificado de Gardner <i>et al.</i> , 1974).	60
Figura 4.9 - Modificação da equação de Wyllie proposta por Raymer <i>et al.</i> (1980) (modificado de Bourbié <i>et al.</i> , 1987).	60
Figura 4.10 - Influência da saturação em função da pressão efetiva (modificado de Johnston & Toksöz, 1980).	61
Figura 4.11 - Temperatura versus atenuação para onda P e para onda S (Bourbié <i>et al.</i> , 1987).	61
Figura 4.12 - Representação esquemática da atenuação versus frequência e saturação (modificada de Murphy, 1982).	62
Figura 4.13 - Gráfico mostrando velocidade de onda P (V_p) versus porosidade para 97 amostras de rochas siliciclásticas, subdivididas em quatro classes argilosas (modificado de Vernik, 1994)	62
Figura 5.1 - (a) mapa de localização do Campo de Alto do Rodrigues na Bacia Potiguar; (b) afloramentos da Fm. Açú nos Kms 98 e 99 da BR-304 e (c) mapa estrutural do topo do reservatório com localização dos poços na área do piloto de vapor no campo de Alto do Rodrigues	69
Figura 5.2 - (a) corte mostrando afloramentos dos Kms 98 e 99 como da Fm. Açú, Unidade Açú	

LISTA DE FIGURAS

3; (b) perfil tipo Fm. Açú na Bacia Potiguar. Ver Unidade Açú 3: idade Cenomaniano, característica de sistema fluvial anastomosado a meandrante; (c) coluna estratigráfica no Campo de Alto de Rodrigues. Ver Unidade Açú 3: Zona I (estudada neste trabalho).	70
Figura 5.3 - Perfil das litofácies presentes nos poços dos afloramentos e do campo mostrando as posições onde foram coletadas as amostras utilizadas	71
Figura 6.1 - Gráfico de velocidade de onda P (V_p) versus velocidade de onda S (V_s)	89
Figura 6.2 - Relação entre V_p/V_s e V_p : (a) identificando as amostras quanto ao afloramento e ao campo; (b) levando em consideração a argilosidade, conforme proposto por Vernik (1994).	90
Figura 6.3 - (a) velocidades de onda P (V_p) e onda S (V_s) versus pressão e (b) razão de Poisson versus pressão.	91
Figura 6.4 - Gráfico de velocidade de onda P versus porosidade (a) levando em consideração as amostras do poço e do afloramento e (b) levando em consideração a classificação de argilosidade de Vernik (1994).	92
Figura 6.4- (c) Gráfico de velocidade de onda S (V_s) versus porosidade.	93
Figura 6.5 - Gráfico de velocidade versus log da permeabilidade, sendo (a) V_p e (b) V_s	94
Figura 6.5 - Gráfico de log de permeabilidade versus porosidade: (c) para amostras dos poços e do afloramento e (d) para diferentes classes argilosas.....	95
Figura 6.6 - Velocidades versus argilosidade (a) V_p e (b) V_s	96
Figura 6.7 - Velocidades versus percentual de cimento (a) V_p e (b) V_s	97
Figura 6.8 - Gráfico de velocidade versus minerais totais preenchendo poros (argilas e cimentos): (a) V_p e (b) V_s	98
Figura 6.9 - Gráfico de (a) V_p versus porosidade para o poço ARG-40, (b) V_p versus porosidade para o poço ARG-326, (c) V_s versus porosidade para o poço ARG-40 e (d) V_s versus porosidade para o poço ARG-326.	99
Figura 6.10 - Velocidades (perfil, modelada e amostra seca) versus porosidades (perfil e laboratório) para amostras dos poços (a) ARG-40 e (b) ARG-326.	100
Figura 6.11 - Gráfico de fator de qualidade para onda P (Q_p) versus velocidade de onda P (V_p) para amostras secas e totalmente saturadas de água.	101

Figura 6.12 - Gráfico de fator de qualidade para onda P (Qp) versus pressão para uma amostra de rocha seca e saturada com água da formação.	101
Figura 6.13 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Qp) versus porosidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.	102
Figura 6.14 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Qp) versus permeabilidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.	102
Figura 6.15 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Qp) versus argilosidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.	103
Figura 6.16 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Qp) versus percentual de cimento para amostras secas e totalmente saturadas de água.	103
Figura 6.17 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Qp) versus percentual de minerais totais preenchendo os poros (argilas e cimentos) para amostras secas e totalmente saturadas de água.	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Velocidades médias de propagação de ondas P e S, densidades médias e densidade do cristal constituinte (modificado de Bourbié <i>et al.</i> , 1987)	63
Tabela 4.2 - Valores de Q medidos em rochas sedimentares (modificado de Bourbié <i>et al.</i> , 1987)	64
Tabela 5.1 - (a) Fm. Açú, Unidade Açú 3, Zona I: litofácies presentes - agrupamento das litofácies em eletrofácies, e correlação afloramento/campo; (b) características das litofácies.	72
Tabela 5.2 - Relação das amostras utilizadas comparando-se as classificações em litofácies e em eletrofácies feitas por Nolla (1992) na região e Becker <i>et al.</i> (1993) no CENPES..	72
Tabela A.1 - Número de plugues por litofácies em cada poço para o conjunto de plugues utilizado	117
Tabela A.2 - Descrição das lâminas	118
Tabela A.3 - Resultados das análises sedimentológicas - análise granulométrica	119
Tabela A.4 - Resultados obtidos para mineralogia total	120
Tabela A.5 - Resultados obtidos para mineralogia das argilas	121
Tabela A.6 - Valores de porosidade, permeabilidade e densidade medidos no laboratório para as amostras em estudo	122
Tabela A.7 - Valores de variação de porosidade e variação de permeabilidade com pressão medidos para algumas amostras selecionadas	123
Tabela A.8 - Valores de velocidade medidos no laboratório para as amostras do poço PHRF-1 (amostras secas)	124
Tabela A.9 - Valores de velocidade medidos no laboratório para os plugues do poço PHRF-12 (amostras secas)	125
Tabela A.10 - Valores de velocidade medidos no laboratório para os plugues do poço ARG-40 (amostras secas)	126
Tabela A.11 - Valores de velocidade medidos no laboratório para os plugues do poços ARG-326 (amostras secas)	127
Tabela A.12 - Valores de atenuação de onda P medidos em plugues de rocha secos e saturados (amostras do poço ARG-40)	129

LISTA DE TABELAS

Tabela A.13 - Previsão de propriedades de salmouras e de óleos para a molelagem de Biot. ..	130
Tabela A.14 - Modelagem por Biot com 100% de óleo - poço ARG-40	131
Tabela A.15 - Modelagem por Biot com 100% de água - poço ARG-40	132
Tabela A.16 - Modelagem por Biot com 39% de água e 61% de óleo - poço ARG-40	133
Tabela A.17 - Modelagem por Biot com 100% de óleo - poço ARG-326	134
Tabela A.18 - Modelagem por Biot com 100% de água - poço ARG-326	135
Tabela A.19 - Modelagem por Biot com 39% de água e 61% de óleo - poço ARG-326	136

SIMBOLOGIA

w - água;	μ - módulo de cisalhamento ou de rigidez;
al - alta;	M - módulo elástico, sendo: $k+3/4\mu$ para Vp
A - amplitude;	e μ para Vs ;
A_0 - amplitude inicial;	k - módulo de volume ou módulo <i>bulk</i> ou
A_t - área da seção transversal;	incompressibilidade = $\lambda + 2/3\mu$;
ba - baixa;	N - número de onda;
Cim - cimento	P - onda elástica primária ou compressional;
α - coeficiente de atenuação;	S - onda elástica secundária ou cisalhante;
R^2 - coeficiente de correlação;	K - permeabilidade;
y - constante associada ao fator Q;	ϕ - porosidade;
B - constante da equação de Faust;	$\mathcal{P}$ - pressão;
C - conteúdo de argilo-minerais;	ν - razão de Poisson;
λ e μ - constantes de Lamé;	r - rocha;
x - comprimento da amostra;	SA - saturação;
ρ - densidade;	sa - saturada;
ρ_s - densidade dos grãos;	se - seca;
E - energia elástica;	t - tempo de trânsito;
G - fator geométrico;	T - totuosidade
Q - fator de qualidade;	g_m - vazão de gás média;
Qp - fator de qualidade para onda P;	V - velocidade;
Qs - fator de qualidade para onda S;	Vp - velocidade da onda P;
Qp_N - fator de qualidade para onda P	Vs - velocidade da onda S;
normalizado	μg - viscosidade do gás;
F - fluido;	Vg - volume de sólidos (grãos);
f - frequência;	Vt - volume total;
g - grão;	Vv - volume de vazios;
hc - hidrocarboneto;	Vc - volume;
I - idade dos sedimentos em anos;	Z - profundidade em metros;
m - matriz;	

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Segundo Nur e Wang (1989), estima-se que de todo o óleo já descoberto até hoje: 60% é irrecuperável; 20% é potencialmente recuperável; 10% é recuperável; 10% é já recuperado. Vê-se que grande quantidade de óleo é apenas potencialmente recuperável (ainda não recuperável com técnicas de produção atuais). Uma importante causa dessa grande quantidade de óleo ser apenas potencialmente recuperável são as heterogeneidades do reservatório e há o grande desafio de se extrair este óleo, aumentando os fatores de recuperação das reservas já descobertas.

À medida que as novas grandes descobertas de hidrocarbonetos tornam-se cada vez mais difíceis, vencer esse desafio torna-se cada vez mais importante. Surge a necessidade de melhor caracterização dos reservatórios, com a incorporação das contribuições de várias disciplinas para a construção de modelos mais precisos dos reservatórios, com melhores informações sobre a variação das propriedades petrofísicas das rochas dentro dos reservatórios de hidrocarbonetos. Modelos estes que servirão de base para o planejamento ótimo do desenvolvimento dos campos e das estratégias de gerenciamento.

As medidas nos poços, tais como: dados de perfis, dados de teste de formação, medidas de laboratório em amostras de testemunhos, são medidas de grande resolução mas muito espaçadas lateralmente. A sísmica, embora não forneça informações com resolução tão grande quanto às obtidas a partir dos poços, efetua suas medidas cobrindo espacialmente todo o reservatório podendo, então, ajudar no conhecimento do reservatório como um todo.

Nos últimos anos, a sísmica vem tendo grandes avanços em termo de aumento da resolução das medidas nos vários métodos que utiliza (Métodos de Reflexão de Superfície, VSP ou Perfil Sísmico Vertical, Sísmica Poço-a-Poço), permitindo a geração de imagens da distribuição do campo de velocidades e das descontinuidades litológicas do reservatório. Também, a atenuação das ondas sísmicas devido aos processos não elásticos da rocha pode ser estimada através do decaimento de amplitude dos sinais em frequências apropriadas.

As recentes melhorias nas técnicas de aquisição de dados de campo dos levantamentos sísmicos de alta resolução, o advento da sísmica 3D, o grande progresso em processamento de sinal, e novas técnicas de interpretação combinam-se hoje para oferecer melhores imagens da

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

subsuperfície. Tudo isto tem levado a uma disciplina relativamente nova chamada física das rochas ou petrogeofísica, de grande importância na geofísica de reservatório e que pode ajudar na caracterização de novos reservatórios antes da produção, ou na re-investigação de antigos mesmo que já estejam praticamente depletados. Bacias maduras podem ser re-exploradas com ênfase na procura de acumulações menores de hidrocarbonetos e na identificação de reservas não exploradas (ver figura 1.1) (Blangy, 1992).

Assim, a física das rochas busca atender a necessidade que existe do entendimento das inter-relações entre: velocidades sísmicas, atenuações sísmicas e porosidade, permeabilidade, conteúdo de argila, etc.; inter-relações estas que possibilitam transformar imagens sísmicas (seções de velocidade, por exemplo) em imagens de propriedades petrofísicas (seções de porosidade, por exemplo) possibilitando um maior entendimento do reservatório e sua melhor exploração (ver figura 1.2).

Vários são os trabalhos publicados buscando encontrar relações entre velocidades sísmicas e parâmetros do reservatório, por modelos teóricos ou através de medidas experimentais em laboratório. A dependência da velocidade em função dos parâmetros do reservatório não é simples, além dos parâmetros freqüentemente não serem independentes uns dos outros. As rochas são bastante complexas de modo que na maioria das teorias e modelos usados para predição dos valores reais de velocidades sísmicas invariavelmente serão desconsiderados parâmetros importantes se não houver acompanhamento experimental (Nur & Wang, 1989). Também, é crescente o interesse no conhecimento das relações entre atenuações sísmica e parâmetros dos reservatórios pois trazem informações complementares aos dados de velocidades (Best *et al.*, 1994), principalmente quanto a fluido saturante e geometria do espaço poroso (Vasquez *et al.*, 1994).

O objetivo principal deste trabalho é tentar encontrar relações entre atributos sísmicos e parâmetros petrofísicos para a Formação Açu, as quais podem servir de elo de ligação entre o domínio da sísmica (velocidades e atenuação) e o da engenharia (porosidade e permeabilidade).

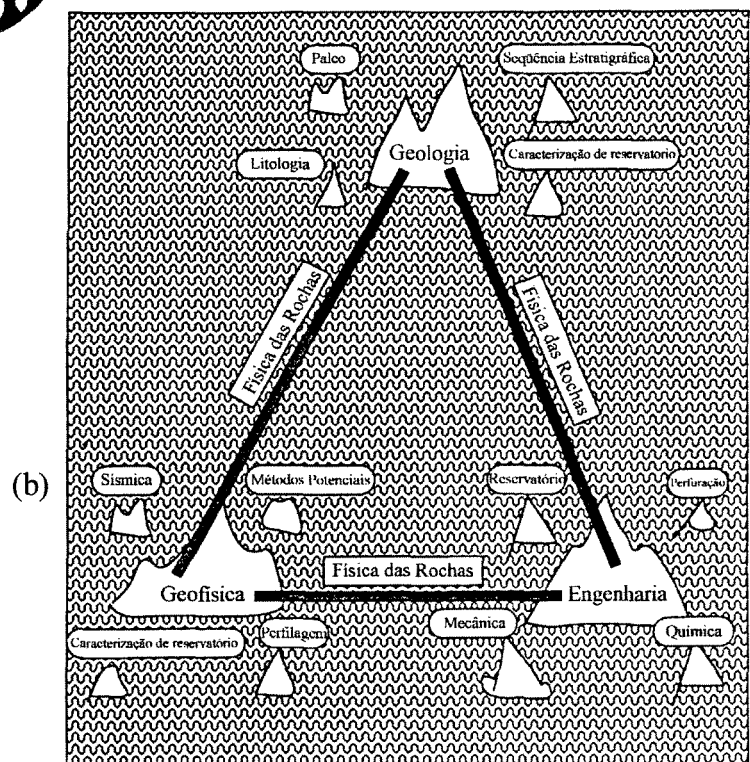
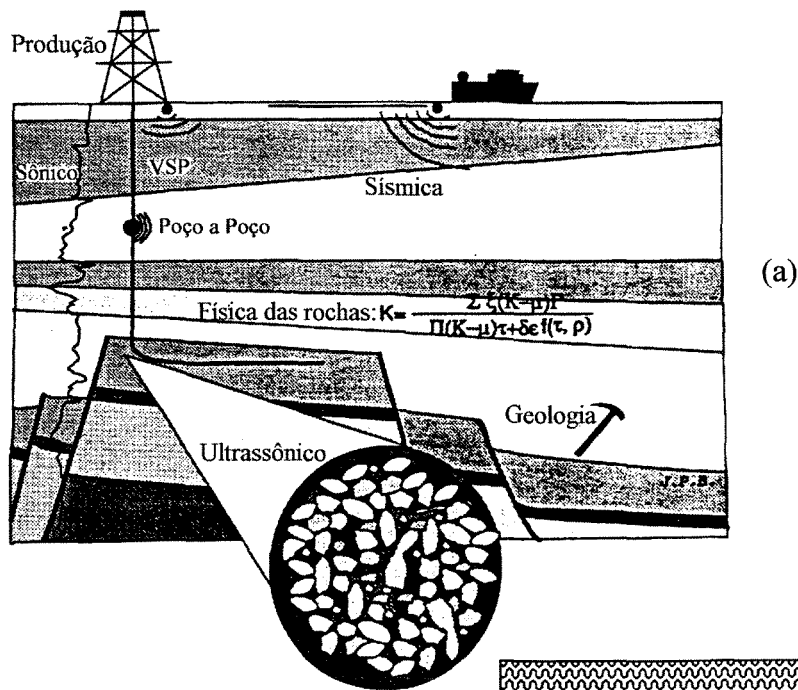
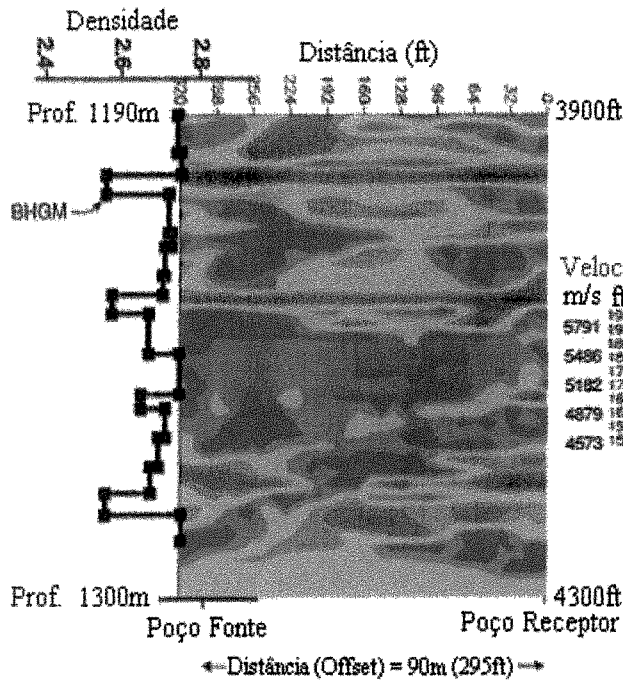
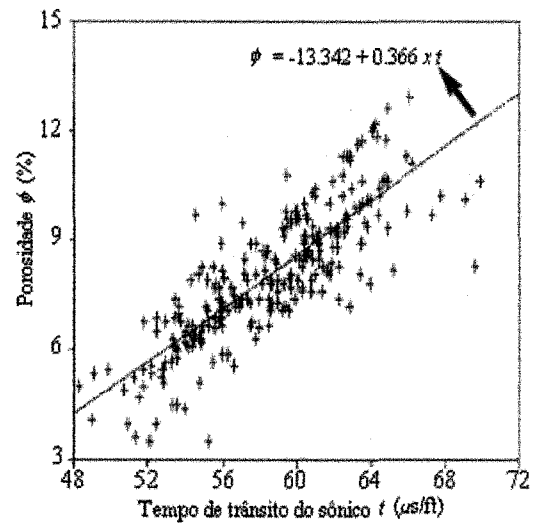


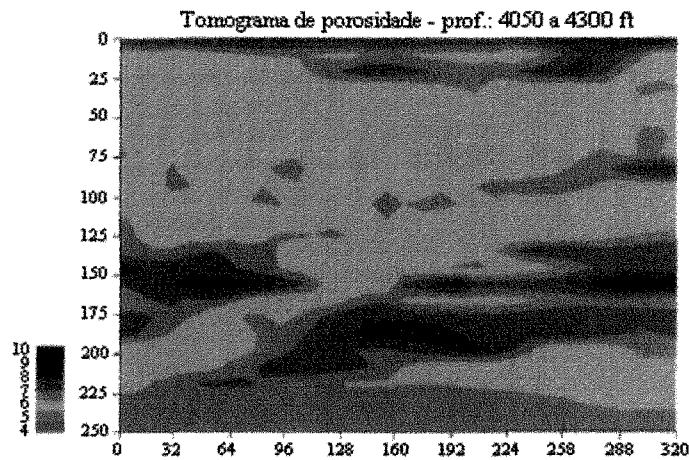
Figura 1.1 - (a) interpretação sísmica/litológica integrada: base da petrofísica; (b) física das rochas pode ser usada como uma ponte entre as diversas áreas. As áreas podem ser vistas como ilhas cada uma com seus *experts* (modificada de Blangy, 1992).



(a)



(b)



(c)

Figura 1.2 - Exemplo de interpretação integrada tendo-se: (a) seção em velocidade obtida a partir de método sísmico de alta resolução, por exemplo: sísmica poço-a-poço; (b) gráfico de vagarosidade (inverso da velocidade) versus porosidade medida em amostras, usado para a obtenção da relação entre vagarosidade e porosidade; (c) seção de porosidade obtida da conversão da seção de velocidade (a) através da relação de velocidade com porosidade (b) (modificado de Lines *et al.*, 1993).

CAPÍTULO 2

METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

2.1 - Metodologia

Neste trabalho busca-se fazer um estudo de relações entre atributos sísmicos: velocidades de propagação de ondas P e S e parâmetros petrofísicos como: porosidade, permeabilidade, conteúdo de argilas e cimento, com aplicação à Formação Açu. Também, quando possível, entre fator de qualidade de ondas P nas condições de rocha seca e saturada e parâmetros petrofísicos.

Para o estudo das relações entre os atributos sísmicos e os parâmetros petrofísicos usou-se aqui a seguinte metodologia:

- primeiramente, realização de revisão bibliográfica sobre relações existentes entre atributos sísmicos e parâmetros petrofísicos de rochas reservatórios descritas na literatura (petrogeofísica) destacando-se Bourbié *et al.* (1987) e Schon (1996);

- escolha de dois artigos como bases principais para realizar o estudo das relações e fazer comparações com os resultados obtidos. Estes dois artigos são: o de Best *et al.* (1994), sobre relações entre velocidades, atenuações e propriedades petrofísicas de rochas sedimentares reservatório, realizado usando amostras de arenitos e folhelhos saturadas com água e o de Vernik (1994) sobre predição de litologia, porosidade e propriedades de transporte (permeabilidade) a partir de velocidades acústicas, baseado em classificação petrofísica de rochas siliciclásticas de acordo com o seu conteúdo argiloso. Maiores detalhes sobre o que é abordado nestes dois artigos podem ser vistos no capítulo 4, item 5. A justificativa para a escolha destes artigos são: são atuais, estudaram os mesmos tipos de rochas (siliciclásticas), o trabalho de Best trata de medidas em laboratório com relação à atenuação.

- escolha da área para o estudo, levado-se em consideração, basicamente, as seguintes informações: área de modelo geológico conhecido, área bem amostrada por poços, número suficiente de plugues de rocha para medida.

- medidas de laboratório, as quais serão descritas com maior detalhe neste mesmo capítulo. Todas as medidas foram realizadas nos laboratórios do Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES);

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

- modelagem dos valores de velocidade para a condição de amostras de rocha saturadas de fluidos, feita a partir dos valores de velocidades medidos nas rochas secas, porosidade, densidade e dos dados dos fluidos para os dois poços do campo, e comparação com os dados de perfil. Foram usadas as equações de Biot.
- montagem de gráficos (diagramas de dispersão) para estudo das relações, ajuste de equações de regressão linear e conclusões.

2.1.1 - Análise de regressão

Durante a análise dos resultados foram utilizadas dois tipos de regressões: linear e bilinear, para obtenção de leis de formação das relações. Abaixo discute-se de forma rápida os dois tipos de métodos.

A análise de regressão foi realizada utilizando-se o pacote Statgraphics, consistindo no ajuste de uma reta (modelo) através do método dos mínimos quadrados ao conjunto de dados em análise plotados em diagrama de dispersão. No método dos mínimos quadrados são calculados os erros entre os valores observados e seus correspondentes estimados pelo modelo (reta de regressão) para diferentes retas, sendo escolhida a reta que possui a mínima soma dos erros quadráticos.

No caso da regressão linear simples o modelo ajustado é uma reta da forma: $y = ax + b$, sendo y a variável dependente, x a variável independente, a o coeficiente angular da reta e b o coeficiente linear.

Já, no caso da regressão múltipla o modelo ajustado também é uma reta da forma: $y = a_1x_1 + a_2x_2 + b$, sendo y a variável dependente, x as variáveis independentes, a e b os coeficientes.

O coeficiente de correlação (R) varia entre -1 e 1, sendo que indica quantos pontos do universo de regressão estão sobre a reta interpolada. Assim, no caso de $R = |1|$ todos os pontos observado se situam sobre a reta de regressão e no caso de $R = 0$ as variações da variável independente são exclusivamente aleatórias e a introdução da variável independente não incorporará informação alguma sobre as variações da variável dependente. No caso em estudo utilizou-se R^2 (coeficiente de correlação ao quadrado), o qual é denominado coeficiente de determinação sendo dado pela proporção da variação total da variável independente explicada pelo

ajuste da regressão.

2.2 - Obtenção dos dados

Neste item descrevem-se os procedimentos de obtenção de dados e os resultados obtidos. A interpretação e modelagem utilizando-se estes resultados são feitas no capítulo 6.

As análises e medidas são apresentadas na seguinte ordem:

- Descrição petrográfica, sedimentológica e mineralógica: descrição de lâminas; granulometria e argilosidade; calcimetria; mineralogia total e mineralogia das argilas por difratometria de raios X (DRX).
- Petrofísica: porosidade e densidade dos grãos; permeabilidade; sensibilidade da porosidade e da permeabilidade à variação de pressão.
- Atributos Sísmicos: velocidades sísmicas (V_p e V_s); atenuação de onda sísmica (Q_p seco e Q_p saturado com salmoura).
- Outras Medidas: perfis neutrão e sônico; dados de fluidos.

Antes disso, explicam-se os critérios de amostragem, quantidade e tipos de amostras.

2.2.1 - Amostras utilizadas

As medidas petrofísicas e de atributos sísmicos utilizaram 45 plugues de testemunhos obtidos de poços rasos do afloramento (poços PHRF-1 e PHRF-12) ou de poços do campo de Alto do Rodrigues (poços ARG-40 e ARG-326) sendo que maiores informações sobre o afloramento e o campo podem ser vistas no capítulo 5. Os plugues são identificados pelo nome do poço, profundidade e código próprio, como na tabela A.1. Em muitos casos, dois plugues - um horizontal e um vertical- são extraídos da mesma profundidade, e a orientação dos plugues é identificada pelas letras "H" e "V" no código da amostra. Os plugues são cilíndricos, com diâmetro de 2,54cm (1in.) (poço ARG-40) e 3,81cm (1,5 in.) (demais poços) e com comprimentos de 2,5cm a 4,5cm.

Para a confecção das lâminas para análise petrográficas, bem como para as análises

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

sedimentológicas e mineralógicas foram utilizadas amostras de rocha retiradas dos testemunhos contiguamente ao local de retirada dos plugues. Nesse caso, apenas uma amostra por profundidade foi obtida, perfazendo-se um total de 33 amostras (ver tabela 5.2).

A preparação das amostras para as diversas análises será descrita junto com as explicações sobre os procedimentos de medida.

Também foram utilizados dados obtidos a partir de perfis sônico (velocidade sônica) e neutrão (porosidade) nos poços ARG-40 e ARG-326.

Alguns critérios utilizados para a seleção das amostras foram:

- representatividade das amostras do afloramento e dos poços;
- observação da representatividade das litofácies;
- percentual de argila presente e
- presença de plugagem horizontal e vertical.

2.2.2 - Descrição petrográfica, sedimentológica e mineralógica

2.2.2.1 - Descrição de lâminas e fotomicrografias

O estudo petrográfico foi realizado por meio da descrição de 33 lâminas delgadas em microscópio ótico, com a quantificação sistemática dos principais constituintes e porosidade dos arenitos, contando-se 250 pontos em cada análise modal.

Quanto à textura, os arenitos estudados são bastante homogêneos no que se refere ao empacotamento e ao arredondamento dos grãos, predominantemente subangulosos. O empacotamento é frouxo, sendo os contatos grão-grão flutuantes e, subordinadamente, pontuais e retos. Quanto à granulometria e seleção, estes arenitos são bastante heterogêneos. Predominam arenitos médios com quantidades variáveis de frações mais finas (inclusive argila) e mais grossas, com a presença de grânulos e até mesmo de pequenos seixos. Embora parte dos arenitos seja bem a moderadamente bem selecionada, a presença comum de grãos de tamanho variado torna a maior parte deles moderada a muito pobremente selecionada.

Os principais constituintes do arcabouço são o quartzo (com quantidades subordinadas de quartzo policristalino), K-feldspato, fragmentos líticos (granitos ou gnaisses) e intraclastos

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

argilosos. Ocorrem ainda pequenas quantidades ($< 2\%$) de mica (biotita e muscovita), plagioclásio e minerais pesados (turmalina, zircão, granada, estauroлита). A maior parte destes arenitos são arcósios e alguns subarcósios.

A argila ocorre sob diferentes formas, podendo ter origem detrítica (deposicional ou infiltrada) ou autigênica. A forma mais freqüente de argila é a deposicional, que ocorre como massa dispersa entre os grãos do arcabouço. Embora nos arenitos mais argilosos ela corresponda a uma matriz deposicional, na maioria dos arenitos esta argila refere-se à pseudomatriz formada pela compactação de intraclastos argilosos.

Trabalhos realizados na região identificaram a esmectita e interestratificados de illita-esmectita como os principais argilas presentes na argila detrítica, que ocorre ainda, em parte destes arenitos como cutículas de argila infiltrada, recobrindo parcialmente grãos do arcabouço.

Com relação à argila de origem autigênica, a principal argila identificada foi a caulinita, que ocorre substituindo parcial ou totalmente grãos do arcabouço (micas, feldspatos) e localmente pseudomatriz ou pode precipitar diretamente no espaço poroso. Desta forma, a caulinita apresenta-se tanto na forma de massa dispersa, como na forma de grãos do arcabouço (pseudomorfs).

Em geral, além da caulinita, foram observados cimentos de calcita, pirita, óxidos de Titânio, óxidos e/ou hidróxidos de Ferro e crescimentos secundários de K-feldspato. Destes cimentos, apenas a calcita ocorre em quantidades significativas, podendo preencher parcial ou totalmente o espaço poroso. Em particular, nas amostras dos poços do afloramento, PHRF-1 e PHRF-12, não foi observada calcita. Isso deve-se a uma diferença diagenética entre as rochas do afloramento e do campo.

A porosidade destes arenitos pode ser classificada em macroporosidade, observada ao microscópio ótico, e microporosidade, que se associa a restrições nas gargantas de poro e, principalmente, a argila, tanto detrítica como autigênica. O espaço macroporoso conectado (macroporosidade efetiva) é formado por poros intergranulares e, subordinadamente, por poros formados pela contração da argila detrítica. Também foi identificada uma pequena quantidade (0 a 2%) de poros intragranulares e móldicos, correspondendo a macroporosidade não-efetiva.

Entre os eventos diagenéticos, a compactação de intraclastos argilosos e a cimentação calcítica podem reduzir significativamente a macroporosidade efetiva, enquanto a autigênese de

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

caulinita, além do mesmo efeito, promove ainda o aumento da participação da microporosidade no espaço poroso total. Cutículas de argila infiltrada e crescimentos secundários de K-feldspato, embora volumetricamente pouco importantes, podem reduzir a permeabilidade, obstruindo as gargantas de poro.

Nas figuras 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, os aspectos descritos são ilustrados em fotomicrografias. Na tabela A.2 encontram-se os dados quantificados na descrição das lâminas.

2.2.2.2 - Análise sedimentológica

As análises sedimentológicas das amostras consistem de medidas de laboratório referentes à granulometria, argilosidade, teor de cálcio. Foram feitas do modo descrito a seguir.

Após um processo de desagregação e lavagem, toma-se 100g de amostra. E leva-se ao peneirador mecânico (composto por uma série de peneiras). No fundo, resta o material fino que é juntado com o lavado. Os percentuais das classes granulométricas (material de cada peneira) são dados em peso. Mede-se a seguir a quantidade de partículas finas utilizando a técnica de pipetagem. Juntam-se então os dois resultados obtendo-se granulometria e argilosidade, sabendo-se que "argilosidade = teor de argila + silte fino". Todos os percentuais são expressos em peso (massa).

O teor de Calcita (CaCO_3) é medido a partir de 1 ou 2g de amostra original, utilizando-se um calcímetro que fornece leitura direta do valor desejado.

É mostrado, como exemplo de apresentação dos resultados das análises sedimentológicas, o resultado obtido para uma das amostra analisadas (ver figura 2.7). Os valores medidos para todas as amostras nas análises sedimentológicas encontram-se sumarizados na tabela A.3.

2.2.2.3 - Mineralogia total e mineralogia das argilas

Para as medidas de mineralogia total e mineralogia das argilas foram confeccionadas lâminas, através de um procedimento padronizado sendo levadas, então, para análise no aparelho de raios X. A fonte de raios X emite um feixe que passa por várias fendas que delimitam a sua atuação. O feixe incide na amostra e os raios difratados são registrados (ver figura 2.8).

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

Enquanto no caso de medida de mineralogia total é feita apenas uma corrida no aparelho de raios X, no caso de mineralogia de argila, são feitas três corridas em condições diferentes:

- amostra seca ao ar;
- amostra glicolada (isto é, após passar 12 horas em atmosfera de etileno-glicol que simula a água) permitindo a detecção de minerais expansivos;
- amostra aquecida a 490°C por 5 horas para verificação das argilas resistentes ao calor (as demais perdem a estrutura) (ver figura 2.9).

A análise dos difratogramas obtidos é baseada no conhecimento do padrão puro (difratograma com picos característicos) de cada mineral. Na prática, utiliza-se o pico principal do mineral (equivale a 100%).

Nas tabelas A.4 e A.5 encontram-se os valores medidos para as amostras utilizadas neste trabalho.

2.2.3 - Petrofísica

As informações relativas às medidas petrofísicas levaram em consideração os procedimentos descritos em Bonet & Gabrielle (s/d) que são utilizados nos laboratórios do CENPES.

Inicialmente foi feita uma preparação das amostras para a medição de porosidade, permeabilidade e densidade. Assim, primeiramente as amostras foram colocadas em estufa com 45% de umidade e a 60°C por 24 horas para secagem (secagem com umidade controlada). Após a secagem, foram colocadas em dessecador sem sílica para resfriamento por mais ou menos 2 horas.

2.2.3.1 - Porosidade

Porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas em engenharia de reservatórios, pois ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. Ela é definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total de uma rocha:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} = \frac{V_v}{V_v + V_g} \quad (2.1)$$

onde: ϕ = porosidade, V_v = volume de vazios, V_g = volume de sólidos e V_t = volume total.

Na medição em laboratório, a porosidade é calculada a partir da medição do volume total e do volume de sólidos). A medição do volume total foi feita com bomba de mercúrio, pela leitura em escala conveniente do volume de mercúrio que é deslocado quando a amostra é imersa no mesmo. A medição do volume de sólidos foi com porosímetro a gás (Nitrogênio). O princípio de operação é baseado na lei de Boyle-Mariotte ($P_1 V_{c1} = P_2 V_{c2}$), e é mostrado na figura 2.10 (a). A pressão inicial (P_1) é fixada em um certo valor, o volume inicial (V_{c1}) é o da primeira câmara, a pressão final (P_2) é a registrada no manômetro e o volume final (V_{c2}) é o volume das duas câmaras do equipamento diminuído do volume de sólidos (V_g) do testemunho. (Os valores medidos de porosidade encontram-se na tabela A.6).

2.2.3.2 - Permeabilidade

Permeabilidade é uma medida da capacidade do meio poroso de se deixar atravessar por fluidos. Conforme a Lei de Darcy, a velocidade com que um fluido atravessa o meio poroso é linearmente proporcional ao gradiente de pressão, e a constante de proporcionalidade é igual a permeabilidade (uma propriedade da rocha) dividida pela viscosidade (uma propriedade do fluido).

A permeabilidade foi medida usando-se um permeabilímetro a gás (Nitrogênio), sem correção para o efeito de Klinkenberg. Injeta-se o gás, de viscosidade conhecida, através do plugue de testemunho de seção transversal e comprimento conhecidos. São medidas a pressão, a temperatura e a vazão de injeção de gás através da amostra. As pressões desejadas do gás (de entrada e de saída) são ajustadas por meio de válvulas reguladoras e são lidas nos manômetros. A vazão de fluxo do gás é determinada pelo medidor de fluxo. Ajusta-se um gradiente de pressão por meio das válvulas reguladoras de modo a se obter fluxo viscoso (Darciano) através do testemunho (gráfico $Q_{\text{médio}}/A$ versus $(P_1 - P_2)/L$ linear) (ver figura 2.10 (b)).

A permeabilidade é então calculada pela seguinte fórmula (Lei de Darcy):

$$K = \mu_g \frac{g_m x}{A_t \Delta P} \quad (2.2)$$

onde: K = permeabilidade (Darcy), μ_g = viscosidade do gás (cp), g_m = vazão de gás (cm³/s), x = comprimento da amostra (cm), A_t = área da seção transversal da amostra (cm²) e $\Delta P = (P_1 - P_2)$ = diferença de pressão (atm).

Os valores medidos de permeabilidade encontram-se na tabela A.6.

2.2.3.3 - Densidade dos grãos

A densidade dos grãos (mais água estrutural das argilas) foi determinada pelo quociente entre o peso da amostra e o volume de sólidos (V_g), referindo-se ao mesmo medido pelo porosímetro.

Os valores medidos de densidade encontram-se na tabela A.6.

2.2.3.4 - Medição de variação de porosidade e de permeabilidade versus pressão

Para as análises de variação de porosidade versus pressão e de variação de permeabilidade versus pressão foram feitas as medições de porosidade e de permeabilidade em algumas amostras, selecionadas procurando-se representar as variações de argilosidade, cimentação, porosidade e permeabilidade do grupo total de amostras utilizadas, nas pressões de: 500, 1000, 1500, 2000 e 3000 Psi, na carga e na descarga, a fim de se verificar se haveria algum efeito de histerese bem como se existiria variação significativa de porosidade e permeabilidade com pressão.

Para este tipo de medição utiliza-se a célula Hassler que contém a amostra acoplada ao porosímetro à gás e ao permeabilímetro a gás. Aplica-se a pressão desejada. Aguarda-se estabilização. Mede-se, então, o volume poroso da amostra e a sua permeabilidade ao gás. Após, retira-se a amostra da célula e faz-se a determinação do volume de sólidos através da expressão que define porosidade.

Na tabela A.7 encontram-se os valores medidos de variação de porosidade com pressão e variação de permeabilidade com pressão.

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

Verificou-se que apenas para as amostras mais argilosas houve alguma variação de porosidade e permeabilidade com a mudança de pressão mas que, de um modo geral, não existem variações importantes. Portanto, nas análises posteriores de velocidade ou atenuação versus porosidade ou permeabilidade pode-se utilizar os dados de porosidade e permeabilidade medidos a pressão ambiente, independente dos valores de pressão em que foram medidos velocidade e atenuação.

2.2.4 - Atributos sísmicos

2.2.4.1 - Velocidades

As medidas de velocidades foram feitas nas amostras secas, a temperatura ambiente, com frequências na faixa de KHz com pressões variando de 500 a 3000 Psi ou 5000 Psi. Vale ressaltar que nas amostras secas a influência de temperatura é irrelevante, e que o efeito de dispersão, isto é de variação de velocidade com frequência, não ocorre.

Para as medidas de velocidades e atenuações utilizou-se o método de Transmissão Ultra-sônica Pulsada. Neste método, uma perturbação mecânica é introduzida na rocha através da vibração de uma pastilha de material cerâmico piezo-elétrico, havendo outro transdutor idêntico como receptor na outra extremidade da amostra. Assim, a aplicação de um pulso eletrônico excita a vibração mecânica do emissor (utilizado frequência de 100 a 800 KHz). Esta vibração percorre a amostra e é detectada pelo receptor que a transforma em um pulso eletrônico a ser detectado com o auxílio de um osciloscópio, onde se lê o tempo de primeira chegada. Com o tempo lido e com o comprimento da amostra, determina-se a velocidade:

$$V = \frac{x}{t} \quad (2.3)$$

onde: V é velocidade, x é o comprimento do plugue e t o tempo de trânsito. As medidas de V_p ou V_s são realizadas trocando-se a orientação do pulso da fonte para horizontal ou transversal (ver as figuras 2.11 e 2.12 e tabelas A.8 a A.11).

2.2.4.2 - Atenuação

Para a obtenção de atenuação, expressa em termos de fator de qualidade para onda P (Qp) de rochas secas e saturadas com salmoura, foram selecionados nove plugues. O critério de escolha desses plugues foi a representatividade quanto a teores de argila e cimento, porosidade e permeabilidade dentro das litofácies 7 e 7.3 (as mais bem amostradas e de melhor comportamento quanto a velocidades). Os plugues destas litofácies provêm principalmente do poço ARG-40, e medem 1 pol de diâmetro. Em função da disponibilidade da aparelhagem própria para esse tamanho dos plugues, só foi medido a atenuação de onda P. Registre-se que, na ocasião, as medidas de atenuação ainda não estavam sendo feitas rotineiramente: este serviço estava em fase de implantação no laboratório do CENPES. Ainda, porque as amostras eram bastante irregulares relativamente à forma ideal, e isto pode gerar imprecisões, foram usados valores relativos de fator de qualidade na confecção dos gráficos para análise das relações existente.

Note-se ainda que amostras mais argilosas dissolveram-se ao serem saturadas com a salmoura, conforme já havia ocorrido em trabalhos anteriores com amostras desta formação. Assim, em quatro dos nove plugues selecionados, dispõem-se apenas das medidas de Qp seco.

São usados a mesma montagem e o mesmo método de medição que para o caso das velocidades.

Essencialmente são feitas duas medidas usando procedimento idêntico (conservando mesma geometria), uma com a amostra de rocha e outra com uma amostra de referência (com o mesmo comprimento da amostra de rocha, feita de alumínio que apresenta atenuação muito baixa).

Segundo Toksöz *et al.* (1979), as amplitudes para as ondas sísmicas planas podem ser expressas por:

$$A_1(f) = G_1(x) e^{-\alpha_1(f)x} e^{i(2\pi ft - N_1x)} \quad (2.4)$$

e

$$A_2(f) = G_2(x) e^{-\alpha_2(f)x} e^{i(2\pi ft - N_2x)} \quad (2.5)$$

onde: A é amplitude, f é freqüência, x é comprimento da amostra, $N=2\pi f/v$ é número de onda, V é velocidade, G é fator geométrico e $\alpha(f)$ é coeficiente de atenuação (1 -> referência e 2 ->

amostra).

Para frequências de 0,1 a 1 MHz, α é função linear da frequência:

$$\alpha(f) = \gamma f \quad (2.6)$$

onde γ é uma constante associada ao fator de qualidade (Q) pela relação:

$$Q = \frac{\pi}{\gamma V} \quad (2.7)$$

Com a mesma geometria para amostra e referência, G_1 e G_2 independem da frequência.

A razão das amplitudes de Fourier é:

$$\frac{A_1}{A_2} = \frac{G_1}{G_2} e^{-(\gamma_1 - \gamma_2)fx} \quad (2.8)$$

ou

$$\ln\left(\frac{A_1}{A_2}\right) = (\gamma_1 - \gamma_2)xf + \ln\left(\frac{G_1}{G_2}\right) \quad (2.9)$$

O valor de γ_2 pode ser obtido da linha ajustada no gráfico de $\ln(A_1/A_2)$ versus frequência, já que $\gamma_1=0$ pois o Q da referência é muito alto ($Q \approx \infty$). Então γ_2 pode ser determinado diretamente da inclinação da reta.

Tendo-se as medidas das velocidades em função de pressão diferencial, determina-se finalmente Q (tanto Q_p quanto Q_s). A determinação experimental da atenuação é muito mais difícil do que a da velocidade (ver figura 2.13 e tabela A.12).

2.2.5 - Outras medidas

Foram utilizados dados de perfis neutrão e sônico e dados dos fluidos presentes no reservatório, sendo: a saturação de 39% de água e 61% de óleo, a salinidade da água de 700ppm ou mg/l, o grau API do óleo é de 15 a 18 a 30°F, a razão gás e óleo (RGO) é de 5 a 30°F, a viscosidade 500 a 3000cp a 30°F.

2.2.6 - Modelagem por Biot

A teoria com relação a modelagem utilizando-se as equações de Biot pode ser vista no item 4.2 deste trabalho ou em maior detalhe em Vasquez & Dillon (1996).

As modelagens petrofísicas para obtenção de valores de velocidades na condição de amostras saturadas, foram realizadas baseadas nas equações de Biot a partir dos dados de velocidades em rochas secas e propriedades dos fluidos (salmoura e óleo), para os dois poços do campo.

Foi utilizada para a modelagem, dos valores de velocidades para amostras saturadas, uma planilha EXCEL desenvolvida de acordo como descrito por Vasquez & Dillon (1996). Os parâmetros de entrada utilizados e os valores obtidos através das simulações podem ser vistos nas tabelas A.13 a A.20.

De posse dos valores de V_p e V_s medidos para as amostras secas no laboratório, à pressão de reservatório e utilizando-se as equações da teoria da elasticidade geral obtem-se os módulos elásticos de cada amostra (razão de Poisson, módulo *bulk* e módulo de cisalhamento). Com o conhecimento destes módulos e a partir de modelo de Biot, pode-se simular a presença de fluidos na amostra e qual o tipo de interferência que estes causam nas velocidades (V_p e V_s) anteriormente medidas a seco. As grandezas relativas aos fluidos utilizados, tais como: viscosidade e grau API numa determinada pressão e temperatura, podem ser variadas através de equações para outras temperaturas e pressões. Maiores detalhes sobre modelagem podem ser vistos em Vasquez & Dillon (1996).

No intuito de verificar o grau de confiabilidade destas modelagens, comparou-se as correlações de V_p com porosidade obtidas diretamente para o mesmo poço (ARG-40 e ARG-326), conjuntamente com os valores de V_p versus ϕ obtidos a partir das modelagens com dados de laboratório. Os resultados obtidos, como se pode ver no item 6.3 deste trabalho, mostraram concordância bastante boa.

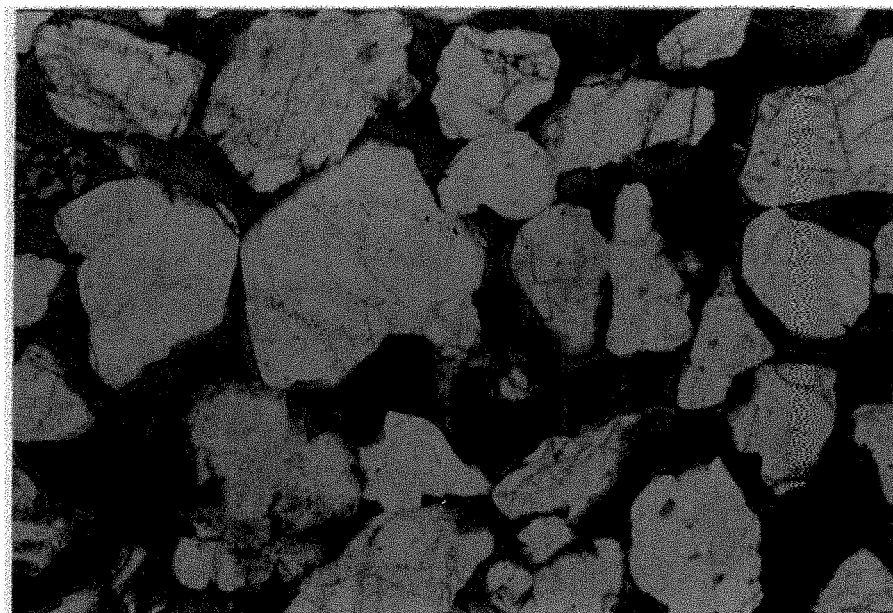


Figura 2.1 - Poço 9-PHRF-1-RN, prof. 7,50m. Arenito muito grosso com grãos do arcabouço (quartzo e feldspato) parcialmente recobertos por cutícula de argila infiltrada. Luz plano-paralela. Aumento 50x.

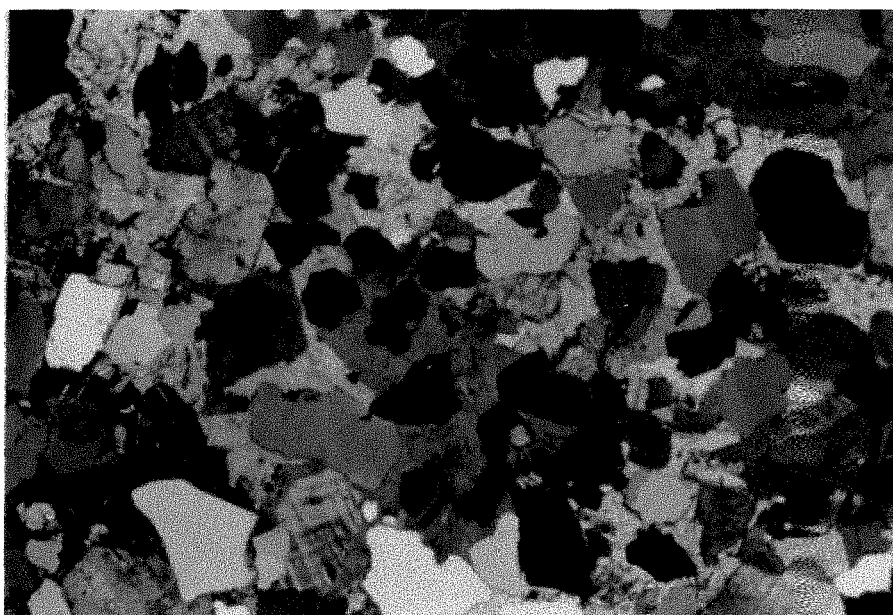


Figura 2.2 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 270,6m. Arenito totalmente cimentado por calcita poiquilotópica. Notar que a calcita envolve não só grãos do arcabouço, como também crescimentos secundários de K-feldspato, mais precoces. Nicóis cruzados. Aumento 25x.

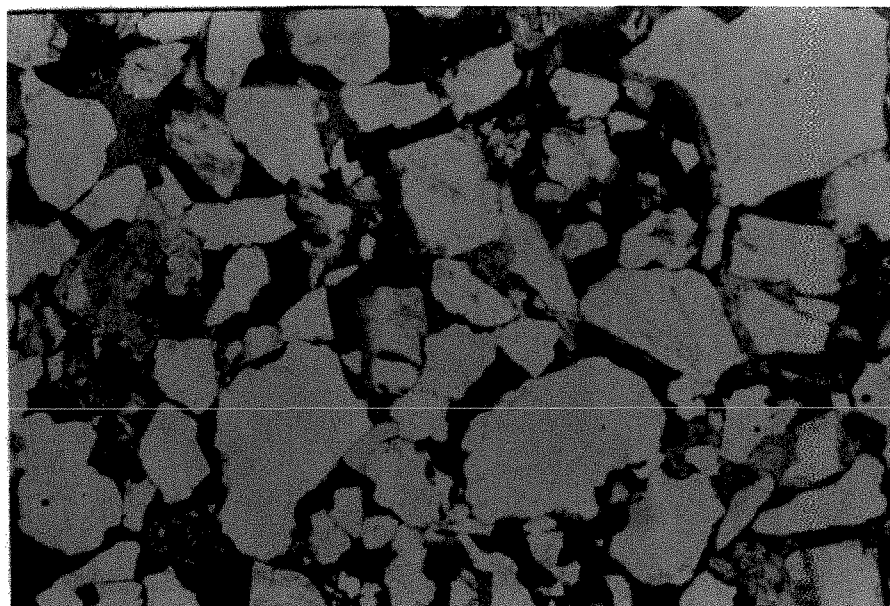


Figura 2.3 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 272,70m. Arenito grosso pobremente selecionado, com elevada porosidade intergranular. Observar ainda a superfície corroída dos grãos e a presença de pequena quantidade de caulinita. Luz plano-paralela. Aumento 25x.

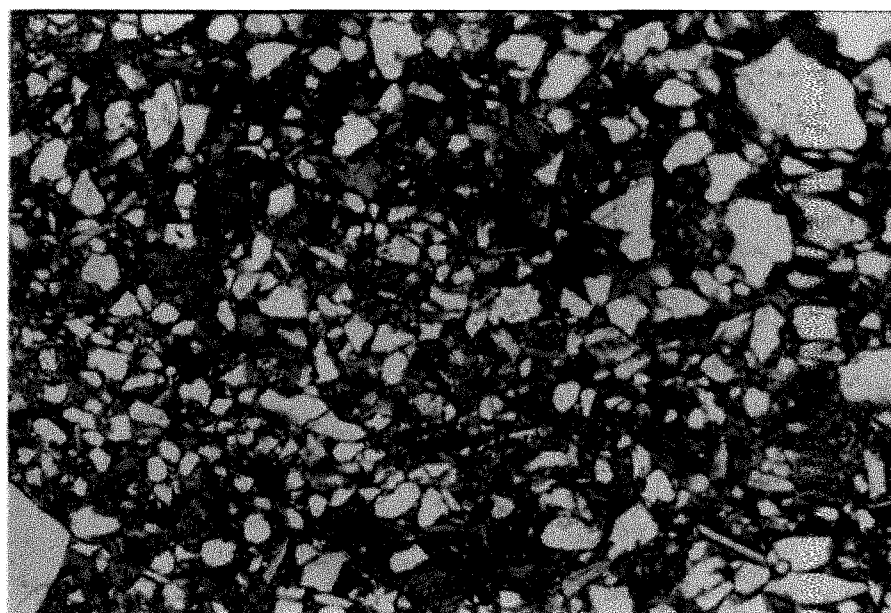


Figura 2.4 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 263,7m. Arenito fino a médio, muito pobremente selecionado, suportado por matriz argilosa. Praticamente não há macroporosidade. Luz plano-paralela. Aumento 25x.

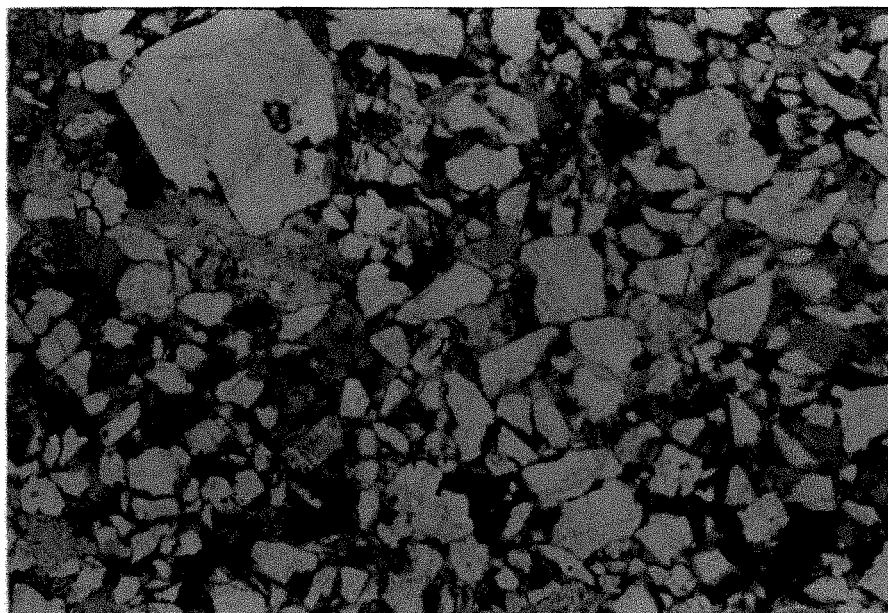


Figura 2.5 - Poço 7-ARG-326-RN, prof. 259,75m. Arenito fino a médio, pobremente selecionado, com intensa cimentação de caulinita, reduzindo a porosidade intergranular e aumentando a microporosidade. Luz plano-paralela. Aumento 25x.

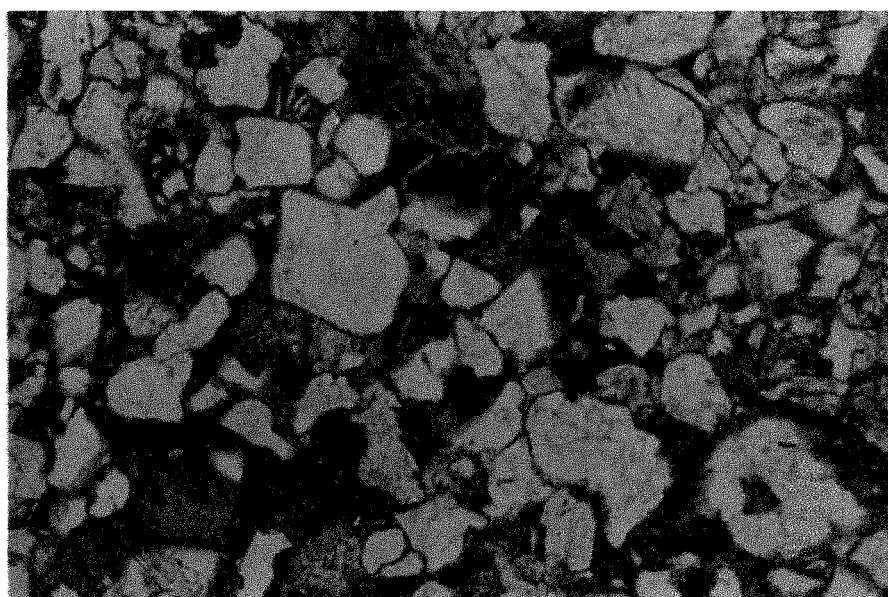


Figura 2.6 - Poço 7-ARG-40-RN, prof. 244,4m. Arenito fino, moderadamente selecionado, com intraclastos argilosos amalgamados entre grãos rígidos do arcabouço, formando pseudomatriz. Observar a porosidade de contração associada à pseudomatriz. Aumento 50x.

CAPÍTULO 2 - METODOLOGIA E OBTENÇÃO DOS DADOS

CENPES/DIGER/SEGEX

LABORATÓRIO DE SEDIMENTOLOGIA

ANÁLISE GRANULOMÉTRICA

POÇO: 9-PHRF-1-RN

PROFUNDIDADE (m): 5,25(V)

TESTEMUNHO: 03

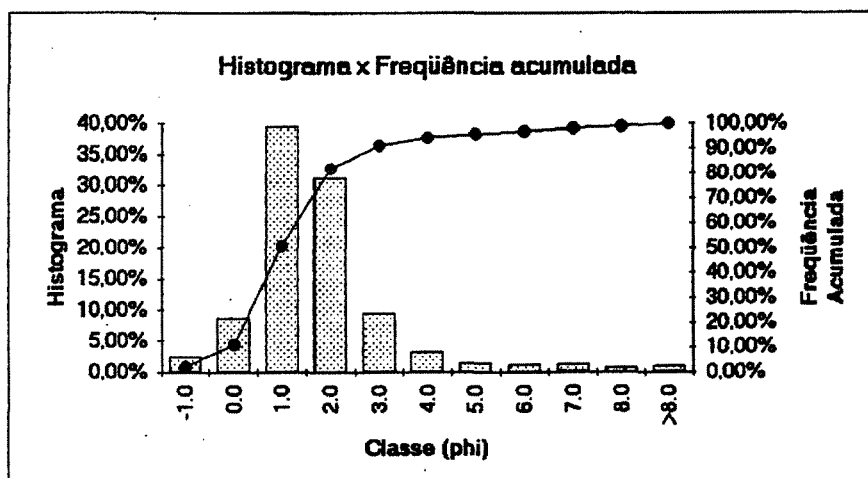
CAIXA: 01/01

Amostra: 102-94

Solicitante: M.TEREZA

Técnico Resp.: MONICA/BRITO

	MESH	CLASSE (phi)	PESO (g)	% EM PESO	% ACUMULADA
grânulo	10	-1.0	1,16	2,40%	2,40%
areia m. grossa	18	0.0	4,22	8,76%	11,16%
areia grossa	35	1.0	19,04	39,49%	50,65%
areia média	60	2.0	15,01	31,14%	81,80%
areia fina	120	3.0	4,53	9,40%	91,19%
areia m. fina	230	4.0	1,51	3,13%	94,32%
silte grosso	400	5.0	0,69	1,43%	95,75%
		6.0	0,58	1,21%	96,96%
silte fino		7.0	0,63	1,31%	98,27%
		8.0	0,35	0,73%	99,00%
argila		>8.0	0,48	1,00%	100,00%



PESO INICIAL (g):	50,00
PESO FINAL (g):	48,20
PERDA (g):	1,80

% AREIA:	91,92%
% SILTE:	4,67%
% ARGILA:	1,00%

Phi MÉDIO:	1,28	AREIA MEDIA
SELEÇÃO:	1,59	POBREMENTE SELECIONADO

% CaCO ₃ :	0
-----------------------	---

OBSERVAÇÕES: Peneiras de Phi 1.0 até Phi 3.0 apresentam alguns agregados de ARG/SLT.

Figura 2.7 - Exemplo de apresentação dos resultados da análise sedimentológica.

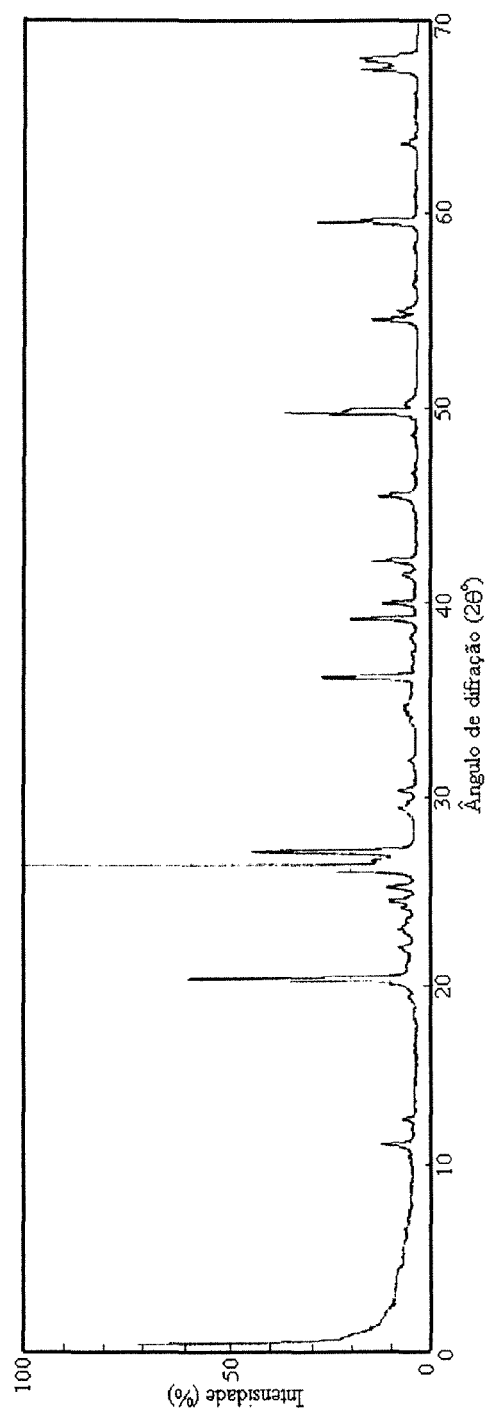


Figura 2.8 - Exemplo de difratograma de raios X para mineralogia total da rocha. Os diferentes picos são referentes a diferentes minerais.

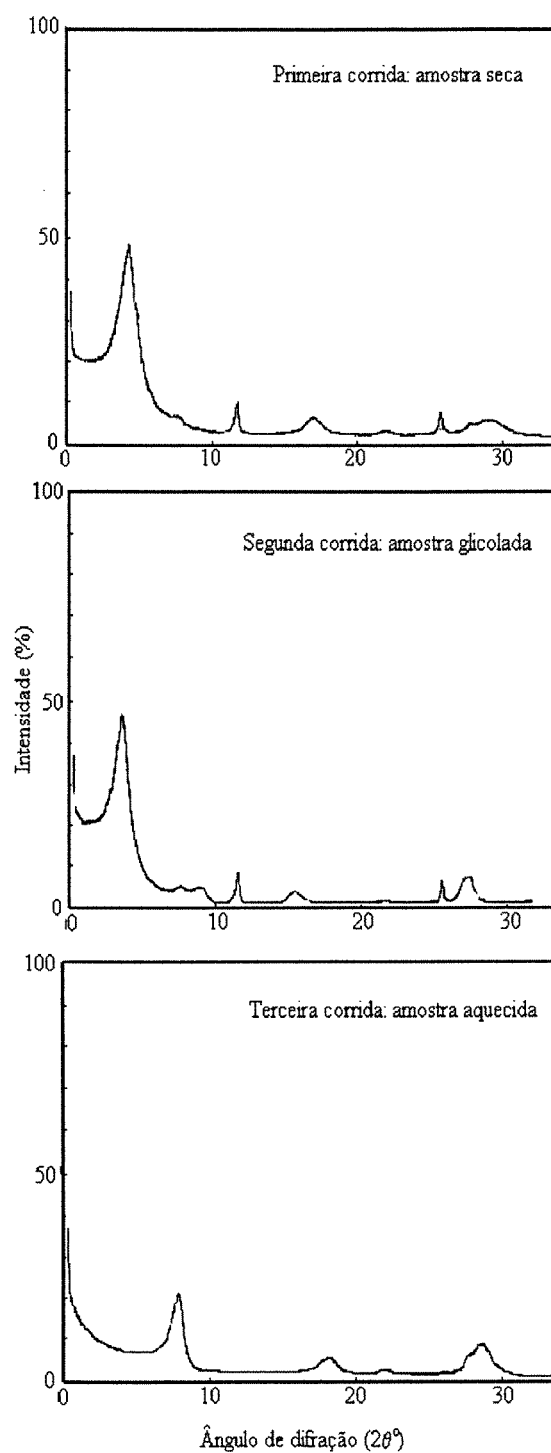


Figura 2.9 - Exemplo de difratogramas de raios X para mineralogia das argilas.

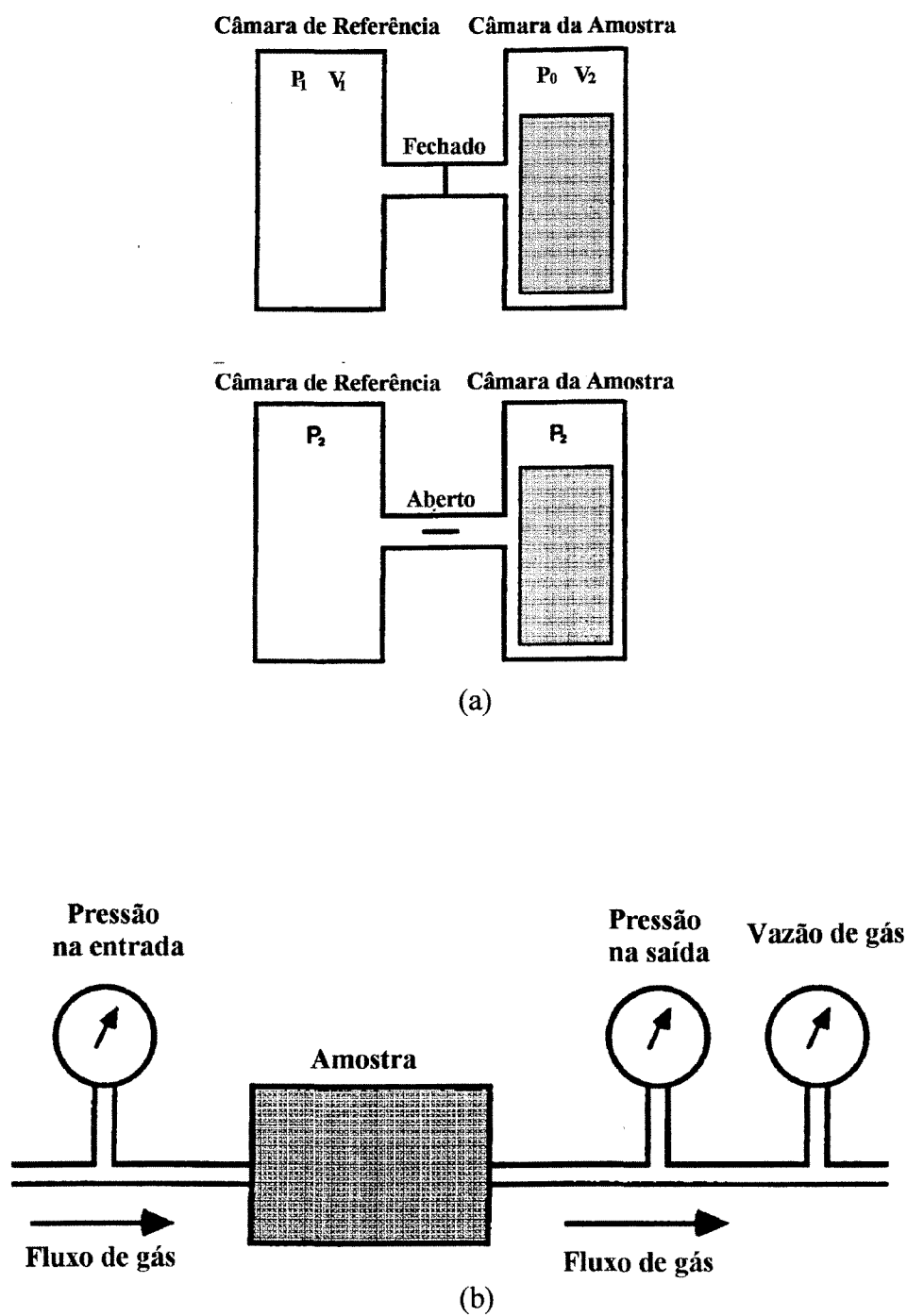


Figura 2.10 - Ilustração esquemática do princípio de operação: (a) de um porosímetro a gás e (b) do permeabilímetro a gás (modificado de Best, 1992).

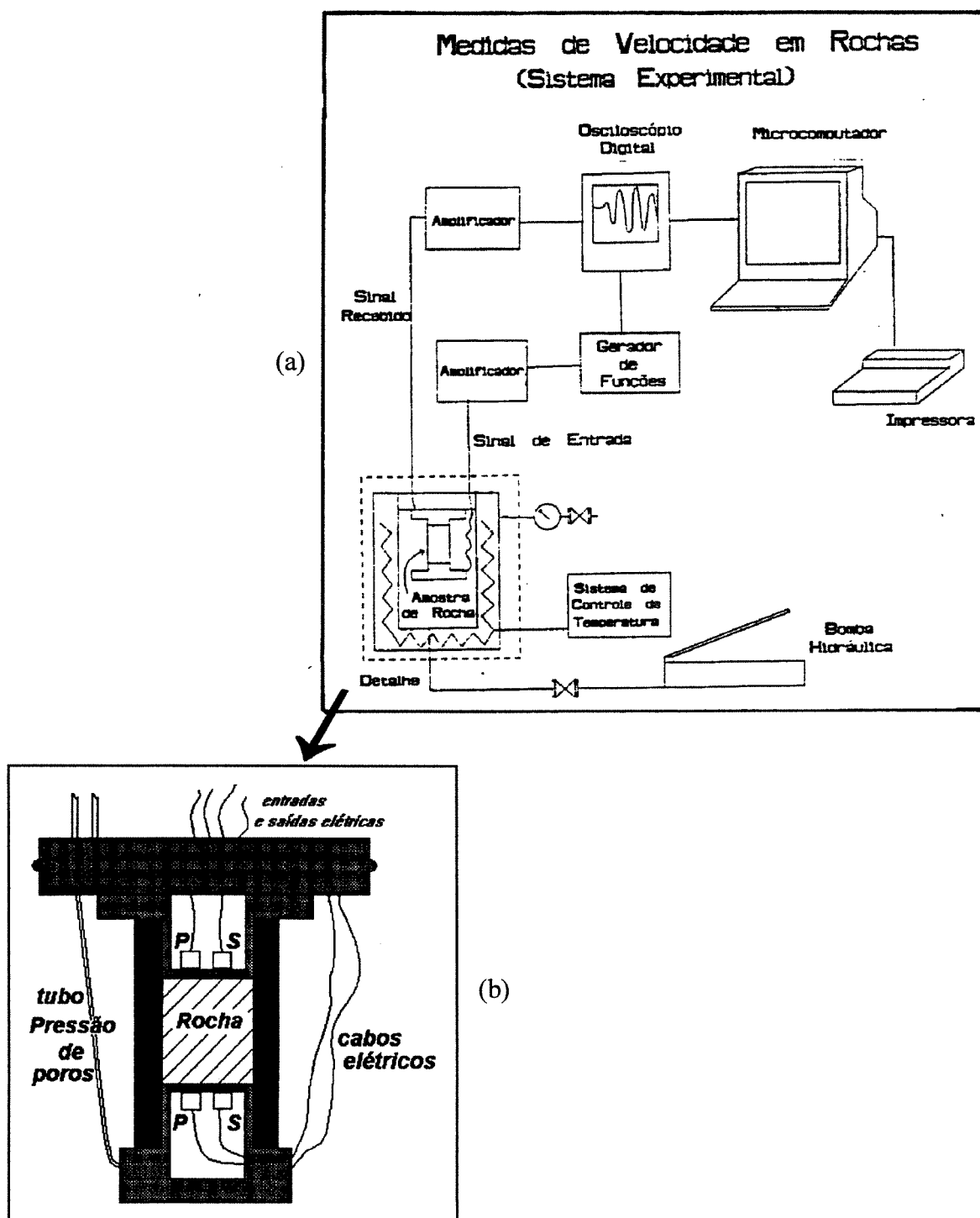


Figura 2.11 - Sistema de medida e sinal em tela osciloscópio: (a) esquema do sistema utilizado para as medidas de velocidades e atenuação nos plugues de rocha e (b) detalhe do cabeçote de medidas para atenuação e velocidade em plugues de rocha. (modificado de Dillon & Vasquez, 1993).

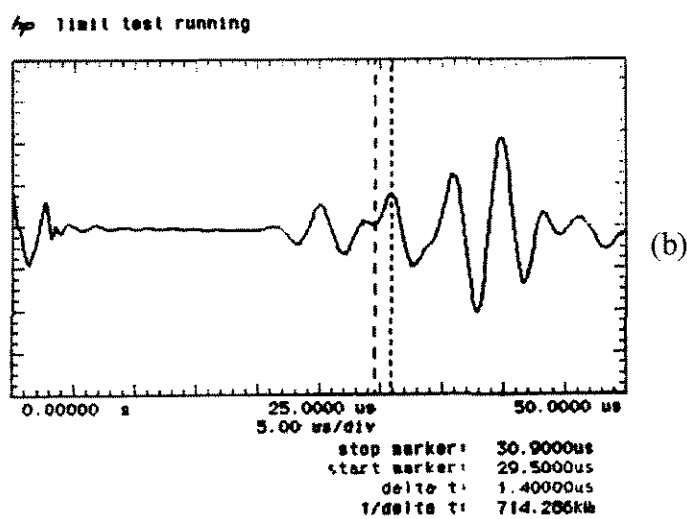
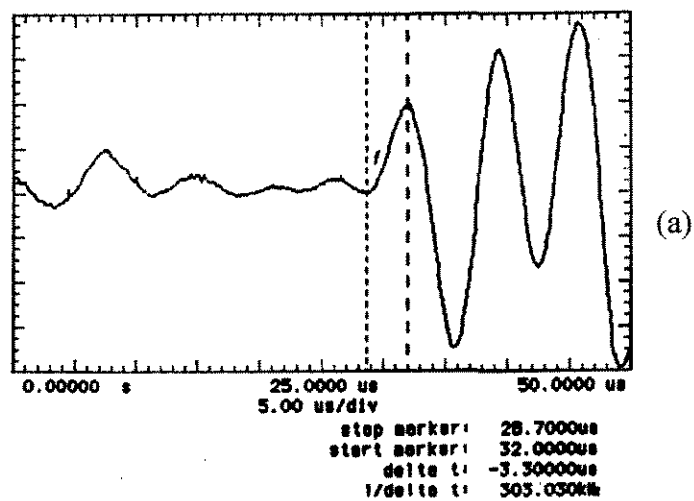


Figura 2.12 - Exemplo de medição do tempo de trânsito em uma amostra: (a) de onda P; (b) de onda S.

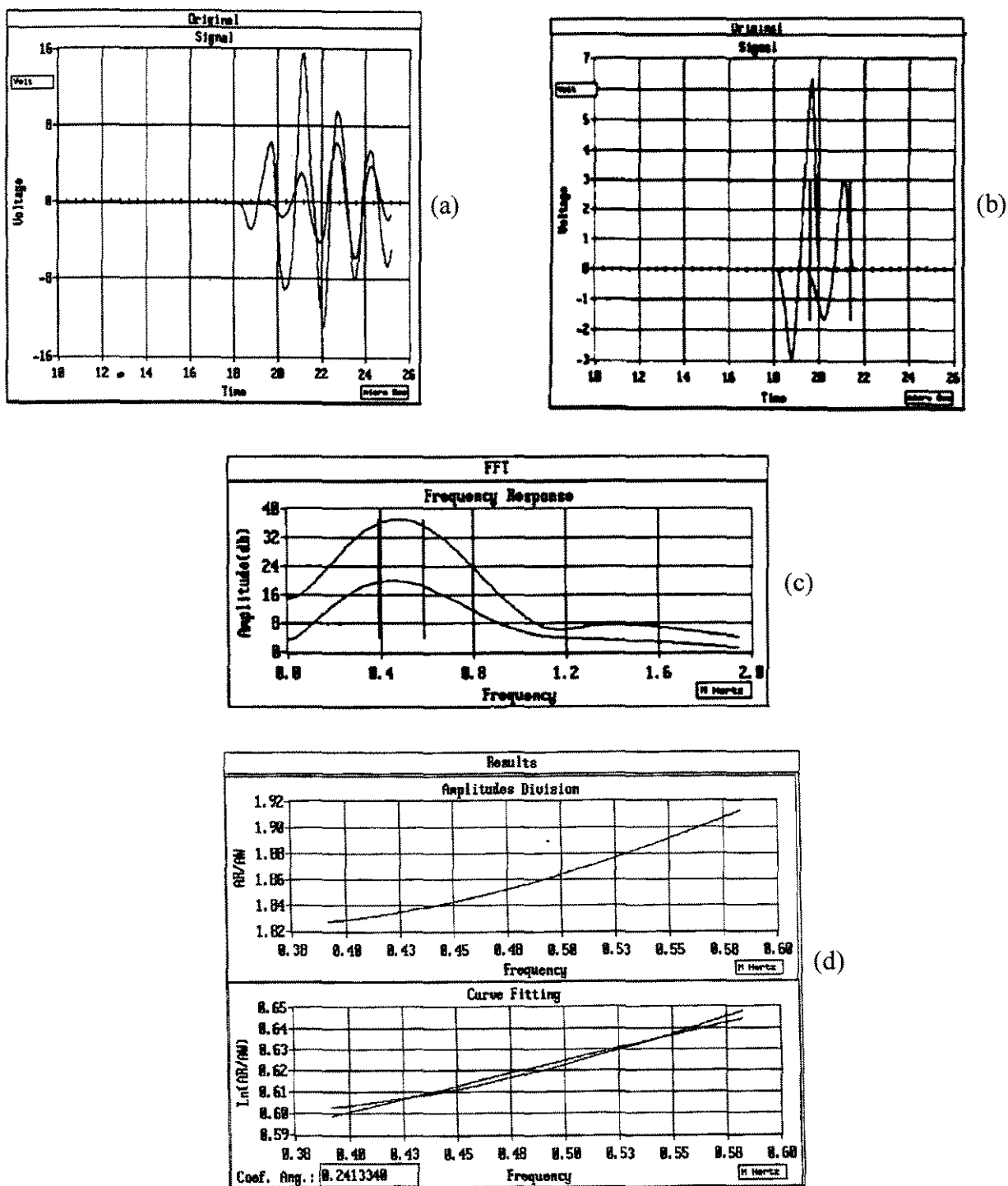


Figura 2.13 - Exemplo do processo de medição e obtenção da atenuação (ou fator de Qualidade): (a) pulsos de saída das amostras de alumínio (referência) e estudada sobrepostos; (b) escolha de um segmento limitado a um comprimento de onda em (a) para cada pulso; (c) transformada de Fourier de (b) e (d) gráfico de $\ln(A_{\text{alumínio}}/A_{\text{amostra}})$, sendo que A é amplitude.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

A sismica de reservatórios consiste na aplicação dos métodos sísmicos ao estudo de reservatórios. Assim, este capítulo divide-se em duas partes: uma iniciação geral aos métodos sísmicos (adaptado de Thomas, 1986) e uma discussão mais específica da sismica de reservatórios. Maiores informações sobre o método sísmico podem ser vistas em Sheriff & Geldart (1982).

3.1 - O método sísmico

A geofísica é a ciência que utiliza princípios da física para a solução de problemas relacionados à terra. O principal método geofísico utilizado na indústria do petróleo é o método sísmico.

O método sísmico utiliza a propagação de ondas elásticas através das rochas; como esta propagação depende das propriedades físicas das rochas, algumas noções sobre a teoria da elasticidade devem ser revistas para melhor entendimento do método.

O tamanho e a forma de um sólido podem ser modificados pela aplicação de forças nas superfícies externas do sólido. Estas forças externas são equilibradas por forças internas que resistem a mudanças de tamanho e de forma. Como resultado, o sólido tende a voltar a forma original quando as forças externas são removidas, sendo esta propriedade chamada de elasticidade. Um sólido perfeitamente elástico é aquele que recupera completamente a forma original após alguma deformação. As rochas podem ser consideradas perfeitamente elásticas para deformações pequenas, como é o caso das que ocorrem no uso dos métodos sísmicos.

A teoria da elasticidade relaciona as forças aplicadas na superfície externa do sólido com as variações em forma e tamanho resultantes. As relações entre as forças aplicadas e as deformações são convenientemente expressas em termos de conceitos como tensão e deformação.

Tensão é definida como força por unidade de área. Se a força é perpendicular à área, a tensão é denominada tensão normal (ou pressão). Se a força é tangencial ao elemento de área onde

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

está sendo aplicada, a tensão é denominada tensão de cisalhamento. Quando a força atua com um ângulo qualquer em relação à superfície, ela pode ser decomposta em componentes normais e tangenciais.

Deformação é o nome dado às mudanças que ocorrem na forma e nas dimensões do sólido, quando o sólido é submetido a tensões. As deformações podem ser basicamente de três tipos:

- deformações normais: são aquelas que ocorrem na mesma direção da aplicação de tensões normais;
- deformações tangenciais ou de cisalhamento: são aquelas que ocorrem perpendicularmente às tensões normais, ou seja, na mesma direção de tensões de cisalhamento;
- deformações angulares ou de rotação: são as deformações do sólido como um todo, devido a movimentos de rotação.

As variações nas dimensões do sólido devido às deformações normais resultam em variação de volume, quando o sólido é deformado. A variação de volume por unidade de volume é chamada dilatação e nada mais é do que a soma das deformações normais nas três dimensões do sólido.

Quando as deformações são pequenas, a relação entre tensões e deformações é dada pela Lei de Hooke que diz que "as deformações são diretamente proporcionais às tensões que as produzem". Em geral a Lei de Hooke postula relações bastante complicadas para sólidos anisotrópicos, mas para sólidos nos quais as propriedades não dependem da direção (isotrópicos), estas relações podem ser expressas de maneira bem simples.

As ondas que se propagam em meios deformáveis ou elásticos são chamadas ondas mecânicas. Originam-se no deslocamento de uma porção de um meio elástico, de sua posição de equilíbrio o que ocasiona um movimento oscilatório em relação a um ponto médio. Devido às propriedades elásticas do meio, essa deformação é transmitida de uma camada à outra. A perturbação ou onda, conseqüentemente se propaga através do meio.

A direção do movimento das partículas, ou partes da matéria, relativamente à própria direção de propagação da energia, fornece critérios para classificar o movimento ondulatório.

- ondas transversais: também conhecidas como ondas secundárias, ondas S ou ondas de cisalhamento. As ondas transversais são aquelas em que o movimento das partículas é perpendicular à direção de propagação da energia.

- ondas longitudinais: também conhecidas como ondas primárias, ondas P ou ondas de compressão. As ondas longitudinais são aquelas em que o movimento das partículas é na mesma direção da propagação da energia.

No caso de prospecção sísmica buscando petróleo, usam-se essencialmente as ondas P (ver figura 3.1).

No método sísmico, simplificado, uma fonte sísmica injeta energia mecânica dentro da terra; que viaja sob forma de ondas sísmicas até encontrar descontinuidade nas propriedades elásticas das rochas. Nelas, uma porção da energia é refletida e volta para a superfície onde é detectada por sensores, onde a energia mecânica da onda é convertida em sinais elétricos que são registrados. A grande vantagem do método sísmico é a quantidade de dados obtidos horizontalmente (Sheriff, 1992), já que medidas sísmicas são usualmente feitas a cada 12,5 a 25m. (ver figura 3.2).

Os principais parâmetros mensuráveis a partir de dados sísmicos são os tempos de chegada de ondas sísmicas e as amplitudes dos eventos. Através das seções sísmicas pode-se observar as profundidades em tempo das reflexões. A interpretação desses tempos, apoiada no estudo geológico da área, permite a criação de um modelo geológico. O campo de velocidades também pode ser retirado das seções sísmicas, o qual, juntamente com os tempos de reflexão, permitirá a geração de um modelo geológico em profundidade. Outros eventos possíveis de serem observados nas seções sísmicas são as amplitudes das reflexões, as quais dão uma idéia do contraste de impedância acústica das rochas nas interfaces.

Ainda, sob certas circunstâncias, a interpretação pode ir adiante e determinar, por exemplo, a partir dos valores de velocidade, a litologia, as pressões anormais, o conteúdo de fluidos (Sheriff, 1992).

3.1.1 - Velocidades sísmicas

De um modo genérico, a velocidade das ondas sísmicas é dada por:

$$V = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad (3.1)$$

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

onde V é a velocidade, M é o módulo elástico da rocha, e ρ sua densidade.

Mais especificamente, as velocidades das ondas sísmicas P e S (V_P e V_S) para meios elásticos, homogêneos e isotrópicos são dadas por:

$$V_P = \sqrt{\frac{k + (4/3)\mu}{\rho}} \quad (3.2)$$

e

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

onde k é o módulo de volume, módulo *bulk* ou incompressibilidade da rocha representando sua habilidade em opor-se à deformação volumétrica quando lhe é aplicada uma pressão, e μ é o módulo de cisalhamento ou rigidez da rocha representando sua resistência à deformação de cisalhamento e ρ a densidade do meio atravessado. Ainda, k pode ser fortemente dependente do fluido nos poros enquanto μ não é afetado pelos fluidos presentes.

Embora rochas sedimentares e metamórficas sejam freqüentemente anisotrópicas, mostrando diferenças nas constantes elásticas em função da direção considerada, na teoria da propagação de ondas sísmicas normalmente estas diferenças são ignoradas assumindo-se o meio como isotrópico.

O aspecto mais importante do qual as rochas diferem de sólidos homogêneos é o fato de possuírem estrutura granular com vazios nesta estrutura. Estes vazios são responsáveis pela porosidade da rocha e porosidade é um importante fator na determinação da velocidade de propagação de ondas sísmicas. Normalmente, os espaços vazios contém fluidos cujas constantes elásticas e densidade também afetam a velocidade sísmica.

Convém lembrar que as constantes elásticas e a densidade são variáveis inter-relacionadas: não se pode estudar o comportamento da velocidade em função de uma variável isoladamente, isto é, é praticamente impossível variar a densidade sem alterar o valor das constantes elásticas.

Nos lugares onde a velocidade e/ou densidade muda, tal como nas interfaces separando diferentes tipos de rochas, a energia da onda se reparte entre onda refletida e onda refratada. A razão das amplitudes da onda refletida para a da onda incidente é chamada de coeficiente de

reflexão.

No caso de incidência normal à interface, o coeficiente de reflexão é dado pela expressão

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (3.4)$$

onde ρ_1 e V_1 são respectivamente a densidade e a velocidade no meio incidente e ρ_2 e V_2 são aquelas do meio além da interface. O produto ρV é chamado de impedância acústica.

Uma vez que o coeficiente de reflexão depende, principalmente, das velocidades (as mudanças na densidade, geralmente, são menores), pode-se, às vezes, interpretar variações de amplitude como indicando variações na velocidade.

3.1.2 - Absorção sísmica

Durante a propagação da onda existem vários tipos de perdas, tais como:

- o espalhamento geométrico, o qual causa um decréscimo na intensidade e densidade de energia na razão inversa do quadrado da distância. Isto é chamado de divergência esférica. A densidade de energia é proporcional à densidade do material, ao quadrado da frequência e ao quadrado da amplitude da onda;

- a partição de energia nas interfaces, a qual consiste em que parte da energia, ao encontrar um meio com variação de impedância acústica, se reflete e parte se refrata obedecendo a lei de Snell;

- a absorção é o processo pelo qual a energia sísmica é convertida em outras formas de energia através de mecanismos não elásticos, à medida que a onda se propaga através da terra. Este fenômeno costuma ser chamado de atenuação inelástica, atenuação intrínseca, ou absorção. A atenuação intrínseca é uma propriedade fundamental da rocha e não deve ser confundida com espalhamento geométrico, espalhamento em heterogeneidades ou reflexões múltiplas que são tipos de atenuação extrínseca. Atenuação intrínseca afeta o pulso sísmico pela modificação tanto da amplitude quanto do espectro de fase do pulso. O efeito total é um decréscimo na amplitude, associado à dispersão na velocidade (Sheriff & Geldart, 1982). Assim, o parâmetro atenuação caracteriza a perda de energia sofrida por uma onda plana durante sua propagação através de um

dado material.

A atenuação intrínseca pode ser expressa tanto como um coeficiente de atenuação (α) quanto como um fator de qualidade (Q), que é inversamente proporcional à atenuação (ver item 2.2.4.2).

A amplitude da onda devido à absorção decai exponencialmente com a distância. O decaimento da amplitude relativo à absorção pode ser expresso como (Sheriff & Geldart, 1982):

$$A(f) = A_o(f) e^{-\alpha(f)d} \quad (3.5)$$

onde $A(f)$ é a amplitude do pulso à distância d da fonte, $A_o(f)$ é a amplitude inicial do pulso, $\alpha(f)$ é o coeficiente de atenuação ou de absorção e f é frequência. As unidades do coeficiente de atenuação são Nepers por unidade de distância, embora ele seja muitas vezes expresso em decibéis por unidade de distância (1 dB/cm é igual a 8,686 Nepers/cm).

O fator de qualidade Q , adimensional, é definido como:

$$Q = 2\pi \frac{E}{\delta E} \quad (3.6)$$

onde E é a energia elástica total em um comprimento de onda, e δE é a energia dissipada em um comprimento de onda. O inverso do Q , é chamado de função de dissipação específica.

O coeficiente de absorção e o fator de qualidade se relacionam por:

$$\frac{1}{Q} = \alpha \frac{V}{\pi f} \quad (3.7)$$

onde V é a velocidade e f a frequência.

A equação (3.5) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$A(f) = \frac{A_o(f)}{e^{\frac{\pi f t}{Q}}} \quad (3.8)$$

Observando-se a equação acima, matematicamente pode-se dizer:

- se $Q \rightarrow 0 \Rightarrow A \rightarrow 0 \therefore$ a atenuação $\rightarrow \infty$;

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

- se $Q \rightarrow \infty \Rightarrow A=A_0 \therefore$ não há atenuação;
- se $f \uparrow \Rightarrow A \downarrow \therefore$ a terra filtra as altas frequências;
- se $t \uparrow \Rightarrow A \downarrow \therefore$ há perda de amplitude com o aumento de profundidade;

e fisicamente que:

- a passagem da onda elástica faz com que ocorra um deslocamento dos fluidos para poros adjacentes (mecanismo de fluxo de fluido local ou *squirt*);

- as altas frequências causam maior fluxo de fluido local, portanto são mais atenuadas à medida que as ondas sísmicas se propagam. Diz-se, então, que a terra funciona como um filtro de altas frequências.

3.2 - Sísmica de reservatório

Entende-se por sísmica de reservatório o uso dos métodos sísmicos para auxiliar na delimitação, descrição, ou monitoramento de um reservatório de hidrocarboneto (Sheriff, 1992).

Nas duas últimas décadas, com o avanço tecnológico, a participação da sísmica na determinação das características dos reservatórios tem sido cada vez maior. Esta participação se dá a partir da integração dos dados esparsos dos poços com os dados sísmicos. Para esta integração existem duas abordagens clássicas: a determinística e a geoestatística. A abordagem determinística é a que nos interessa neste trabalho, no entanto, vale ressaltar que o termo determinística aqui empregado refere-se ao resultado (no caso às equações de regressão) apesar de utilizar-se processos estatístico para obtenção dessas equações. Assim, esta abordagem se baseia principalmente em equações empíricas ou diagramas de dispersão, que relacionam os parâmetros petrofísicos obtidos nos poços (porosidade, por exemplo) com parâmetros sísmicos (V_p e V_s , por exemplo).

Para os estudos de reservatório é importante a inversão do traço sísmico que possuiu a finalidade de: (1) corrigir os fatores de propagação; (2) remover do traço sísmico os efeitos associados ao sistema de aquisição que, em última instância, se concentram no pulso sísmico; (3) extrair velocidades intervalares que descrevem o modelo geológico básico envolvido na seção sísmica obtida e; (4) converter os coeficientes de reflexão resultantes em estimativas válidas dos

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

parâmetros elásticos (Rosa & Tassini, 1990).

Deve-se salientar que a expressão geofísica de reservatório refere-se basicamente ao novo enfoque que é dado à geofísica convencional, ou seja, não se refere necessariamente a novos métodos, mas sim ao objetivo da aplicação dos métodos geofísicos conhecidos.

VSPs e Perfis Sônicos são comumente usados para obter um conhecimento mais detalhado das variações de velocidade com profundidade, e para amarrar refletores das seções sísmicas de superfície aos perfis litológicos de poço. O conteúdo de frequência de levantamentos VSP é mais alto do que o dos modernos levantamentos sísmicos de superfície (CDP), conseqüentemente eles têm resolução melhor (Best, 1992).

Os diferentes métodos sísmicos trabalham com ranges de frequências específicos e distintos, portanto cada um deles fornece resoluções sísmicas (vertical e horizontal) diferentes, o que pode ser observado nas figuras 3.3 (a) e (b).

A velocidade sísmica tem sido por muitos anos o principal parâmetro usado para interpretação de dados sísmicos. Isto principalmente porque velocidade é relativamente fácil de ser medida e várias relações entre velocidade e propriedades de rocha já são razoavelmente bem estabelecidas. Conforme será discutido mais adiante, no caso de arenitos a velocidade sísmica é fortemente dependente da porosidade, dependendo também da argilosidade. Dados de velocidade de sísmica poço-a-poço já vem sendo usados com sucesso para produzir imagens tri-dimensionais de porosidade dentro de reservatórios de hidrocarboneto. Por outro lado, a permeabilidade tem um efeito negligenciável na velocidade de onda compressional em arenitos a pressões de reservatório. Isto demonstra que interpretação geológica a partir de dados apenas de velocidade tem suas limitações (Best, 1992).

A determinação de propagação das ondas P e S, em testemunhos a partir de medidas de laboratório, pode ser de grande importância na caracterização de reservatórios. Este tipo de medição, além de permitir a determinação direta dos parâmetros elásticos das rochas, simulando as condições de reservatório, permite que se estime também o comportamento destes parâmetros em outras condições de pressão e temperatura. Esta facilidade é particularmente importante no monitoramento de processos térmicos de recuperação, pois a velocidade da onda P pode diminuir substancialmente com o aumento da temperatura. Assim, o mapeamento destas variações de velocidade, durante o processo, pode fornecer uma imagem do avanço das frentes de calor.

CAPÍTULO 3 - FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE RESERVATÓRIOS

A atenuação intrínseca tem o potencial para dar informação complementar a medidas de velocidade, principalmente no que diz respeito a saturação de fluidos e geometria do espaço poroso, podendo proporcionar uma imagem melhor das propriedades do reservatório de hidrocarboneto (Best, 1992).

A atenuação sísmica ainda não é usada extensivamente como um parâmetro viável de interpretação de dados. Isto porque é difícil de separar a atenuação intrínseca de rochas de outros efeitos tais como: espalhamento geométrico e reflexões múltiplas, e até recentemente, a largura-da-banda de frequência de levantamentos sísmicos era muito estreita para permitir que medidas de atenuação fossem feitas (Best, 1992).

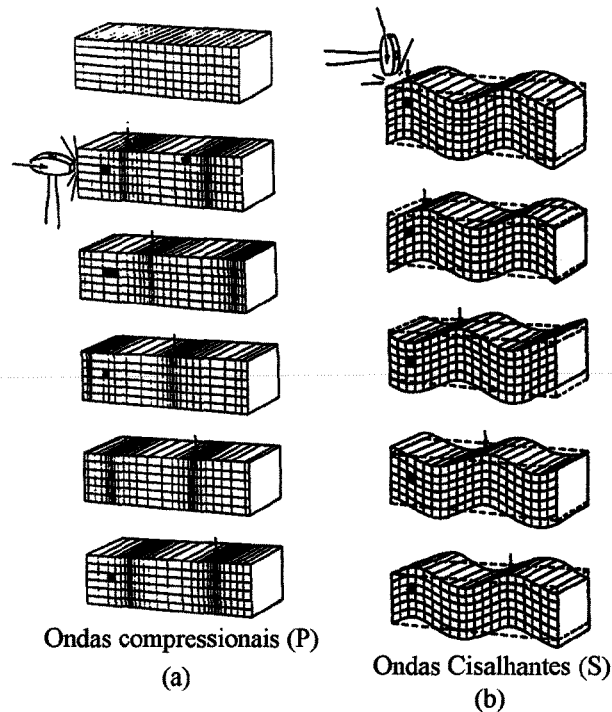


Figura 3.1 - Os dois tipos de ondas sísmicas que podem se propagar em meios isotrópicos: (a) ondas P envolvem movimento da partícula na direção que a onda está se propagando, indicado pela alternância de compressões e rarefações. (b) ondas S envolvem movimento das partículas perpendicular a direção que a onda está se propagando. O tipo de onda depende das mudanças na direção da tensão inicial, aqui indicado pelos martelos (modificado de Sheriff, 1992).

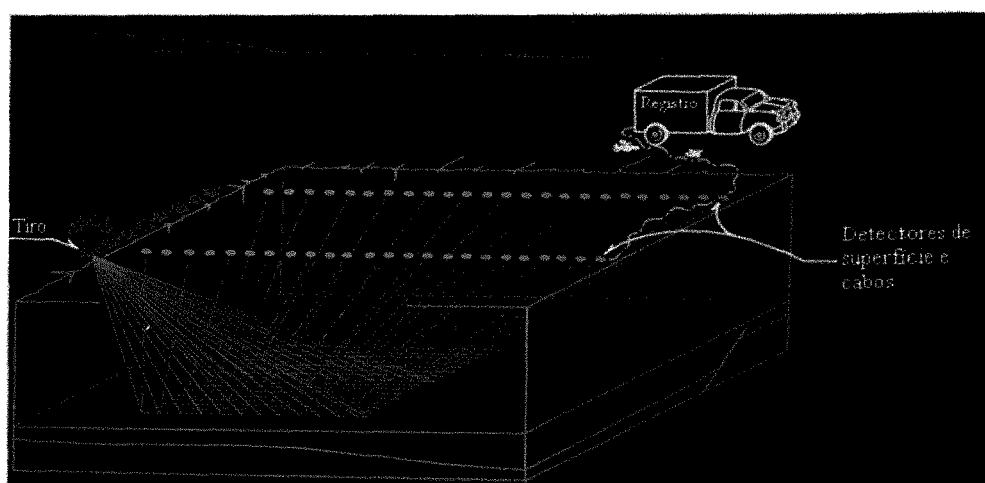
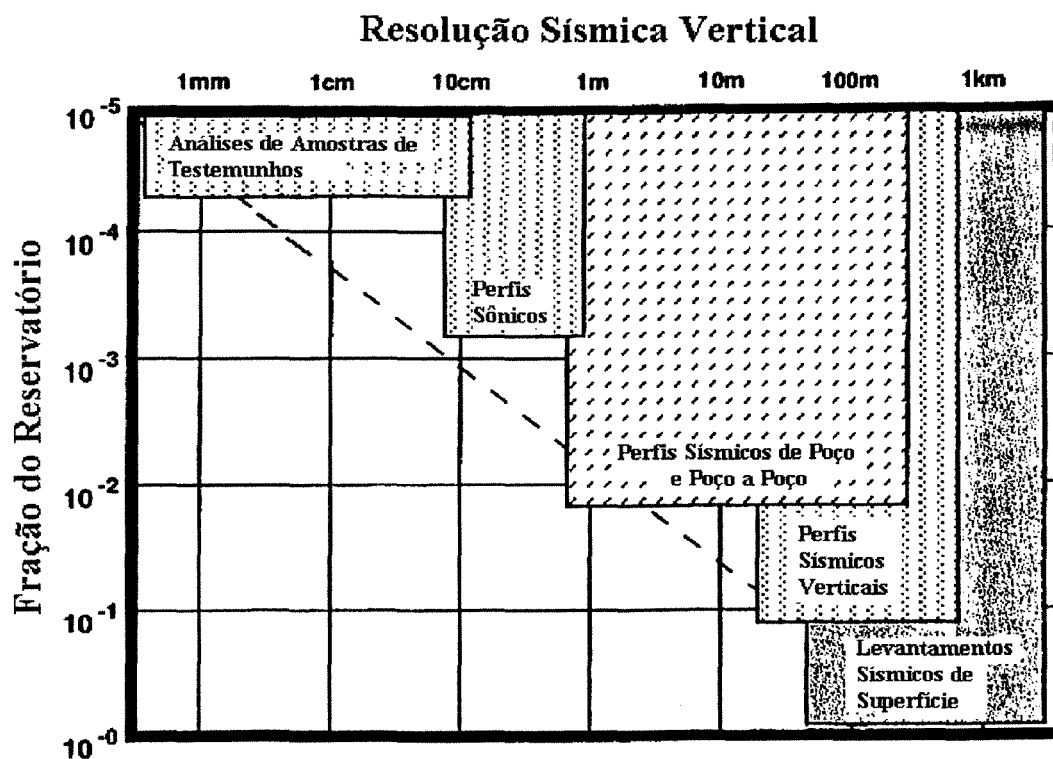


Figura 3.2 - Coleta de dados num levantamento sísmico 3-D em terra (modificado de Sheriff, 1992).

	SUPERFÍCIE				POÇO		LAB.
	SISMOLÓGIA (TERREMOTO)	SÍSMICA DE REFRAÇÃO	SÍSMICA DE REFLEXÃO	PERFILAGEM SÍSMICA VERTICAL (VSP)	TOMOGRAFIA POÇO A POÇO	PERFILAGEM SÔNICA	TRANSMISSÃO ULTRASSÔNICA PULSADA
RANGE metros	10 000 000	25 000	5000	2500	500	1	0,05
FREQUÊNCIA Hz	2	10	30	60	1000	15 000	1 000 000
RESOLUÇÃO metros	1000	100	20	10	1	0,1	0,001

(a)



(b)

Figura 3.3 - (a) Comparação de técnicas de imageamento geofísico de subsuperfície (modificado de Sheriff, 1992); (b) Correlação entre dimensões do reservatório e resolução vertical em diferentes métodos de imageamento (modificado de Harris, s/d).

CAPÍTULO 4

PETROGEOFÍSICA

FATORES QUE AFETAM VELOCIDADE E ATENUAÇÃO

Petrogeofísica é a denominação dada, por alguns autores, à área que trata das leis que governam as relações entre os fatores de caráter petrofísico e os parâmetros elásticos das rochas.

Neste capítulo serão estudados os fatores que afetam as velocidades e a atenuação, assim como as relações empíricas clássicas. Na parte final tem-se um resumo de estudos mais recentes realizados nesta área. O exposto neste capítulo se baseia principalmente no livro de Bourbié *et al.* (1987) onde foram compilados os estudos da Escola de Nur que vêm sendo feitos desde os anos 70 em Stanford.

As primeiras medidas sistemáticas de variações nas propriedades acústicas de rochas apareceram nos anos 1950/1960. Vários pesquisadores, incluindo Wyllie *et al.* (1956; 1958) investigaram as variações nas velocidades das ondas acústicas nos meios porosos em função de parâmetros como porosidade, saturação e pressão. Eles também estudaram os problemas relacionados com medida de atenuação intrínseca (Bourbié *et al.*, 1987).

Este tipo de pesquisa andou em baixa nos anos 1960, mas investigações similares foram retomadas no início dos anos 1970 por pesquisadores incluindo Domenico (1974, 1976, 1977) e Nur (1971) que realizaram estudos de variações de velocidade em função de pressão, saturação e viscosidade do fluido intersticial (Bourbié *et al.*, 1987).

As medidas de laboratório são importantes no entendimento dos mecanismos observados e para a aplicação dos resultados no campo. Não é fácil a comparação entre medições de campo e de laboratório, pois: há problemas como os distúrbios por temperatura e pressão no acondicionamento das amostras e as frequências empregadas no laboratório muitas vezes são bastante diferentes daquelas empregadas *in situ* (cerca de 50 Hz na prospecção sísmica, cerca de 10 KHz na perfilagem de poço), sendo este último o fator mais importante. O comprimento de onda característico na prospecção sísmica é então muito diferente do comprimento de onda característico no laboratório e, como a resolução das medidas é proporcional a este comprimento de onda, as medições *in situ* referem-se a espessuras de formação que raramente são uniformes. Finalmente, a considerável dependência dos processos (especialmente atenuação), impede

qualquer extrapolação direta de resultados de laboratório para o campo. Contudo, as medições de laboratório demonstram a existência de valores limites para velocidades e atenuações sob pressão. Estes valores limites são usualmente chamados de velocidades terminais e atenuações terminais (Wyllie *et al.*, 1958) e ocorrem a pressão efetiva de cerca de 100MPa correspondendo a espessuras kilométricas de soterramento.

4.1 -Fatores que afetam velocidades sísmicas

De um modo bem geral pode-se dizer que:

- a velocidade é diretamente proporcional ao percentual de cimento, à idade, à pressão confinante, e às densidades da matriz e do fluido;
- a velocidade é inversamente proporcional à compressibilidade do fluido, à porosidade, à pressão de poros, à temperatura e à saturação de hidrocarbonetos;
- a velocidade de uma areia limpa e a velocidade de um folhelho puro tendem a ser menores do que a velocidade de uma areia argilosa (Rosa & Tassini, 1990).

Assim, as velocidades variam em função de parâmetros físicos (pressões, saturações, temperatura, frequência e deformações) e de parâmetros da rocha propriamente dita (porosidade, permeabilidade, argilosidade entre outros). Na figura 4.1 tem-se uma representação esquemática da influência de alguns desses parâmetros nas velocidades de ondas sísmicas P e S e na relação V_p/V_s . A seguir, veremos em mais detalhe como se dão as variações das velocidades: primeiro serão considerados os parâmetros físicos, depois os da rocha. Cabe, no entanto, ressaltar que os parâmetros não são independentes.

4.1.1 - Pressão

A pressão é um parâmetro de fundamental importância no controle da velocidade. A velocidade cresce com o crescimento da pressão efetiva até uma pressão máxima acima da qual a velocidade permanece praticamente constante. A pressão efetiva é igual a diferença entre a pressão confinante ou de sobrecarga relativa à camada de rocha acima da profundidade

considerada e a pressão de poro relativa à coluna de fluido acima da profundidade considerada (Bourbié *et al.*, 1987).

O crescimento da velocidade se deve essencialmente aos contatos entre grãos e às fraturas da rocha que podem ser vistas como poros bidimensionais que tendem a fechar-se facilmente. O aumento na velocidade com o aumento da pressão resulta do fechamento das microfraturas. Esse fechamento traduz-se num aumento da rigidez do material sob pressão, o qual leva a um aumento no módulo elástico correspondente maior do que na densidade (ver equação 3.1). Para as rochas livres de fraturas ou submetidas à pressão suficiente para o fechamento das mesmas, a velocidade é virtualmente independente da pressão (Bourbié *et al.*, 1987). (Ver figura 4.2).

O aumento da velocidade com o aumento da pressão efetiva depende do tipo de rocha considerado. Para folhelhos, não chega a ocorrer uma nítida estabilização do valor de velocidade para pressões altas por possível mudança na estrutura do material. Ainda, para argilas há boas razões para se suspeitar de histerese na curva de velocidade em função da pressão efetiva (Bourbié *et al.*, 1987).

4.1.2 - Saturação

Para ondas compressoriais uma amostra seca tem velocidade maior que quando parcialmente saturada. Já a amostra totalmente saturada tem velocidade maior que a amostra seca. (ver figura 4.2).

A explicação qualitativa é simples, já que para ondas P o efeito devido à introdução de água na amostra seca é um aumento da densidade levando a uma diminuição na velocidade (ver equação 3.2). Porém, quando a saturação completa é atingida, os poros tornam-se mais difíceis de comprimir, aumentando a velocidade.

Para ondas cisalhantes, pode ser assumido que o líquido não tem efeito nas velocidades e que o efeito observado é exclusivamente um efeito de densidade. Como pode ser observado na figura 4.2 a velocidade da onda S em amostra seca é maior do que em amostra parcialmente ou totalmente saturada e bastante semelhante nos dois últimos casos.

De um modo geral, para saturações de água entre 10 e 90%, a dependência de velocidade da saturação é muito pequena, tanto para ondas P quanto para ondas S. Conseqüentemente,

velocidades não são bons indicadores de quantidade de gás presente nos poros.

Ainda, como pode ser verificado na figura 4.3 existe uma dependência muito forte de porosidade para a velocidade de onda P com relação à saturação, podendo-se ter V_p sempre crescente com introdução de água na amostra no caso de porosidades muito baixas.

Por outro lado, o folhelho exibe comportamento similar quando seco e saturado (Bourbié *et al.*, 1987).

4.1.3 - Viscosidade e temperatura

Qualitativamente aumentar a temperatura é equivalente a diminuir a viscosidade do fluido saturante. A viscosidade do fluido é um parâmetro que influencia fortemente a velocidade das ondas P. O aumento da viscosidade causa um aumento da velocidade (ver figura 4.4), pois o conjunto (rocha mais fluido) torna-se mais incompressível (ver equação 3.1). Ainda mais do que a viscosidade, as mudanças de fase dos fluidos ocasionada por aquecimento influencia a velocidade.

O soterramento das rochas em bacias sedimentares implica que elas estão sujeitas não apenas a efeitos de pressão, mas também a efeitos de temperatura (o gradiente médio de temperatura é cerca de 1°C por 25 a 30m de soterramento).

Velocidade na rocha em si (parte sólida) ou na água varia muito pouco com temperatura. Por exemplo, a velocidade na água destilada aumenta cerca de 7% quando a temperatura cresce de 10 para 100°C (Kaye & Laby, 1973) e a velocidade no quartzo decresce de 0.4% quando a temperatura varia de 100°C (Carmichael, 1984). Já no óleo, pode haver grandes variações na velocidade em função de poderem ocorrer grandes variações na viscosidade do mesmo em função de temperatura.

4.1.4 - Frequência

Em rochas secas velocidade é independente de frequência.

Nos meios que possuem fluidos, ditos atenuantes ou dispersivos, a velocidade depende pouco da frequência, numa relação direta. Os experimentos realizados para chegarem a essa

conclusão utilizaram frequências na faixa de 500 KHz a 1500 KHz (Winkler, 1983).

A velocidade é medida, nos diferentes métodos, com diferentes conteúdos de frequência (ver figura 3.3 (a)).

As velocidades, dados numéricos, não podem ser usadas de um método em outro de maneira direta. Porém, o comportamento qualitativo observado pode ser utilizado, por exemplo a tendência de crescimento.

4.1.5 - Litologia

A litologia é um dos fatores que mais influenciam velocidades acústicas. A figura 4.5 ou Tabela 4.1 mostra uma grande mudança dos valores de velocidade para diferentes litologias. E, para cada litologia há um grande intervalo de velocidade, sugerindo que a velocidade não é um bom critério para determinação de litologia (Sheriff & Geldart, 1982).

Para rochas sedimentares, velocidades altas geralmente indicam carbonatos, velocidades baixas arenitos ou folhelhos, mas valores intermediários podem indicar um ou outro (Sheriff & Geldart, 1982). Valores médios de velocidades de ondas P e S são dadas na Tabela 4.1.

Medidas de laboratório de V_p e V_s mostram uma correlação entre a razão destas velocidades (V_p/V_s) e litologia. Pickett (1963) foi o primeiro a mostrar esta razão como indicadora de litologia.

A figura 4.6 mostra que quando é plotado V_p versus V_s , obtêm-se retas cujas inclinações mudam com a variação da litologia, porém a proximidade dos valores sugere que as medidas precisam ter boa precisão.

A razão entre velocidades longitudinais e velocidades transversais (V_p/V_s) equivale à razão de Poisson (ν):

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{2(1-\nu)}{1-2\nu}} \quad (4.1)$$

equivale a

$$\nu = \frac{0.5 (V_p/V_s)^2 - 1}{(V_p/V_s)^2 - 1} \quad (4.2)$$

O cálculo da razão de Poisson, portanto, requer a medição simultânea das velocidades V_p e V_s .

A velocidade V_s de um folhelho pode ser grosseiramente estimada com a expressão empírica de Castagna *et al.* (1985):

$$V_s = 0.862 V_p - 1172 \quad (4.3)$$

Como pode ser observado na figura 4.7, folhelhos possuem razão de Poisson acima de 0,4 e arenitos limpos com gás possuem razão de Poisson abaixo de 0,2.

O interesse no conhecimento da relação entre V_p e V_s ou da razão de Poisson se deve ao fato de poder ajudar na distinção entre arenitos com gás e folhelhos.

4.1.6 - Densidade

Uma relação empírica entre densidade e velocidade, foi obtida por Gardner *et al.* (1974), para dados de laboratório e observações de campo, para vários tipos de rochas saturadas com salmoura, sendo dada por

$$\rho = a V^{\left(\frac{1}{4}\right)} \quad (4.4)$$

onde ρ está em g/cm³, V em m/s quando $a=0.31$ e em ft/s quando $a=0.23$. (Ver figura 4.8).

4.1.7 - Argilas, folhelhos e cimentos

Velocidades acústicas ou porosidade derivadas de velocidades são bastante afetadas pela presença de argilas ou folhelhos, sendo que estes diminuem as velocidades das ondas compressional e cisalhante, sendo que este efeito é mais acentuado na velocidade da onda cisalhante (Minear, 1982).

Estudos feitos com arenitos (Han *et al.*, 1986) mostram que a presença de argilas causa diminuição no módulo elástico destas rochas, fazendo com que suas velocidades diminuam. Esta diminuição é observada tanto em rochas bem consolidadas quanto em rochas pouco consolidadas.

Medidas feitas por De Martini *et al.* (1976), Tosaya & Nur (1982) e Kowallis *et al.* (1983)

mostram relações existentes entre velocidades compressional (V_p) e cisalhante (V_s) com a porosidade (ϕ) e o conteúdo de argilas (C),

$$V_p \text{ (km/s)} = - 2.4 C - 8.6 \phi + 5.8 , \quad (4.5)$$

$$V_s \text{ (km/s)} = - 2.1 C - 6.3 \phi + 3.7 , \quad (4.6)$$

para pressão diferencial de 40 MPa.

Estas equações permitem uma melhor estimativa de porosidades se as velocidades e o conteúdo de argilas médio são conhecidos (ver item 4.5).

Ainda, classicamente sabe-se que o aumento da cimentação aumenta o módulo de incompressibilidade da rocha e, conseqüentemente aumenta a velocidade.

4.1.8 - Porosidade

Um dos primeiros estudiosos desse tipo de relação foram Wyllie *et al.* (1956). Eles desenvolveram uma equação simples que relaciona velocidade e porosidade para amostras saturadas e com composição mineralógica similar.

A fórmula de Wyllie *et al.* (1956) é geralmente usada para obter-se a ϕ a partir do perfil sônico. Seus resultados precisam ser ajustados quando o fluido saturante é um hidrocarboneto ou a profundidade é rasa (correções em função da compactação). A equação de Wyllie *et al.* (1956) é dada por:

$$\frac{1}{V_p} = \frac{(1 - \phi)}{V_m} + \frac{\phi}{V_f} \quad (4.7)$$

onde V_p é a velocidade de onda compressional, V_m é a velocidade da matriz, V_f é a velocidade do fluido e ϕ é a porosidade.

A velocidade intrínseca que é a velocidade terminal (pressão suficiente para fechar microfraturas), é a única que deveria ser introduzida em uma equação como a de Wyllie.

Outra expressão relacionando a velocidade de onda compressional e a porosidade foi apresentada por Raymer *et al.* (1980), a qual teve o intuito de ser de aplicação mais geral do que

a de Wyllie, minimizando a importância da compactação. Assim tem-se:

$$\phi < 35\% \quad V_p = (1 - \phi)^2 V_m + \phi V_F \quad (4.8)$$

onde V_p é a velocidade da onda compressional, ϕ é a porosidade, V_m é a velocidade da matriz e V_F é a velocidade do fluido. (Ver figura 4.9).

4.1.9 - Permeabilidade

Estudos de Klimentos (1991), confirmados por Best *et al.* (1994), afirmam que não é possível prever permeabilidade diretamente através de velocidades. No entanto, Vasquez & Dillon (1994) afirmam que existe uma relação exponencial de decréscimo da velocidade com o aumento da permeabilidade.

4.1.10 - Compactação

Define-se compactação como o decréscimo na porosidade devido ao efeito de pressão de sobrecarga. Diferentes corpos geológicos obedecem leis de compactação que são mais ou menos bem conhecidas, mas geralmente distintas.

Faust (1951) desenvolveu uma lei empírica para a relação entre, em folhelhos e seções de areia, velocidade compressional e profundidade:

$$V_p = B (Z I)^{\frac{1}{6}} \quad (4.9)$$

onde: Z = profundidade em metros, B = constante igual a 46.6 para as amostras de Faust, V_p = velocidade compressional em m/s e I = idade dos sedimentos em anos.

4.2 - Modelo de Biot

Existem modelos teóricos que explicam razoavelmente bem a propagação de ondas em rochas porosas, em função dos parâmetros petrofísicos. O mais bem aceito desses modelos,

CAPÍTULO 4 - PETROGEOFÍSICA

baseia-se em teoria desenvolvida por Biot (1956a e 1956b) e tem equações bastante simples. Tendo-se a velocidade da rocha seca (medida em laboratório), a porosidade, a densidade e as características do fluido saturante numa dada condição de pressão e temperatura, o modelo de Biot permite o conhecimento da velocidade para diferentes situações de saturação, pressão e temperatura.

Biot (1956a, 1956b e 1962) desenvolveu uma teoria que descreve a propagação de ondas em meios visco-elásticos válida para todo o espectro de frequências. As hipóteses básicas de sua teoria dizem que: a rocha ou meio poroso é macroscopicamente homogêneo e isotrópico; todos os poros são interconectados ou comunicantes e a distribuição de tamanhos é praticamente uniforme; o comprimento de onda é maior que a maior dimensão dos grãos da rocha; o movimento relativo entre rocha e matriz obedece à lei de Darcy para o fluxo em meios porosos; pode-se desprezar efeitos térmicos devidos à dissipação de energia da onda; o fluido não interage quimicamente com a matriz da rocha.

A teoria de Biot prevê dois regimes de propagação de ondas elásticas: baixas frequências e altas frequências. No regime de baixas frequências, a frequência das ondas (f) é bem menor que determinada frequência crítica (f_c), em geral $f \leq 0,1 f_c$, não existindo movimento relativo entre rocha e fluido (acoplamento perfeito). No regime de altas frequências o acoplamento entre rocha e fluido é mínimo e o movimento relativo entre os dois é máximo originando efeitos de dispersão.

A formulação de Biot é adequada à utilização em dados de laboratório sendo necessário conhecer: da rocha – velocidade seca, porosidade, densidade e módulo de incompressibilidade dos grãos, permeabilidade e do fluido – densidade, incompressibilidade e viscosidade.

Inicialmente, de posse de: densidade dos grãos (ρ_g), porosidade da rocha (ϕ), V_p e V_s da rocha seca ($V_{p_{se}}$ e $V_{s_{se}}$) calcula-se módulo de cisalhamento ($\mu_{r_{se}}$) e o módulo de incompressibilidade da rocha seca ($K_{r_{se}}$), através de:

$$\mu_{r_{se}} = (1 - \phi) \rho_g V_{s_{se}}^2 \quad (4.10)$$

e

$$K_{r_{se}} = (1 - \phi) \rho_g \left(V_{p_{se}}^2 - \frac{4}{3} V_{s_{se}}^2 \right) \quad (4.11)$$

CAPÍTULO 4 - PETROGEOFÍSICA

onde: ρ_g é a densidade da parte sólida (grãos); ϕ é a porosidade da rocha; $\mu_{r_{se}}$ é o módulo de cisalhamento da rocha seca e kr_{se} é o módulo *bulk* da rocha seca.

No regime de baixas frequências as velocidades da rocha saturada são dadas por:

$$V_{s_{ba}}^2 = \frac{\mu_{r_{se}}}{\rho_{sa}} \quad (4.12)$$

para a onda S e:

$$\rho_{sa} V_{p_{ba}}^2 = \frac{(k_g - kr_{se})^2}{k_g(1 - \phi - (kr_{se}/k_g) + \phi(k_g/k_F))} + kr_{se} + \frac{4}{3} \mu_{r_{se}} \quad (4.13)$$

para a onda P, onde: $V_{s_{ba}}$ e $V_{p_{ba}}$ são respectivamente as velocidades de onda S e P da rocha saturada para baixas frequências; $\rho_{sa} = (1 - \phi) \rho_g + \phi \rho_F$, sendo ρ_{sa} a densidade da rocha saturada, ρ_g a densidade dos grãos, ρ_F é a densidade do fluido; k_F é o módulo *bulk* dinâmico do fluido e k_g é o módulo *bulk* dos grãos (entre 36 e 40 GPa).

As equações acima são válidas para frequências menores que a chamada frequência crítica f_c dada por:

$$f_c = \frac{\phi \mu_F}{2 \pi \rho_F K} \quad (4.14)$$

onde: ϕ é porosidade, μ_F é a viscosidade do fluido, ρ_F é densidade do fluido e K é a permeabilidade absoluta da rocha.

As equações de Biot para as baixas frequências coincidem com as propostas por Gassmann (1951), uma vez que neste regime é desprezível o movimento relativo entre rocha e fluido, o que representa uma das hipóteses de Gassmann.

O equacionamento de Gassmann foi desenvolvido através da teoria de campos gravitacionais e magnéticos sendo que não leva em consideração as frequências, portanto não consegue prever dispersões. Por outro lado, o equacionamento de Biot foi desenvolvido através de estudos de propagação de ondas mecânicas para um amplo espectro de frequências.

Para regimes de altas frequências, onde as frequências são maiores f_c , as velocidades serão maiores devido ao efeito de dispersão, sendo dadas por:

$$V_{sai}^2 = \frac{\mu r_{se}}{(1-\phi)\rho_g + [1 - (\frac{1}{\alpha})\phi\rho_F]} \quad (4.15)$$

para a onda S e:

$$V_{pai}^2 = \frac{A + [A^2 - 4B(PR - Q^2)]^{1/2}}{2B} \quad (4.16)$$

para onda P, onde:

$$A = P\rho_{22} + R\rho_{11} - 2Q\rho_{12} \quad (4.17)$$

$$B = \rho_{11}\rho_{22} - \rho_{12}^2 \quad (4.18)$$

$$P = \frac{(1-\phi)[1 - \phi - (\frac{kr_{se}}{k_g})]k_g + \phi(\frac{k_g}{k_F})kr_{se}}{D} + \frac{4}{3}\mu r_{se} \quad (4.19)$$

$$R = \frac{\phi^2 k_g}{D} \quad (4.20)$$

$$Q = \frac{[1 - \phi - (\frac{kr_{se}}{k_g})]\phi k_g}{D} \quad (4.21)$$

$$D = 1 - \phi - \frac{kr_{se}}{k_g} + \phi \frac{k_g}{k_F} \quad (4.22)$$

$$\rho_{11} + \rho_{12} = (1 - \phi) \rho_g \quad (4.23)$$

$$\rho_{22} + \rho_{12} = \phi \rho_F \quad (4.24)$$

$$\rho_{12} = (1 - \alpha) \phi \rho_F \quad (4.25)$$

O parâmetro tortuosidade (T), uma grandeza adimensional que depende da geometria dos poros, não é disponível em análises petrofísicas. Para tubos paralelos, $T=1$, para arenitos bem selecionados, $T=2$. Johnson *et al.* (1982) discutem como T pode ser medido a partir de dados acústicos ou elétricos. O impacto de um erro em T sobre as velocidades é, no entanto, muito pequeno.

Para uma previsão da velocidade de onda P sobre todo o espectro de frequência, pode-se utilizar a aproximação de Geertsma-Smit para a teoria de Biot:

$$V_P^2 = \frac{V_{Pa}^4 + V_{Pb}^4 \left(\frac{fc}{f}\right)^2}{V_{Pa}^2 + V_{Pb}^2 \left(\frac{fc}{f}\right)^2} \quad (4.26)$$

O efeito de dispersão causado pelo fluxo de fluido local, o qual torna-se importante para frequências bastante altas (bem acima de fc), não é contemplado na teoria de Biot, portanto as previsões de velocidades usando apenas suas equações tornam-se imprecisas nestes casos.

4.3 - Fatores que afetam atenuação

O conhecimento de atenuações e velocidades proporciona uma melhor definição de saturação do que aquele permitido pelo conhecimento apenas de velocidades.

Embora, em média, atenuação cresça com porosidade, as relações atenuação/porosidade aparentam ser menos simples do que as relações velocidade/porosidade. Por isto, com o parâmetro

atenuação, existe a possibilidade de obtenção de dados complementares a respeito do meio poroso.

Nur *et al.* (1980) destacaram que atenuação de onda S e permeabilidade podem ser correlacionadas.

As medições de campo mais confiáveis são as tomadas por meio de: ferramentas de perfilagem (com frequências ao redor de 10 KHz) e de poço (por meio de VSP nas frequências sísmicas).

O fato da atenuação ser sensível ao grau e tipo de saturação do fluido nos poros significa que ela pode ser usada para detectar a natureza dos fluidos nos poros (Best, 1992).

Na tabela 4.2 pode-se observar os valores de Q para diferentes rochas sedimentares.

4.3.1 - Pressão

Inúmeros autores estudaram este assunto, tais como: Winkler & Nur (1979), Johnston & Toksöz (1980) e Best (1992).

Como no caso das velocidades o parâmetro essencial controlando atenuação é a pressão efetiva. Um decréscimo na atenuação é normalmente observado com o aumento de pressão para ondas P e S , no caso dos arenitos. Os folhelhos apresentam uma relação de independência da atenuação em função da pressão.

Também, como no caso das velocidades, o comportamento da atenuação é em função das microfraturas. Para baixas pressões, enquanto existem microfraturas abertas, há atenuação; no entanto, com o fechamento das microfraturas, maiores pressões, a atenuação estabiliza-se em um dado valor (ver figura 4.10).

4.3.2 - Saturação

Os fatores de qualidade Q_p e Q_s para arenito seco são semelhantes e possuem valores altos (baixa atenuação). Para rochas 100% saturadas de água os valores de Q_p e Q_s são menores (maior atenuação) do que para rochas secas, sendo que Q_s é menor que Q_p (Bourbié *et al.*, 1987 e Best, 1992) (ver figuras 4.10).

A atenuação cresce com a adição de líquido. Este aumento depende dos tipos de fluido presentes e do meio poroso. Fluidos consistindo de moléculas polares aumentam atenuação mais substancialmente do que outros fluidos (Bourbié, *et al.*, 1987).

4.3.3 - Temperatura e viscosidade

Mudanças na viscosidade do fluido saturante são geralmente obtidas por mudanças na temperatura. Temperatura pode causar mudanças de fase dentro do meio poroso.

Como no caso das velocidades, mudanças na atenuação em função de mudança de fase do fluido saturante são significativas. Uma grande variação na atenuação é observada na transição vapor/líquido. Estas grandes variações são apenas observadas em amostras que são totalmente saturadas com líquido. Para amostras parcialmente saturadas com água, estas variações não são observadas (Tosaya *et al.*, 1985).

O aumento da temperatura causa um decréscimo da atenuação, o qual é muito maior que na velocidade (ver figura 4.11).

4.3.4 - Frequência

A atenuação pode variar consideravelmente com a frequência. Picos de fator de qualidade são observados para arenitos parcialmente e totalmente saturados a frequências na vizinhança de 5 a 10 KHz (aproximadamente as frequências empregadas em perfilagem acústica). Arenitos mostram que atenuação é independente de frequência para amostra seca, e altamente dependente de frequência ao redor de 10 KHz com aumento da saturação da amostra. A posição do pico de atenuação como uma função de saturação varia com frequência (ver figura 4.12).

A frequências suficientemente altas (em comparação com o tamanho de grão), são observados efeitos de espalhamento geométrico, tal como no caso de velocidades, e espalhamento geométrico induz um crescimento na atenuação com frequências crescentes para frequências maiores que 1 MHz. O comportamento observado corresponde aproximadamente a um mecanismo tipo espalhamento geométrico (Sayers, 1981 e Winkler, 1983). Este mecanismo ocorre apenas se o comprimento de onda transmitida é comparável ao tamanho do grão (Devaney *et al.*,

1982).

4.4 - Mecanismos de atenuação

O mecanismo amplamente aceito como sendo dominante na atenuação de onda sísmica é o fluxo de fluido local ou mecanismo de absorção *squirt*, estudado por O'Connell & Budiansky (1977), Winkler & Nur (1979 e 1982) e Murphy (1982).

Este mecanismo está focado nas fraturas para descrever as perdas viscosas, sendo baseado na idéia que o fluido no poro pode deslocar-se de uma fratura para poros ou fraturas adjacentes como resposta a mudanças de pressão causadas pela passagem de ondas elásticas.

Diferentemente de velocidade, atenuação é ainda mal entendida e muitos mecanismos que descrevem-se na tentativa de responder estas questões são meramente hipóteses.

Tem-se mostrado a importância da presença de água, ainda que em proporções muito pequenas, em alterar tanto o patamar quanto à amplitude da variação de propriedades mecânicas em função de deformação. Esta implica numa espécie de lubrificação sofrida pelas primeiras camadas de água entre os diferentes grãos.

4.5 - Estudos recentes de relações entre atributos sísmicos (V_p , V_s , Q_p , Q_s) e propriedades petrofísicas (ϕ , K , argilosidade, minerais totais intraporos)

O trabalho de Best *et al.* (1994) discute as relações entre as velocidades e atenuações de onda compressional e cisalhante, medida à frequência de cerca de 0.85 MHz, e as porosidades, permeabilidades e mineralogias de arenitos saturados de água e folhelhos. Foram usados métodos de laboratório para medir as propriedades elásticas e inelásticas de rochas sedimentares sob condições de pressão simulando condições de pressão *in situ* simulada. As relações entre os fatores de qualidade de ondas cisalhantes e as propriedades sedimentológicas e geotécnicas de rochas reservatório são importantes por causa do crescente uso de ondas cisalhantes em

exploração e avaliação de reservatório. Dados de ondas cisalhantes são também necessários para determinar completamente os mecanismos que são responsáveis pelas maiores perdas (baixos fatores de qualidade) observadas em rochas reservatório ricas em argila. Amostras de folhelhos também foram incluídas no conjunto de rochas investigadas. Os resultados confirmam aqueles de Klimentos & McCann (1990) na propagação de onda compressional e os estendem para demonstrar que todos minerais intraporo são importantes em causar a atenuação tanto de ondas compressionais quanto de cisalhantes, em arenitos. Desde que estes minerais intraporo são também importantes na determinação da permeabilidade de rochas reservatório, os resultados trazem para mais perto a possibilidade de usar medições acuradas de atenuação para estimar a permeabilidade de rochas *in situ* (Akbar *et al.*, 1993).

Os dados de atenuação são apresentados como fatores de qualidade, sendo Q_p e Q_s respectivamente, correlacionados com onda P e onda S. Os resultados mostram que Q_s é fortemente correlacionado com V_s , que Q_p é fracamente correlacionado com V_p , e que Q_p é fortemente correlacionado com Q_s . Q_p é fortemente dependente do volume percentual (da porcentagem volumétrica) da assembléia de minerais intraporo, quer eles sejam argilas ou carbonatos. Conclui-se que o mecanismo de atenuação é devido ao fluxo de fluido local pela dilatação diferencial do arcabouço sólido da rocha e da assembléia de minerais intraporo, a qual é resultado de seus módulos elásticos muito diferentes.

Nos estudos de Vernik (1994) os quais levam em conta o conteúdo volumétrico de argila (C) e a posição textural da argila, é mostrado que as velocidades acústicas podem ser ferramentas muito acuradas para predizer litologia, porosidade e, ultimamente, propriedades de transporte daquelas rochas (ver figura 4.13).

Quatro grupos petrofísicos maiores de siliciclásticos pobres-em-orgânico são distinguidos:

- (1) arenitos limpos ($C < 2$ por cento),
- (2) arenitos e arcósios ($C = 2 - 15$ por cento),
- (3) *wackes* ($C = 15 - 35$ por cento), e
- (4) folhelhos ($C > 35$ por cento).

É encontrado que a relação velocidade compressional versus porosidade para rochas consolidadas em cada um destes grupos é linear com coeficientes de correlação muito altos. Vernik (1994) observou que o agrupamento das relações entre V_p e ϕ das rochas segundo a

CAPÍTULO 4 - PETROGEOFÍSICA

argilosidade e fatores texturais melhora o coeficiente de correlação linear.

Isto permite estimativas notavelmente acuradas de porosidade ou predição de litologia em siliciclásticas consolidadas a partir de velocidades acústicas, comparado com a largamente utilizada equação do tempo médio (Wyllie) ou sua modificação melhorada (equações de Raymer), as quais negligenciam fatores texturais; ou com recentemente propostas relações baseadas no conceito de porosidade crítica.

As transformações propostas mostram tendências fundamentais sujeitas a apenas efeitos regionais de segunda-ordem, tais como detalhes de mineralogia, distribuição de tamanho de grão, e desenvolvimento de argila autigênica. Estas tendências fundamentais primitivamente refletem os processos de diagêneses químicas, incluindo solução por pressão, cimentação e transformação de fase mineral.

Os processos de litificação de sedimentos inconsolidados por compactação física e cimentação inicial são caracterizados por uma inclinação muito alta (muito alto declive) da transformação velocidade-porosidade por causa de um mais pronunciado aumento de velocidade comparado à redução de porosidade neste estágio.

O uso da razão V_p/V_s versus V_p para predição de litologia é limitado comparado aos gráficos de V_p versus porosidade; contudo, se tanto porosidade como litologia são desconhecidos, a razão de velocidades pode ainda ser usada para discriminação entre rochas reservatório predominantemente suportadas por grãos (arenito limpo, arenito e arcósios) e rocha suportada por matriz argilosa (*wacke*, folhelho).

Finalmente, uma forte correlação entre porosidade e permeabilidade de arenitos limpos é um tanto enfraquecida em arenitos. Ainda assim, no último caso, uma ordem de grandeza de precisão da contribuição da permeabilidade baseado na porosidade pode ser obtida.

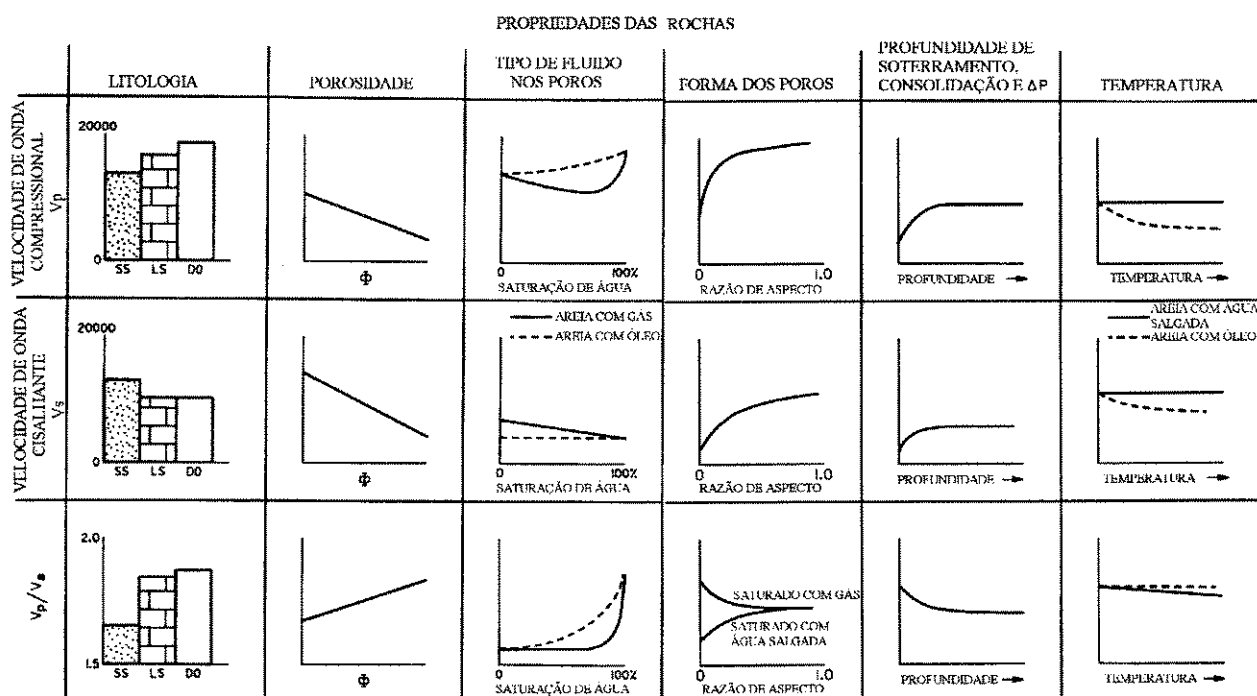


Figura 4.1 - Propriedades das rochas: Sumário dos efeitos das diferentes propriedades das rochas nas velocidades de ondas sísmicas P e S, e na razão das velocidades V_p/V_s (modificado de Tosaya *et al.*, 1984).

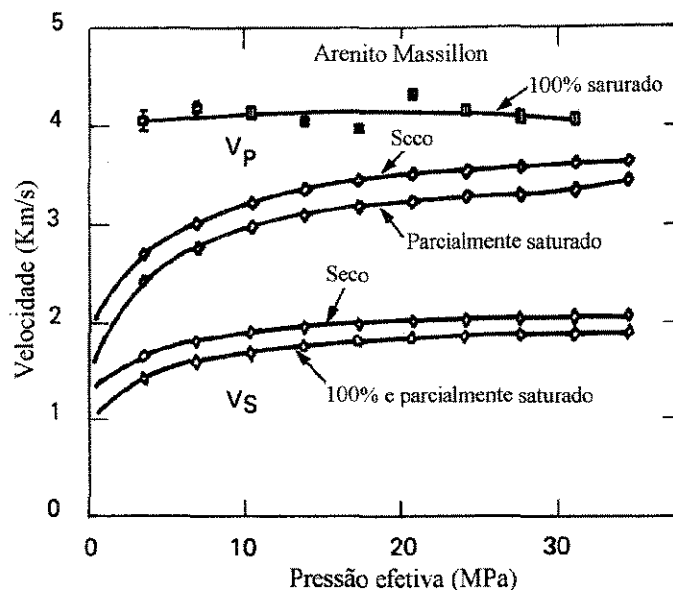


Figura 4.2 - Velocidade de onda P e de onda S em amostra de arenito seca, parcialmente saturada e totalmente saturada versus pressão efetiva. (Modificado de Bourbié *et al.*, 1987).

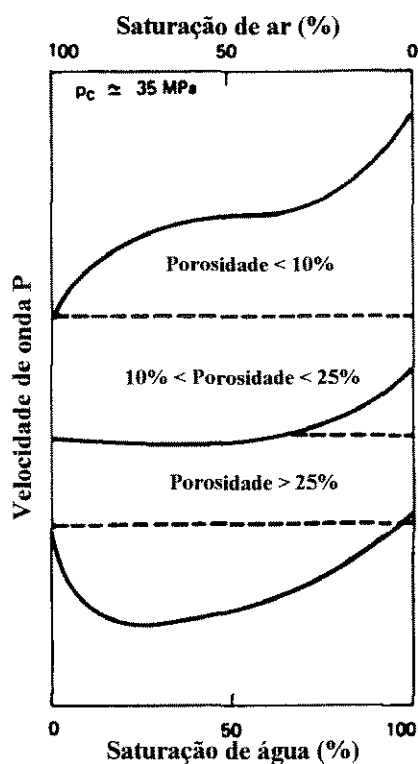


Figura 4.3 - Curvas típicas mostrando variação de V_p versus saturação de água para diferentes porosidades (modificado de Gregory, 1976). (Obs: 35 MPa $\approx$ 5000 Psi).

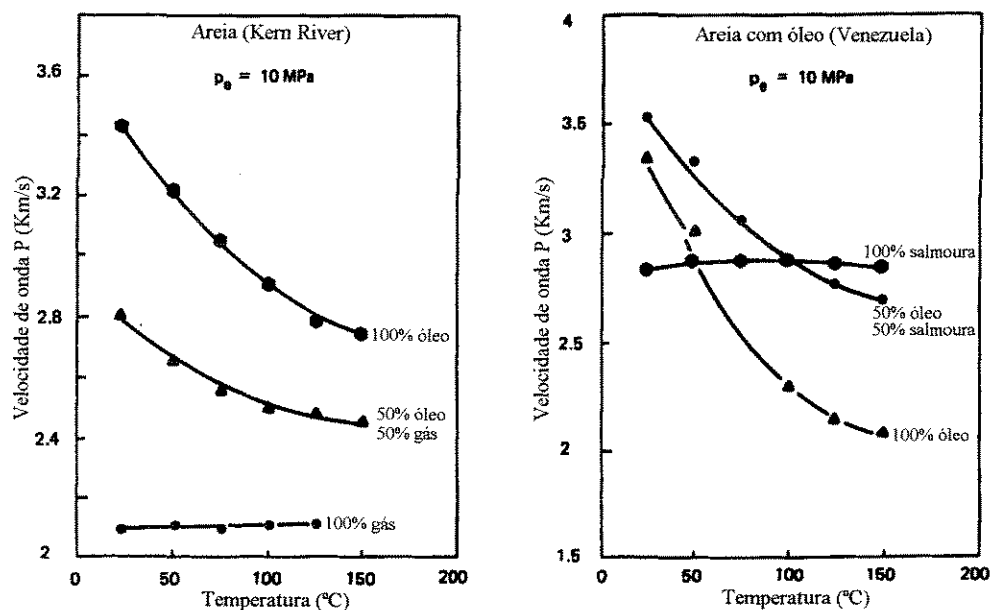


Figura 4.4 - Influência da temperatura (e portanto da viscosidade do fluido saturante) na variação da velocidade da onda P (modificado de Tosaya *et al.*, 1985).

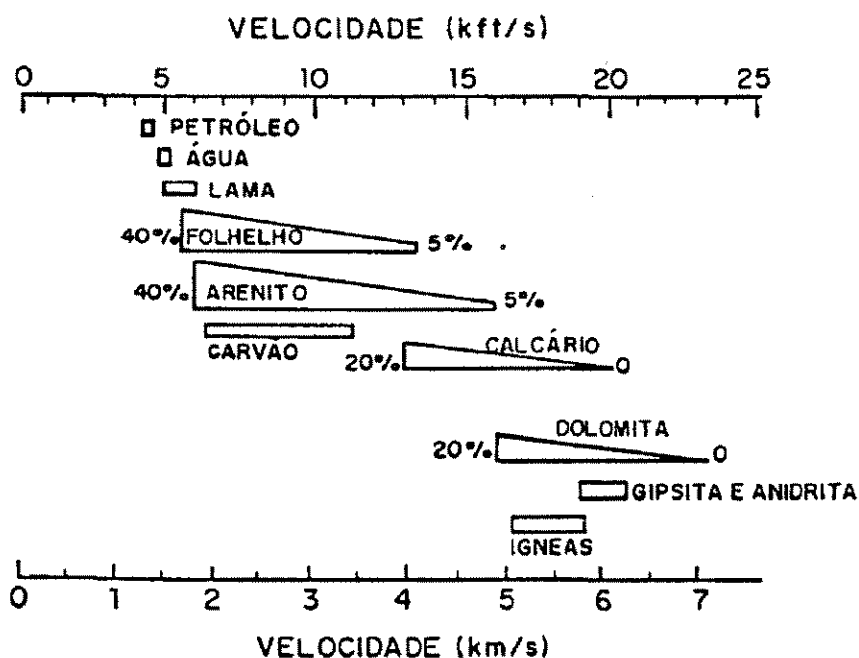


Figura 4.5 - Velocidade de onda compressional para várias litologias (modificado de Sheriff & Geldart, 1982).

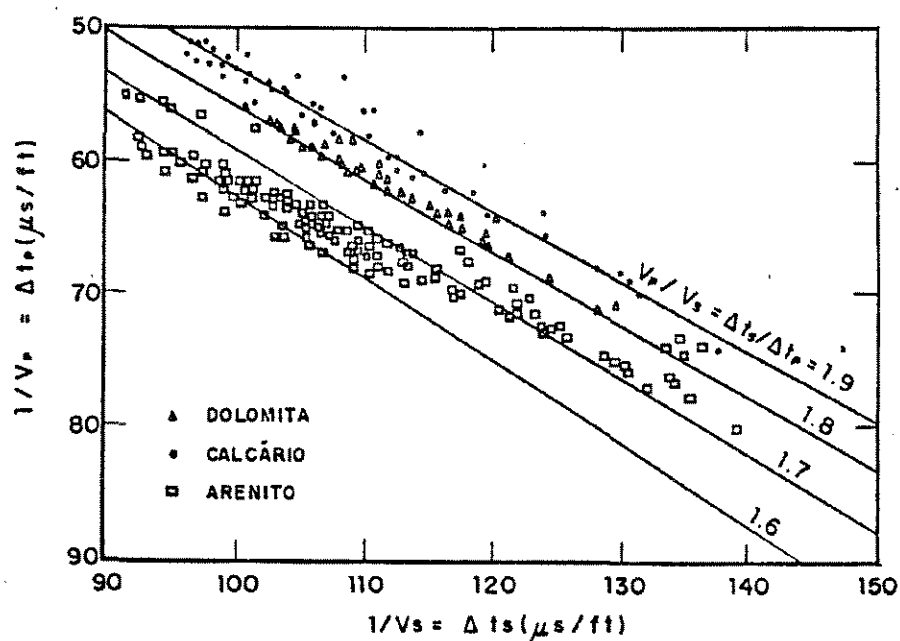


Figura 4.6 - V_p e V_s como indicadores de litologia (modificado de Pickett, 1963).

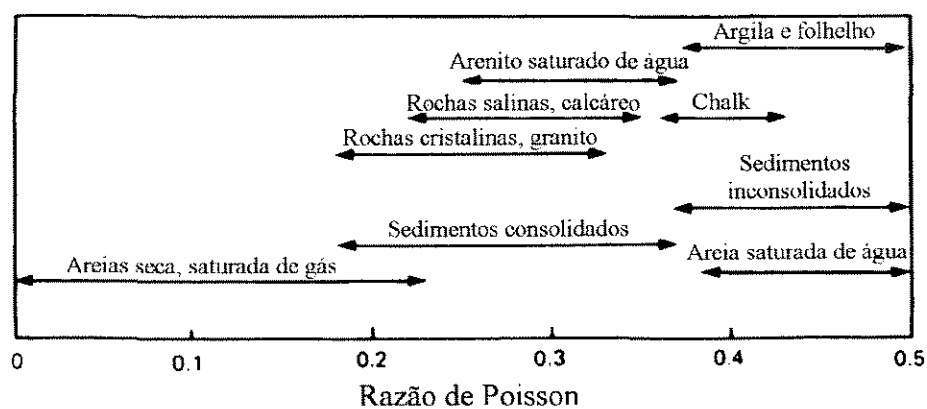


Figura 4.7 - Exemplos de razão de Poisson para diferentes litologia (modificado de Bourbié *et al.*, 1987).

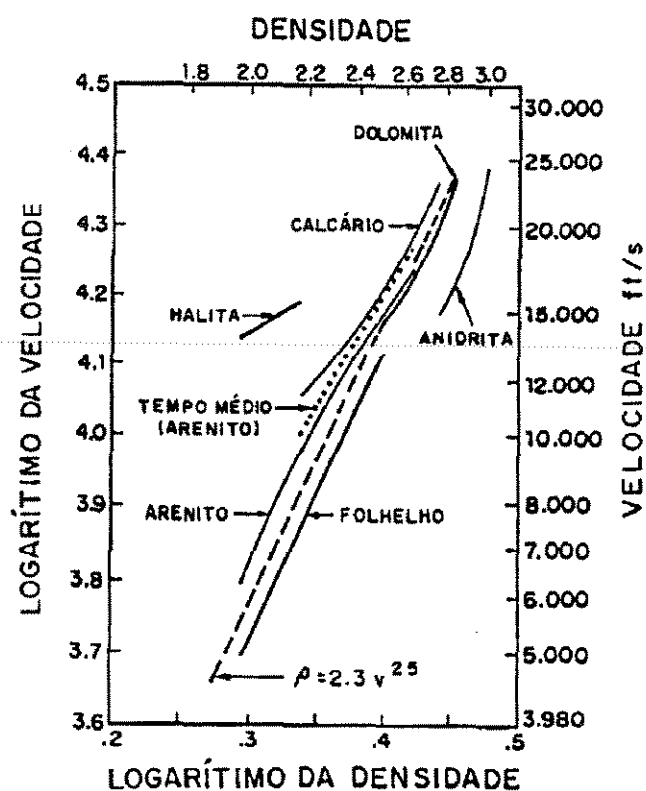


Figura 4.8 - Velocidade de onda compressional versus densidade (modificado de Gardner *et al.*, 1974).

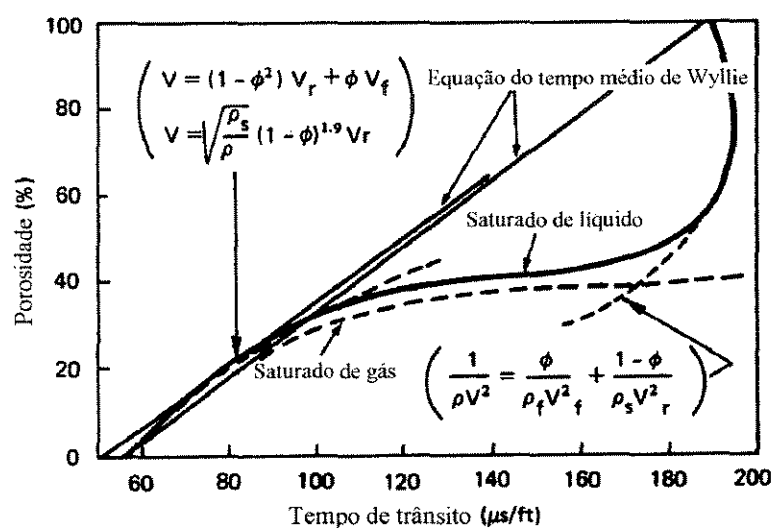


Figura 4.9 - Modificação da equação de Wyllie proposta por Raymer *et al.* (1980) (modificado de Bourbié *et al.*, 1987).

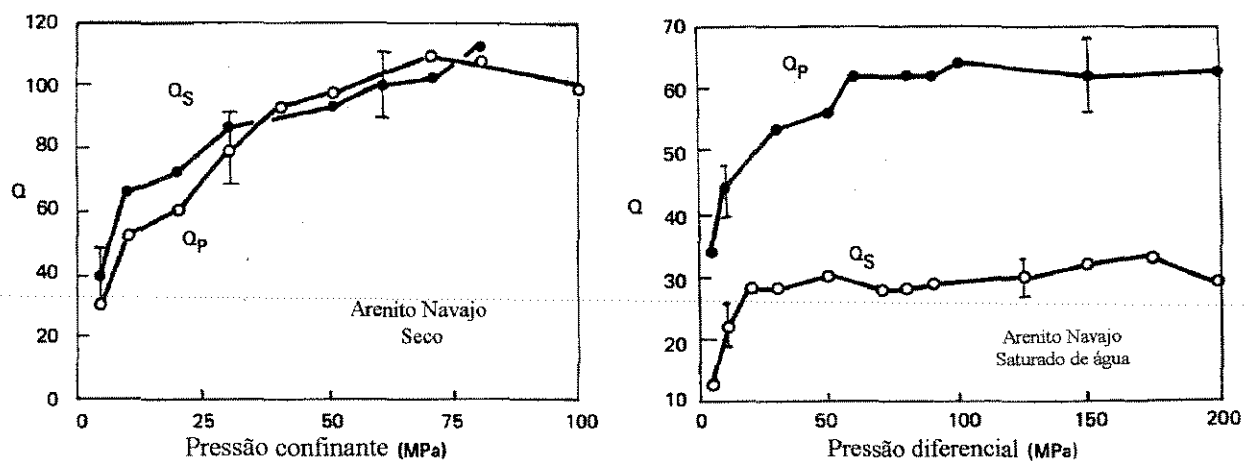


Figura 4.10 - Influência da saturação em função da pressão efetiva (modificado de Johnston & Toksöz, 1980).

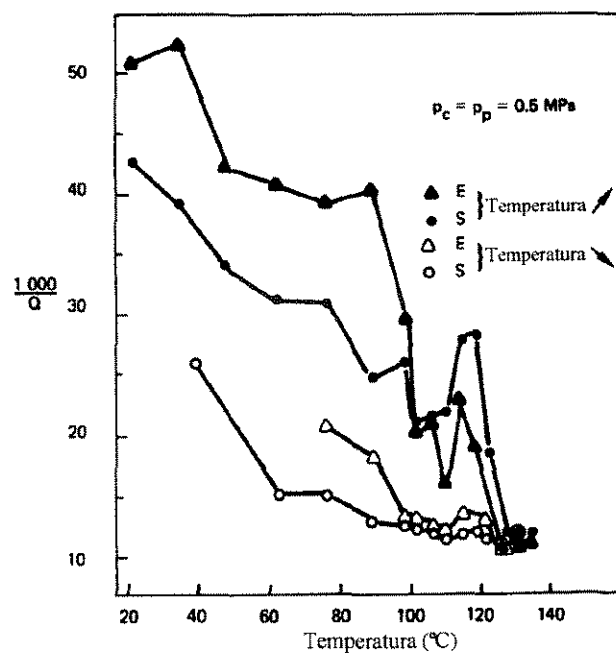


Figura 4.11 - Temperatura versus atenuação para onda P e para onda S (Bourbié *et al.*, 1987).

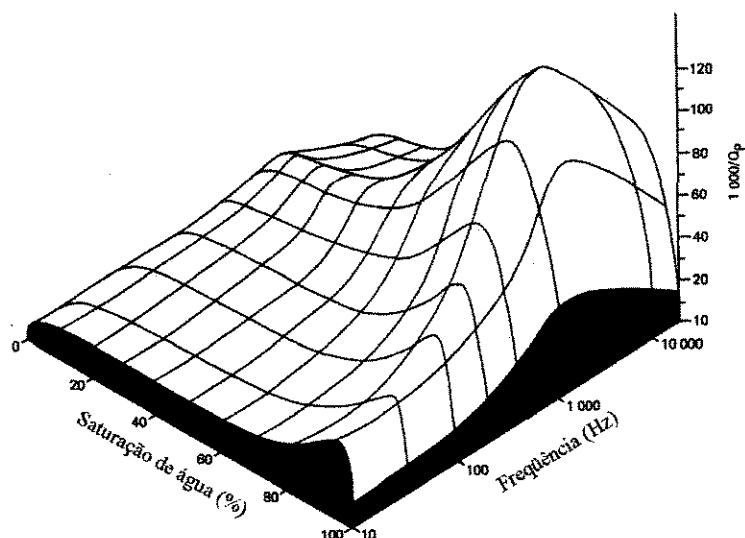


Figura 4.12 - Representação esquemática da atenuação versus frequência e saturação (modificada de Murphy, 1982).

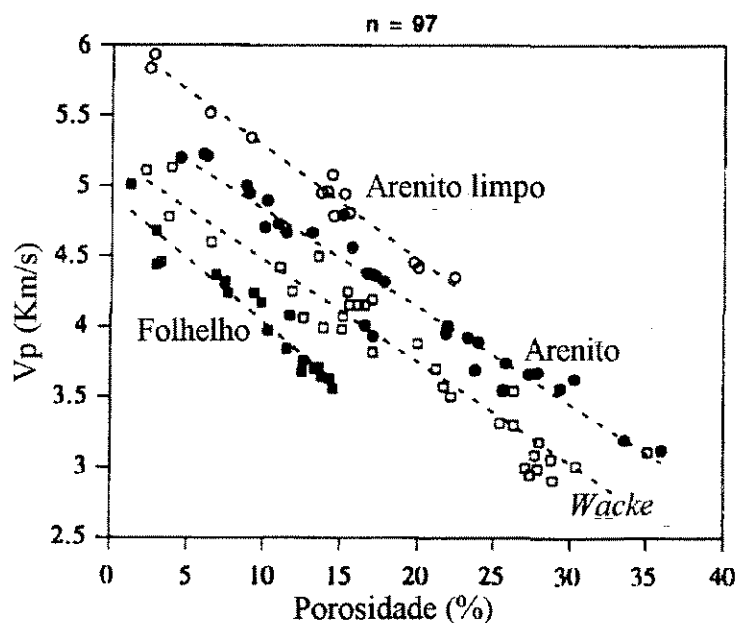


Figura 4.13 - Gráfico mostrando velocidade de onda P (V_p) versus porosidade para 97 amostras de rochas siliciclásticas, subdivididas em quatro classes argilosas (modificado de Vernik, 1994).

Tipo de formação	Velocidade de onda <i>P</i> (m/s)	Velocidade de onda <i>S</i> (m/s)	Densidade (g/cm ³)	Densidade do cristal constituinte (g/cm ³)
Solo vegetal	300-700	100-300	1.7-2.4	-
Areias secas	400-1200	100-500	1.5-1.7	2.65 quartzo
Areias úmidas	1500-2000	400-600	1.9-2.1	2.65 quartzo
Argilas e folhelhos saturados	1100-2500	200-800	2.0-2.4	-
Marnas	2000-3000	750-1500	2.1-2.6	-
Seções de areia e folhelho saturado	1500-2200	500-750	2.1-2.4	-
Arenitos saturados e porosos	2000-3500	800-1800	2.1-2.4	2.65 quartzo
Calcários	3500-6000	2000-3300	2.4-2.7	2.71 calcita
Chalk	2300-2600	1100-1300	1.8-2.3	2.71 calcita
Sal	4500-5500	2500-3100	2.1-2.3	2.10 halita
Anidrita	4000-5500	2200-3100	2.9-3.0	-
Dolomito	3500-6500	1900-3600	2.5-2.9	(Ca,Mg)CO ₃ 2.8-2.99
Granito	4500-6000	2500-3300	2.5-2.7	-
Basalto	5000-6000	2800-3400	2.7-3.1	-
Gnaise	4400-5200	2700-3200	2.5-2.7	-
Carvão	2200-2700	1000-1400	1.3-1.8	-
Água	1450-1500	-	1.0	-
Gelo	3400-3800	1700-1900	0.9	-
Óleo	1200-1250	-	0.6-0.9	-

Tabela 4.1 - Velocidades médias de propagação de ondas P e S, densidades médias e densidade do cristal constituinte (modificado de Bourbié *et al.*, 1987).

Valores de Q medidos em sedimentos						
Localização	Tipo de rocha	Profundidade (m)	Frequência de medida (Hz)	Q _r		Referências
				aparente	corrigido	
Limon (Colorado)	Folhelho Pierre	0-225	50-450	32		McDonald <i>et al.</i> (1958)
Gulf Coast (30 km south of Houston)	Lama/areia/argila	0-3	50-400	2		Tullos and Reid (1969)
	Areias e folhelhos	3-30	50-400	181		
	Areia argilosa	30-150	50-400	75		
	Argila/areia	150-300	50-400	136		
Offshore Louisiana (Pleistocene)	Argila/areia	1170-1770	≤ 125	67	67	Hauge (1981)
	Areias e folhelhos	1770-2070	≤ 125	> 273	> 273	
	Mais arenoso	2070-2850	≤ 125	28	31	
Southeast Texas	Bancos de areia e siltitos	900-1560	≤ 80	52	109	
	Predominantemente argiloso	1560-1800	≤ 80	> 273	> 273	
	Areia (23%) e argila	1800-2100	≤ 80	30	37	
Southeast Texas	Areia (20%) e argila	600-1560	≤ 80	41	46	
	Calcáreo e chalk	1590-1755	≤ 80	> 273	> 273	
Southeast Texas	Areia (45%) e argila	660-1320	15-40	28	34	
	Areia (24%) e argila	> 1020	40-70	55	94	
Beaufort Sea (Canada)		549-1193	125		43	Ganley and Kanasewich (1980)
		945-1311	425		67	
Offshore Baltimore	chalk silicoso	278-442	5000-15,000	68 em média		Goldberg (1985)
	chalk silicoso com porcelanita	442-582	5000-15,000	28 em média		

From Carmichael (1984) and Goldberg (1985).

Tabela 4.2 - Valores de Q medidos em rochas sedimentares (modificado de Bourbié *et al.*, 1987)

CAPÍTULO 5

GEOLOGIA

A Formação Açu, de idade Albo-Turoniano, está presente em áreas emersas e submersas da Bacia Potiguar, podendo atingir espessuras de até 150m. São rochas terrígenas predominantemente continentais relacionadas a um grande evento transgressivo que culmina, na porção emersa, com os carbonatos de plataforma da Formação Jandaíra. A Formação Açu é constituída por depósitos de leques aluviais na base, de sistemas fluviais entrelaçados e meandantes nas porções inferior, média e superior, e de complexos estuarinos e litorâneos no seu topo (Castro & Barrocas, 1981).

Os estudos realizados utilizaram 17 amostras dos afloramentos (poços PHRF12 (Km 98) e PHRF1 (Km99)) e 28 amostras de dois poços do campo de Alto do Rodrigues (ARG-40 e ARG-326) (ver figuras 5.1 (a), (b) e (c)).

5.1 - Área dos afloramentos

Na área aflorante estudada, a Formação Açu recobre o embasamento cristalino com espessuras estimadas em 150m. Situam-se, em termos do arcabouço tectônico regional, na Plataforma de Touros, próximo ao Sistema de Falhas Carnaubais (Becker *et al.*, 1993).

Esta Formação é compartimentada em quatro unidades de correlação rastreadas em perfis de poços denominadas, da mais antiga para a mais recente, de Açu 1 a Açu 4 (Vasconcelos *et al.*, 1990). A unidade Açu 3, a qual relacionam-se os afloramentos estudados (figura 5.2 (a)), é interpretada como uma reativação expressiva dos sistemas fluviais (Becker *et al.*, 1993).

As exposições estudadas são dois cortes da rodovia BR-304, nos quilômetros 99 e 98 (figura 5.1 (b)). A primeira tem uma extensão lateral de 380m, enquanto a segunda chega a 260m. A altura destas exposições alcança, no máximo, 7m (Becker *et al.*, 1993).

Foram perfuradas 20 sondagens rasas (25m), adjacentes aos afloramentos (figura 5.1 (b)), muitas delas com testemunhagem, porém todas com registros de perfilagens. Também, uma linha sísmica de muito alta resolução foi registrada próxima ao Km 98. De dois dos poços referidos

acima forma coletados os plugues para os estudos deste trabalho.

As análises faciológicas podem ser compartimentadas em caracterizações litofaciológicas, com base em texturas e estruturas sedimentares, e eletrofaciologia que, através de análise multivariada, relaciona as litofácies com as suas respostas em perfis de poços. Assis (1992) discrimina três eletrofácies nestas rochas .

Segundo Becker *et al.* (1993) existe uma divisão de nove litofácies no afloramento, sendo:

- Litofácies 1 (L1): conglomerado arenoso;
- Litofácies 2 (L2): conglomerado intraformacional/diamictito;
- Litofácies 3 (L3): arenito grosso conglomerático;
- Litofácies 4 (L4): arenito grosso com estratificação cruzada;
- Litofácies 5 (L5): arenito grosso com estratificação plano-paralela;
- Litofácies 6 (L6): arenito grosso maciço;
- Litofácies 7 (L7): arenito médio;
- Litofácies 8 (L8): arenito fino;
- Litofácies 9 (L9): lamito, siltito e arenito muito fino argiloso;

Sistemas meandantes grosseiros são identificados na camada aflorante do Km 99 com base em: geometria multilateral das camadas arenosas; elevada razão arenito/lamito; seqüências de estruturas sedimentares e ausência de *trends* de ciclicidade (padrão "em caixa" dos perfis de raios Gama) (Becker *et al.*, 1993).

As litologias aflorantes no Km 98 são interpretadas como o produto deposicional de sistemas meandantes, talvez grosseiro na base, passando verticalmente a meandrante fino até o "afogamento transgressivo" do sistema fluvial, resultando num lamito (Becker *et al.*, 1993).

Sistemas meandantes finos "afogados" também são caracterizados nos poços, abaixo das seções aflorantes nas duas exposições, com base na forma "em sino" dos perfis de raios Gama e na descrição de intervalos testemunhados (Becker *et al.*, 1993).

5.2 - Área dos poços

O campo de Alto do Rodrigues, descoberto em junho de 1981, situa-se cerca de 180 Km

a NW de Natal, na borda da plataforma de Touros, adjacente ao Sistema de Falhas de Carnaubais (figura 5.1 (a)). Seu principal reservatório são arenitos fluviais pertencentes à zona de produção I, localizada na Formação Açu, unidade Açu 3 (Preda & Pereira, 1993). Escolheram-se dois poços deste campo, na Zona I, tendo sido recolhidos os plugues para estudos deste trabalho. (ver na figura 5.3 o perfil das litofácies presentes nos poços dos afloramentos e do campo mostrando as posições onde foram coletadas as amostras).

A coluna sedimentar da área é representada pelas Formações Pendência, Alagamar, Açu, Jandaíra e pelo Grupo Barreiras. As litologias predominantes, as idades, os ambientes deposicionais e as fases tectônicas para estas formações encontram-se resumidas na figura 5.2 (c).

Nolla (1992) identificou sete litofácies na Zona I, resumidas a seguir:

Litofácies 1 (L1): conglomerado com seixos de quartzo e bolas de argila, matriz arenosa, freqüentemente cimentado por calcita, com base erosiva e espessuras menores do que 30 cm;

Litofácies 2 (L2): arenito grosseiro, também médio/muito grosseiro, friável a muito friável (desagregado), espessuras de até 7 metros; representam os melhores reservatórios da zona I;

Litofácies 2A (L2A): arenito grosseiro à semelhança da litofácies 2, porém o grande volume de argila mecanicamente infiltrada obliterou totalmente o espaço poroso; espessuras de 0,5 a 3 metros;

Litofácies 3 (L3): arenito médio, em parte fino/grosseiro, semi-friável, às vezes argiloso e cimentado por calcita. Apresenta grande variação na permo-porosidade, podendo constituir-se ou não em reservatórios;

Litofácies 4 (L4): composta por litologias selantes. Subdividida em L4A (arenito fino/muito fino), L4B (siltito) e L4C (argilito).

Ainda, segundo Nolla (1992), na Zona I, as características e associações das litofácies levaram a interpretá-las como depositadas em um sistema fluvial meandrante grosseiro, onde os reservatórios constituem-se de um empilhamento de camadas com bases erosivas e gradações normais mal definidas, com alta razão arenito/argilito, padrões serrilhado e caixote no perfil raios Gama.

Na definição das eletrofácies foram analisados dados relativos aos aspectos macroscópicos, microscópicos, petrofísicos e às características de perfis das diversas litofácies. Foram definidas 3 eletrofácies (Preda & Pereira, 1993). Foram realizados estudos separando-se em eletrofácies,

no entanto possível discriminá-las.

Na figura 5.1 (c) pode ser observadas as posições relativas dos dois poços estudados para o campo.

Os reservatórios da Zona I apresentam maior heterogeneidade vertical do que lateral, provocada pelas inúmeras intercalações argilosas e/ou níveis cimentados, alguns deles com continuidade de até algumas centenas de metros (Preda & Pereira, 1993).

Na tabela 5.1 (a) pode-se observar a correspondências entre as litofácies descritas para as amostras do afloramento e do campo e na tabela 5.1 (b) a classificação das litofácies sedimentológicas. Por outro lado, na tabela 5.2 pode-se observar a relação da amostras utilizadas, sendo possível verificar a classificação em termos de litologia e eletrofácies para cada uma das amostras.

5.3 - Algumas diferenças entre afloramento e campo

Como pode ser observado na figura 5.2 (a), a Formação Açu presente no campo de Alto do Rodrigues aflora nos Kms 98 e 99 da Br 324. Diante de uma situação especial como esta pensa-se em estudar a seção exposta da Formação Açu (afloramento) e extrapolar os resultados para o campo. No entanto, no caso dos parâmetros sísmicos e petrofísicos, isto não é possível pois as relações estão deterioradas pelo efeito do intemperismo. De um modo geral, apenas comparações qualitativas podem ser feitas.

Algumas diferenças entre o afloramento e o campo são:

- no afloramento existe pequena quantidade de cimento (ausência de calcita) e presença de argila (caulinita) devido ao forte intemperismo. No caso campo a situação é inversa;
- as amostras do afloramento possuem maior porosidade e permeabilidade que as do campo, sendo que o intemperismo afetou principalmente as porosidades nos afloramentos;
- as amostras do afloramento possuem menores velocidades e
- existem diferenças de classificações de litofácies entre o afloramento (Becker *et al.*, 1993) e o campo (Nolla, 1992). A correspondência pode ser observada na tabela 5.1 (a).

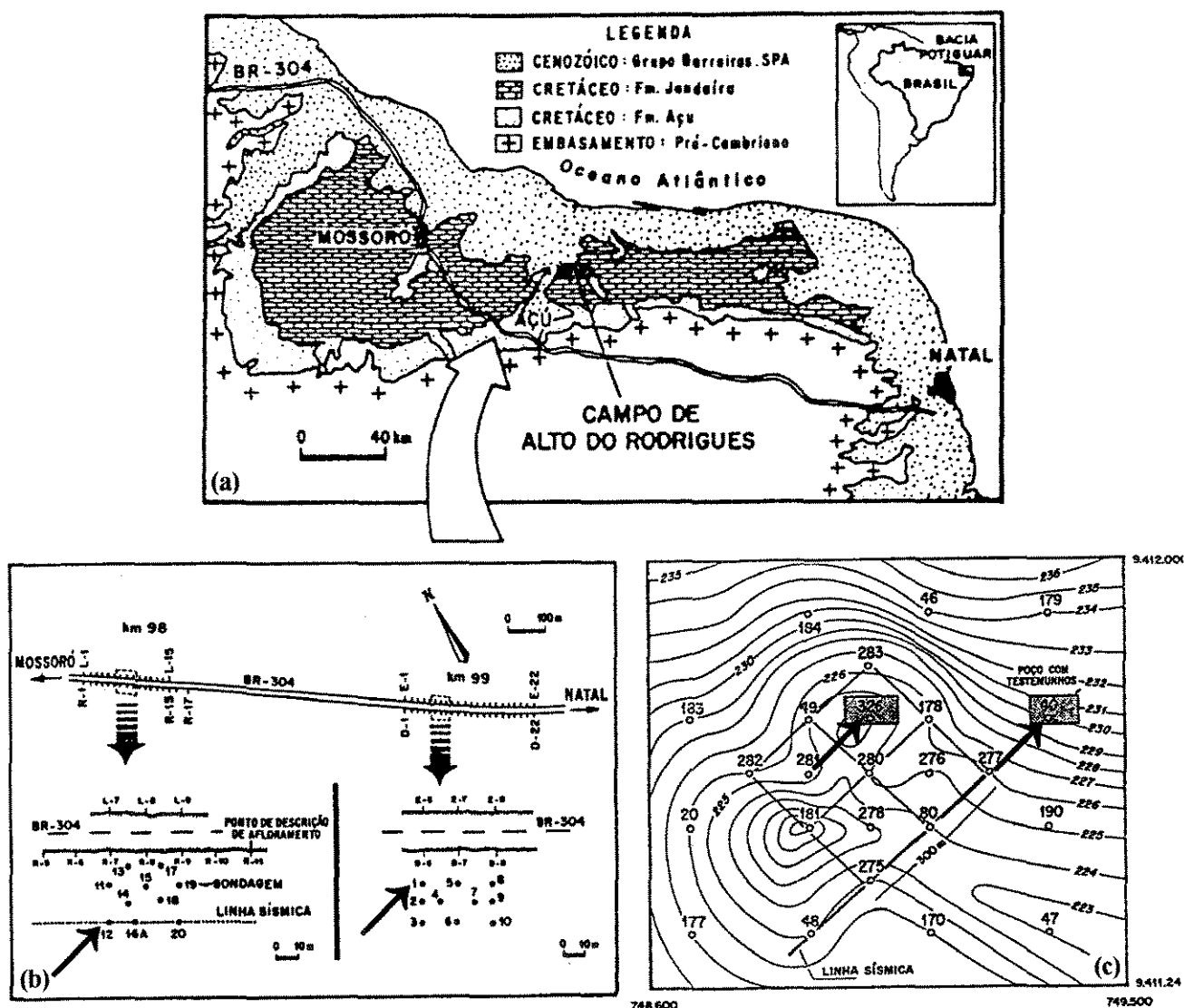


Figura 5.1 - (a) mapa de localização do Campo de Alto do Rodrigues na Bacia Potiguar; (b) afloramentos da Fm. Açú nos Kms 98 e 99 da BR-304 e (c) mapa estrutural do topo do reservatório com localização dos poços na área do piloto de vapor no campo de Alto do Rodrigues.

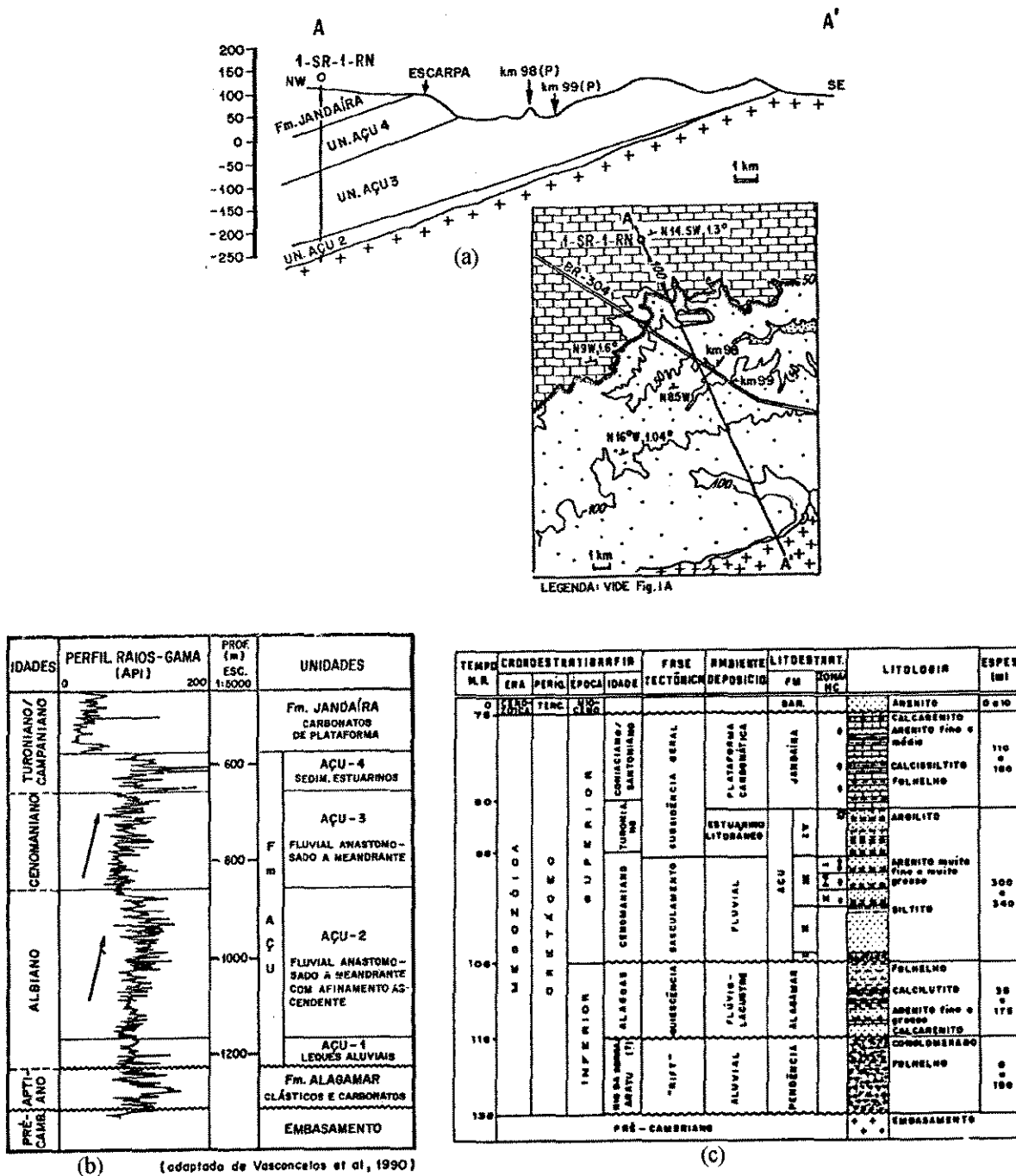


Figura 5.2 - (a) corte mostrando afloramentos dos Kms 98 e 99 como da Fm. Açu, Unidade Açu 3; (b) perfil tipo Fm. Açu na Bacia Potiguar. Ver Unidade Açu 3: idade Cenomaniano, característica de sistema fluvial anastomosado a meandrante; (c) coluna estratigráfica no Campo de Alto de Rodrigues. Ver Unidade Açu 3: Zona I (estudada neste trabalho).

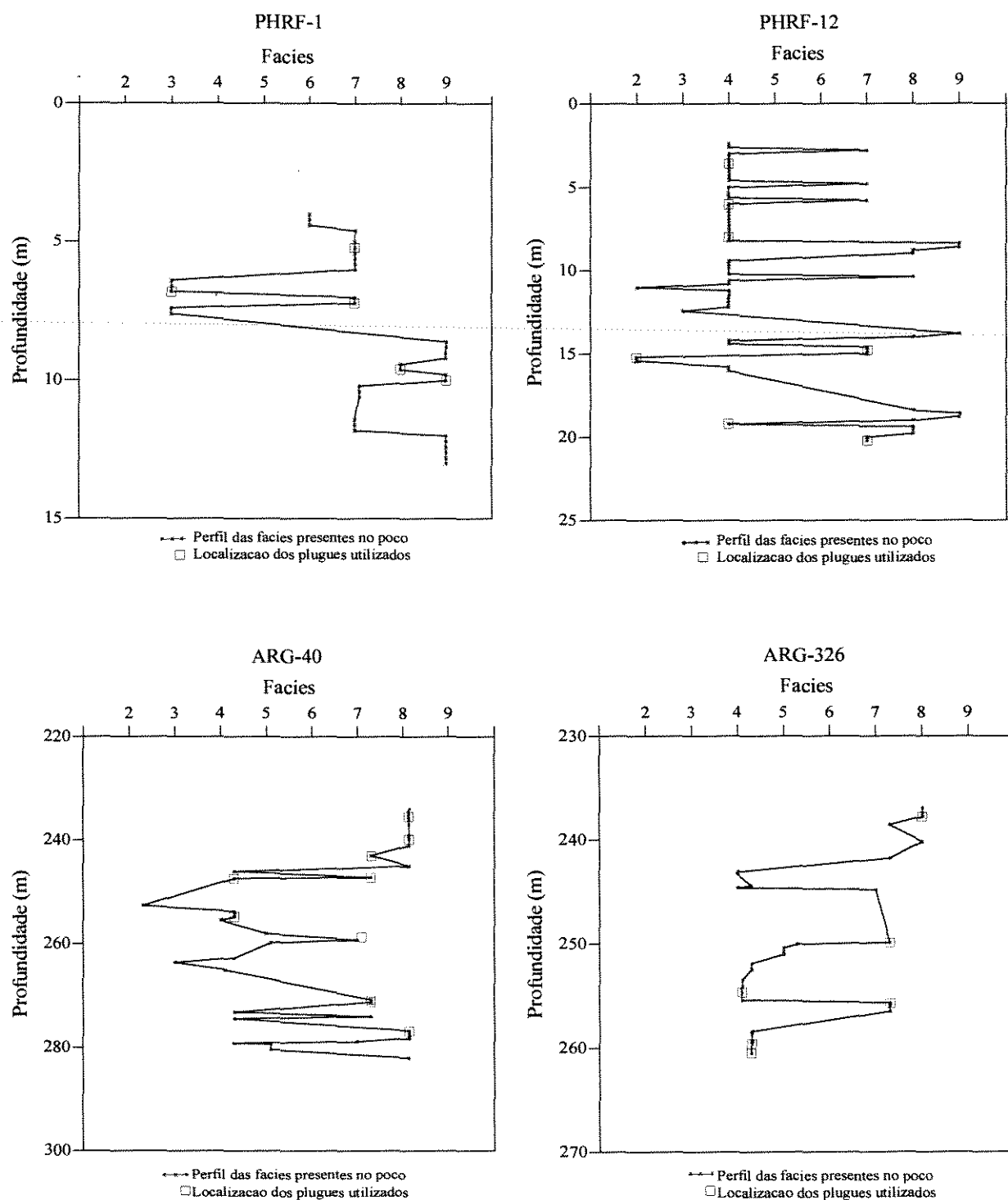


Figura 5.3 - Perfil das litofácies presentes nos poços dos afloramentos e do campo mostrando as posições onde foram coletadas as amostras utilizadas.

Correlação Afloramento x Alto do Rodrigues			
Afloramento		Alto do Rodrigues (DEBAR)	
Eletrofácies	Litofácies	Litofácies	Eletrofácies
E2	L1: cgl arenoso	L1 mais cgl	EB
E2	L2: cgl/diamictito	-	-
E1	L3: am cgl e gro	L2	EA
E1	L4: am gro X	L2	EA
E1	L5: am gor //	L2	EA
E1	L6: am gro maciço	L2	EA
E2	L7: am médio	L3	EB
E2	L7.1: am med arg	L3	EB
E3	L8: am fno/mfn	L4A	EC
E3	L9: am fno/lam ^{to} /sil ^{to}	L4B e L4C	EC
-	L3: argilosa	L2 argilosa	EB

(a)

CLASSIFICAÇÃO DAS LITOFÁCIES SEDIMENTOLÓGICAS				
Litofácies	Litologia	Estrutura sedimentar	Variação granulométrica	Seleção
1	conglomerado	cruzadas acanaladas (maciças)	matriz: aren gros/mgros seixos/grânulos qtzo, kief, intracías, etc.	ruim
2	conglomerado intraformacional	estrat. cruzadas (maciças)	diamictitos congl. intraform.	ruim
3	arenito conglomerático	cruzada acanalada grande porte plano-paralela	arn gros/mgros/ seixos/intracústico	ruim
4	arenitos grossos	cruzada acanalada grande/médio porte	arn gros/mgros intrac. argilosos	ruim
5	arenitos grossos	plano-paralela cruzada de baixo ângulo à assint.	arn gros/mgros intrac. argilosos	ruim
6	arenitos grossos	maciço	arn gros/mgros intrac. sil-argilosos	ruim
7	arenitos médios	plano-paralela (de baixo ângulo) acanalada/tabular	arn médios/finos argilosos	boa
8	arenitos finos	plano-paralela maciços (climb-ripples)	arn finos/médios argilosos	boa
9	pelitos	plano-paralela maciços (climb-ripples)	argilito/siltito arn médio	boa/ruim

(b)

Tabela 5.1 - (a) Fm. Açú, Unidade Açú 3, Zona I: litofácies presentes - agrupamento das litofácies em eletrofácies, e correlação afloramento/campo e (b) características das litofácies.

CAPÍTULO 5 - GEOLOGIA

POCO	PROF. TESTEM. (m)	PROF. CORRIG. (PERFIL) (m)	AMOSTRA	LITOL. DEBAR	FACIES DEBAR	OBS. DEBAR	LITOLOGIA CENPES	ELETOFACIE CENPES1	ELETOFACIE CENPES2
PHRF1	5,25	5,20	L0985H	4	RESERVATÓRIO		7 E2		E2
PHRF1	5,25	5,20	L0985V	4	RESERVATÓRIO		7 E2		E2
PHRF1	7,50	6,80	L0989V	3	RESERVATÓRIO		3 E1		E1
PHRF1	7,80	7,20	L0989V	7	RESERV. SECUND.		7 E2		E2
PHRF1	10,50	9,60	L0991H	8	NÃO RESERV.		8 E3		E2
PHRF1	10,80	10,00	L0992H	8	NÃO RESERV.		9 E3		E3
PHRF1	10,80	10,00	L0992V	8	NÃO RESERV.		9 E3		E3
PHRF12	2,45	3,60	L0945H	4	RESERVATÓRIO		4 E1		E1
PHRF12	2,45	3,60	L0945V	4	RESERVATÓRIO		4 E1		E1
PHRF12	4,65	6,00	L0952V	7	RESERV. SECUND.		4 E1		E1
PHRF12	6,60	8,00	L0957H	4	RESERVATÓRIO		4 E1		E1
PHRF12	6,60	8,00	L0957V	4	RESERVATÓRIO		4 E1		E1
PHRF12	12,75	14,80	L0963H	4	RESERVATÓRIO		7 E2		E2
PHRF12	13,35	15,20	L0965H	6	RESERVATÓRIO		2 E2		E1
PHRF12	13,35	15,20	L0965V	6	RESERVATÓRIO		2 E2		E1
PHRF12	17,80	19,20	L0966H	6,1	NÃO RESERV.		4 E1		E1
PHRF12	18,75	20,20	L0967H	7,1	NÃO RESERV.		7 E2		E2
ARG40	236,70	235,40	A1193H	8	NÃO RESERV.	(MARCO-I)	8,13 E3		E0 (E2)
ARG40	236,70	235,40	A1193V	8	NÃO RESERV.	(MARCO-I)	8,13 E3		E0 (E2)
ARG40	241,20	239,80	A1197H	8	NÃO RESERV.	(MARCO-I)	8,13 E3		E0 (E2)
ARG40	244,40	243,00	A1199H	7	RESERV. SECUND.	(MARCO-I)	7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	244,40	243,00	A1199V	7	RESERV. SECUND.	(MARCO-I)	7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	248,50	247,20	A1202H	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	248,50	247,20	A1202V	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	248,80	247,40	A1203H	4	RESERVATÓRIO		4,3 E1		E0 (E1)
ARG40	248,80	247,40	A1203V	4	RESERVATÓRIO		4,3 E1		E0 (E1)
ARG40	254,10	254,80	A1208H	7	RESERV. SECUND.	(ZONA-I)	4,3 E1		E0 (E1)
ARG40	254,10	254,80	A1208V	7	RESERV. SECUND.	(ZONA-I)	4,3 E1		E0 (E1)
ARG40	258,70	258,70	A1211V	4	RESERVATÓRIO		7,1 E2		E2
ARG40	270,20	270,80	A1219H	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	270,20	270,80	A1219V	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	270,60	271,20	A1220H	6	RESERVATÓRIO		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	270,60	271,20	A1220V	6	RESERVATÓRIO		7,3 E2		E0 (E2)
ARG40	276,20	276,80	A1225H	8	NÃO RESERV.	(MARCO-IA)	8,13 E3		E0 (E2)
ARG40	276,20	276,80	A1225V	8	NÃO RESERV.	(MARCO-IA)	8,13 E3		E0 (E2)
ARG326	238,75	237,80	D4332H	8	NÃO RESERV.	(MARCO-I)	8 E3		E2
ARG326	248,50	249,90	D4348H	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG326	248,50	249,90	D4348V	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG326	253,20	254,65	D4361H	4	RESERVATÓRIO		4,1 E1		E1
ARG326	253,85	254,65	D4362H	5	RESERVATÓRIO		4,1 E1		E1
ARG326	254,20	255,70	D4363H	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG326	254,20	255,70	D4363V	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)
ARG326	258,90	259,55	D4371H	7	RESERV. SECUND.		4,3 E1		E0 (E1)
ARG326	259,75	260,50	D4372H	8	NÃO RESERV.		4,3 E1		E0 (E1)
ARG326	269,70	272,40	D4381H	7	RESERV. SECUND.		7,3 E2		E0 (E2)

(a)

DEBAR:	
RESERVATÓRIO:	Litofácies 3, 4 e 6 - Gran. GRO a MTO GRO/CGL, com estratificações cruzadas acanaladas e maciças
RESERV. SECUND.:	Litofácies 7 - Arn. MED
NÃO RESERV.:	Litofácies 6.1 - Arn. GRO MACIÇO MTO ARG; Litofácies 7.1 - Arn. MED ARG; Litofácies 8 - Arn. FNO; Litofácies 9 - LAMITO
CENPES1:	
E1:	Litofácies 3, 4, 5, 6
E2:	Litofácies 1, 2, 7, 7.1
E3:	Litofácies 8, 9
CENPES2:	
E1:	Litofácies 1 a 6
E2:	Litofácies 7 e 8
E3:	Litofácies 9
EO:	Amostras com cimentações totais ou parciais de calcita
():	Eletofácies caso não existissem as cimentações
OBSERVAÇÃO:	
Todas litofácies válidas para os afloramentos e para o campo de ARG	

(b)

Tabela 5.2 - Relação das amostras utilizadas comparando-se as classificações em litofácies e em eletrofácies feitas por Nolla (1992) na região (DEBAR) e Becker *et al.* (1993) no CENPES.

CAPÍTULO 6

ANÁLISE DOS RESULTADOS

Foram feitos vários gráficos para os estudos de relações entre as propriedades petrofísicas e os atributos sísmicos. Equações empíricas foram calculadas, por meio de regressão linear, para todos os casos, no entanto, só serão apresentados aquelas com coeficiente de determinação (coeficiente de correlação ao quadrado) maiores que 0,5. As designações baixa, média e forte com relação ao coeficiente de determinação correspondem respectivamente a: 0 a 0,5; 0,51 a 0,70 e 0,71 a 1.

De um modo geral, para as análises foram feitos os gráficos com todos os pontos do afloramento e do campo: 1- identificando-se litologia, 2- agrupando-se as litologias pelas eletrofácies, 3- agrupando-se os pontos por conteúdo de argila segundo classificação estabelecida em Vernik (1994), e 4- identificando-se o poço como pertence ao afloramento ou ao campo.

Os resultados apresentados aqui só referem-se ao item 4 acima, visto que não houve uma diferenciação significativa de comportamentos por litofácies e eletrofácies.

Os resultados obtidos por Best *et al.* (1994) levam em consideração que as amostras estão saturadas de água e que se tem um nível de pressão acima da pressão limite necessária para o fechamento de microfraturas, pois busca estabelecer relações de aplicação geral. No caso deste trabalho, as medições foram feitas com as amostras secas e na pressão de reservatório, estudando-se assim o comportamento do arcabouço da rocha (sem a presença de fluidos) na condição específica de pressão do reservatório. Assim, as comparações dos resultados medidos com os que constam na literatura deverão ser apenas qualitativas.

Foram realizadas regressões tanto para as amostras do campo quanto do afloramento, no entanto, devido ao intemperismo, as relações estabelecidas com as amostras do afloramento possuem baixa confiabilidade para uso quantitativo mesmo quando apresentam bons coeficientes de determinação.

As discussões de velocidades versus outras grandezas serão feitas, na sua maioria, apenas para V_p , pois o comportamento de V_s é semelhante a V_p devido a relacionarem-se, de um modo

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

geral como mostrado pela equação seguinte: $V_s=0,7V_p$. Espera-se que as variações para V_s sejam menos acentuadas.

6.1 - Estudo de relações entre velocidades sísmicas e propriedades petrofísicas

6.1.1 - Velocidade de onda P versus velocidade de onda S

A importância do estudo da relação entre V_p e V_s é para a determinação de uma equação para estimativa de V_s a partir de V_p , pois normalmente apenas V_p é medido nos levantamentos sísmicos ou perfil sônico.

Os resultados obtidos mostram que existe uma tendência de crescimento de V_p com o crescimento de V_s , ver figura 6.1. Esses resultados estão em concordância com os publicados por Castagna *et al.* (1985) e Best *et al.* (1994).

A equação de regressão por mínimos quadrados dos dados da figura 6.1 é dada por:

$$V_p = 1,47 V_s + 261,10 \quad (R^2 = 0,95) \quad (6.1a)$$

para amostras somente do campo,

$$V_p = 1,52 V_s + 111,11 \quad (R^2 = 0,85) \quad (6.1b)$$

para amostras somente dos afloramentos,

$$V_p = 1,51 V_s + 168,33 \quad (R^2 = 0,94) \quad (6.1c)$$

para amostras do campo e do afloramento em conjunto, onde velocidade da onda P (V_p) e da onda S (V_s), são ambos expressos em m/s, R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%. Conclui-se, portanto, que existe uma forte correlação entre V_p e V_s .

6.1.2 - V_p/V_s versus velocidade de onda P

As medidas das amostras de afloramento e de campo, que são observadas na figura 6.2 (a),

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

mostram que existe independência da razão V_p/V_s com relação à V_p , não apresentando relação estatisticamente significativa, e que as amostras do afloramento concentram-se nas menores V_p o que pode ser atribuído aos efeitos do intemperismo.

Segundo Vernik (1994) tem-se que:

- As rochas consolidadas suportadas por grãos (arenitos e arenitos limpos) podem ser distinguidas das suportadas por matriz (folhelhos e *wacke*), no caso onde a porosidade é média a alta;

- A diferença entre os dois tipos de rochas situados acima não é estatisticamente significativa para baixa porosidade;

- A resolução litológica através desses tipo de gráfico não é tão boa quanto ao gráfico de V_p x porosidade.

Na figura 6.2 (b) observa-se que houve uma tendência de separação em um grupo de menor conteúdo argiloso (0-15%) e outro de maior conteúdo argiloso (mais de 15%) , ambos ficando, aproximadamente, na mesma faixa de V_p/V_s , com o primeiro localizando-se a valores de V_p mais baixos e o segundo a valores de V_p mais altos. Estes resultados estão de acordo com Vernik.

6.1.3 - Velocidade de onda P e velocidade de onda S versus pressão, V_p/V_s versus pressão e razão de Poisson versus pressão.

Estudos comparativos de velocidades (V_p e V_s) e pressão foram realizados por Nur *et al.* (1980), concluíram que para baixas pressões há um aumento muito acentuado das velocidades com o aumento da pressão, sendo mais evidente para a onda P que para a S, pois a baixas pressões existem microfraturas abertas. A altas pressões, quando as microfraturas já se fecharam, observa-se que as velocidades tornam-se independentes da pressão.

Neste trabalho foram tomadas medidas de velocidades para diferentes pressões. Como forma de se verificar se as velocidades medidas em laboratórios estavam coerentes com o aumento de pressão e coerentes entre si, foram plotados os valores medidos de V_p e V_s para cada par de plugues ou plugue no mesmo gráfico. Isto foi feito, também, para se poder ver a tendência da curva, de modo a se fazer a extrapolação das velocidades para a pressão de campo e para a

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

pressão de afloramento. Verificar na figura 6.3 (a) um exemplo mostrando a coerência das medidas e dos comportamento, os quais mostraram-se como descrito por Nur *et al.* (1980).

Nur & Murphy (1981) realizaram estudos mostrando que para o arenito Berea seco a razão de Poisson cresce acentuadamente para baixas pressões (até 10 MPa) até cerca de 0,17, mantendo-se estabilizada neste valor para uma ampla faixa de pressão.

Segundo Bourbié *et al.* (1987) a razão de Poisson para arenito limpos e consolidados variam de 0,01 a 0,2 e para rochas argilosas variam de 0,4 a 0,5.

Neste trabalho conforme pode ser observado, nas tabelas A.8 a A.11, que razões de Poisson variaram entre 0,01 a 0,39. Os valores maiores estão associados a rochas mais argilosas, estando de acordo com a literatura.

Os gráficos de V_p/V_s versus pressão e razão Poisson mostram que há apenas uma mudança de escala entre eles, logo aqui só será apresentado o de razão de Poisson.

Na figura 6.3 (b) verifica-se que as medidas de razão de Poisson, no caso para um arenito limpo, estão de acordo com Bourbié *et al.* (1987). Gráficos como os da referida figura inclusive orientaram as extrapolações de V_p e V_s para baixas pressões, de modo que os valores de razão de Poisson calculados, a partir delas, não ficassem muito diferentes dos esperados.

6.1.4 - Velocidades versus porosidade

Na figura 6.4 (a) observa-se que as medidas nas amostras de rocha dos poços e dos afloramentos possuem uma relação de velocidade bastante distinta com relação à porosidade. Observando-se apenas as amostras dos afloramentos constata-se que existe um comportamento anormal, pois a velocidade aumentava com a porosidade. As amostras dos poços mostram valores de velocidade decrescente com o aumento da porosidade, conforme o esperado e amplamente discutido na literatura. Efetuando-se regressão linear nestas últimas medidas encontra-se:

$$V_p = -122,93 \phi + 4263,67 \quad (R^2 = 0,76) \quad (6.2a)$$

para amostras somente do campo, onde velocidade de onda P (V_p) é expresso em m/s, porosidade (ϕ) em % e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%. Para

amostras somente dos afloramentos, e do campo e do afloramento em conjunto, não se obteve correlação significativa.

Vernik (1994) dividiu as amostras em classes argilosas, obtendo relações de V_p com porosidade mais precisas se comparadas ao resultado das amostras sem a separação referida acima (ver figura 4.13). No caso da figura 6.4 (b) foram realizadas as regressões para as diferentes classes argilosas, no entanto não houve melhora nos resultados. Uma possível explicação é que no caso em estudo trabalhou-se com pressão do reservatório, inferior à pressão necessária para o fechamento das microfraturas, com pouca representatividade quanto ao range de porosidade para cada classe argilosa. No entanto, observa-se uma tendência, para uma dada porosidade de velocidades crescentes na seguinte ordem: arenito limpo, arenito, *wacke* e folhelho, o que está de acordo com Vernik (1994).

A equação de regressão por mínimos quadrados dos dados da figura 6.4 (c) é dada por:

$$V_s = - 86,12 \phi + 2752,86 \quad (R^2 = 0,86) \quad (6.2b)$$

para amostras somente do campo, onde velocidade de onda S (V_s) é expresso em m/s, porosidade (ϕ) em % e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%. Para amostras somente dos afloramentos, e do campo e do afloramento em conjunto, não se obteve correlação significativa.

Como pode ser observado nas figuras 6.4 (a) e 6.4 (c) o comportamento para V_p e V_s são semelhantes.

6.1.5 - Velocidades versus permeabilidade.

De uma maneira geral, a literatura mostra que não existe uma relação entre velocidade e permeabilidade (Best *et al.*, 1994), no entanto segundo estudos de Vasquez & Dillon (1994) existe uma relação exponencial decrescente entre velocidades e log da permeabilidade. Como pode ser observado na figura 6.5 (a) e (b) pode-se considerar que aparentemente os resultados obtidos estão de acordo com os últimos autores. No entanto, o ajuste de regressão linear não mostrou coeficiente de correlação estatisticamente significativo.

O aumento da permeabilidade com o aumento da porosidade é mostrado amplamente na

literatura por inúmeros autores, por exemplo Jacquin (1964). Neste trabalho observou-se o mesmo comportamento, no entanto percebe-se uma mudança de inclinação entre as duas retas ajustadas: uma para o grupo das amostras do afloramento e outra para dos poços (ver figura 6.5 (c)). A princípio esperar-se-ia que as amostras com maior conteúdo argiloso, no caso as amostras do afloramento, tivessem uma inclinação da reta menor. Além disso, quando são utilizados no gráfico os valores de porosidade medidos na petrofísica, isto é, valores de porosidade total que incluem além da macroporosidade a microporosidade (porosidade das argilas presentes) não é considerado o correspondente aumento da permeabilidade. O coeficiente angular da reta torna-se menor do que seria se não houvesse a presença de argila nas amostras e conseqüentemente a microporosidade (Vernik, 1994). No entanto, isto não é observado na figura 6.5 (c). Um possível explicação é que as amostras de superfície estejam altamente fraturadas, devido ao intemperismo, levando ao aumento da permeabilidade.

Conforme discutido por Vernik (1994) a separação em classes argilosas permite estabelecer-se relações com altos coeficientes de determinação entre V_p e porosidade. Existe uma forte relação entre porosidade e permeabilidade, conforme mostrado pela bem conhecida equação de Kozeny-Carman. Portanto existe a possibilidade do uso de porosidade como uma ponte entre velocidade e permeabilidade. Timur (1968) modificou a equação original de Kozeny, sendo que para o caso de arenitos limpos (figura 6.5 (d) - curva mais à esquerda) e arenitos (figura 6.5 (d) - curva mais à direita) foram plotadas as duas curvas calculadas através de sua equação. Vernik & Nur (1992) observaram que para uma dada porosidade, a permeabilidade decresce na sequência arenito limpo/arenito/ *wacke*/folhelho e que para arenitos limpos e arenitos é possível fazer uma estimativa quantitativa de permeabilidade.

6.1.6 - Velocidades versus argilosidade

Como pode ser observado nas figuras 6.6 (a) e (b) existe um decréscimo da velocidade, tanto P com S, com o aumento da argilosidade. Estudos de Han *et al.* (1986) evidenciam que a diminuição é observada tanto para rochas consolidadas com inconsolidadas, portanto em consonância com os resultados obtidos.

Estudos de Minear (1982) dizem que o efeito de diminuição de velocidade com o aumento

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

de argilosidade é mais acentuado para velocidade de onda cisalhante. Já os estudos de Best *et al.* (1994) mostram o contrário. Neste trabalho observou-se resultados semelhantes aos de Best.

Ainda, para o caso em estudo uma possível explicação para a diminuição de velocidade com o aumento da argilosidade é que as amostras mais argilosas sejam mais facilmente deformáveis, tendo menores módulos de incompressibilidade e de rigidez, o que leva a menores valores de velocidades.

A equação de regressão por mínimos quadrados dos dados da figura 6.6 (a) é dada por:

$$V_P = -45,23C + 3620,25 \quad (R^2 = 0,67) \quad (6.3a)$$

para amostras somente do campo,

$$V_P = -22,79C + 2728,22 \quad (R^2 = 0,69) \quad (6.3b)$$

para amostras somente dos afloramentos,

$$V_P = -37,80C + 3331,32 \quad (R^2 = 0,60) \quad (6.3c)$$

para amostras do campo e do afloramento em conjunto; e para os dados da figura 6.6 (b):

$$V_S = -28,19C + 2228,95 \quad (R^2 = 0,59) \quad (6.3d)$$

para amostras somente do campo,

$$V_S = -13,68C + 1688,98 \quad (R^2 = 0,67) \quad (6.3e)$$

para amostras somente dos afloramentos,

$$V_S = -23,17C + 2051,16 \quad (R^2 = 0,55) \quad (6.3f)$$

para amostras do campo e do afloramento em conjunto, onde velocidade da onda P (V_P) e da onda S (V_S) são ambos expressos em m/s, percentagem de argilas (C) em %, e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%.

6.1.7 - Velocidades versus cimentos

Na figura 6.7 (a) e (b) pode-se observar que existe aumento das velocidades de onda P e S com o aumento do percentual de cimento. Uma possível explicação é que o aumento da cimentação ocasiona um aumento nos módulos de incompressibilidade e rigidez da rocha com conseqüente aumento das velocidades.

A equação de regressão por mínimos quadrados dos dados somente do campo da figura 6.7 (a), no caso de velocidade de onda P (V_p), e da figura 6.7 (b), no caso de onda S, são dadas respectivamente por:

$$V_p = 62,36 C_{im} + 1770,90 \quad (R^2 = 0,75) \quad (6.4a)$$

e

$$V_s = 42,02 C_{im} + 1026,87 \quad (R^2 = 0,80) \quad (6.4b)$$

onde velocidade da onda P (V_p) e da onda S (V_s) são ambos expressos em m/s, percentagem de cimento (C_{im}) em %, e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%. No estabelecimento das equações foram desprezados dois pontos, nos quais o percentual de cimento não era representativo. As amostras do afloramento apresentam quantidades de cimento muito pequenas, portanto não foram realizadas regressões utilizando-as.

6.1.8 - Velocidades versus minerais totais preenchendo poros (argilas e cimentos)

Observar na figura 6.8 (a) e (b) que existe uma tendência de diminuição da velocidade com o aumento dos minerais totais. Conclui-se, portanto, que o efeito da argilosidade é maior que do cimento, pois a velocidade decresce com a argilosidade e aumenta com a cimentação. Relação similar à observada por Best *et al.* (1994).

No caso das regressões lineares relacionando V_p e V_s com minerais totais preenchendo os poros (argilas e cimentos) observou-se que:

- para o caso das amostras do afloramento - a equação de regressão e o coeficiente de

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

determinação são semelhante ao caso de V_p versus argilosidade, pois a quantidade de cimento presente no afloramento é muito pequena, e

- para o caso das amostras do campo - o coeficiente de determinação é muito baixo pois o aumento da argilosidade tende a diminuir as velocidades e o aumento do cimento tende a aumentá-las.

6.1.9 - Velocidades versus porosidade e argilosidade

Considerando-se estimativa de velocidades com relação à porosidade observa-se que, quando leva-se em consideração também a argilosidade, os coeficientes de determinação são melhores. Assim tem-se, para velocidades de onda P:

$$V_p = -83,28\phi - 23,46C + 4241,77 \quad (R^2 = 0,85) \quad (6.5a)$$

para amostras somente do campo,

$$V_p = -36,09\phi - 27,23C + 3692,69 \quad (R^2 = 0,69) \quad (6.5b)$$

para amostras somente dos afloramentos,

$$V_p = -49,68\phi - 29,98C + 3996,52 \quad (R^2 = 0,82) \quad (6.5c)$$

para amostras do campo e do afloramento em conjunto; e para velocidades de onda S:

$$V_s = -68,93\phi - 10,17C + 2743,36 \quad (R^2 = 0,89) \quad (6.5d)$$

para amostras somente do campo,

$$V_s = -29,40\phi - 17,30C + 2474,80 \quad (R^2 = 0,71) \quad (6.5e)$$

para amostras somente dos afloramentos,

$$V_s = -33,58\phi - 17,88C + 2500,85 \quad (R^2 = 0,80) \quad (6.5f)$$

para amostras do campo e do afloramento em conjunto, onde velocidade da onda P (V_p) e da onda S (V_s) são ambos expressos em m/s, porosidade (ϕ) em %, percentagem de argilas (C) em %, e

R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%.

6.2 - Modelagem de velocidade

6.2.1 - Velocidades de ondas P e S secas e modeladas versus porosidade

Foram realizadas as modelagem, a partir da V_p medida na amostra seca e das características dos fluidos presentes no reservatório, para as seguintes saturações: óleo e água nas mesmas proporções do reservatório, totalmente saturada de água, totalmente saturada de óleo.

Nos gráficos da figura 6.9 observa-se que existe uma tendência de diminuição das velocidades com o aumento da porosidade, tanto para V_p (a) e (b) como para V_s (c) e (d). Tal tendência já foi discutida no item 6.1.4.

Nota-se que, para um mesmo valor de porosidade, a velocidade de onda P cresce na seguinte ordem: amostra seca, amostra totalmente saturada com óleo, amostra saturada na condição do reservatório (39% água e 61% de óleo) e amostra totalmente saturada com água. A compressibilidade dos fluidos saturantes diminui na mesma ordem dita acima. Portanto, conclui-se que se a compressibilidade diminui, o módulo *bulk* ou incompressibilidade aumenta, e, conseqüentemente, também, aumenta a velocidade. Ver figura 6.9 (a) e (b).

No caso da onda S, como pode ser observado na figura 6.9 (c) e (d), as velocidade para qualquer uma das amostras saturadas estão coincidindo, pois a onda S independe do fluido saturante. Observa-se, também, que a velocidade para as amostras secas é maior. A explicação para isto é que a densidade do ar (amostra seca) é bem menor que do óleo ou da água. Como o módulo de cisalhamento independe do fluido (numerador da equação 3.3), o único efeito, comparando-se amostra seca ou amostra saturada, é um aumento de densidade (denominador da equação 3.3), levando a velocidade da onda S a ser menor para os casos das amostras saturadas. A densidade do óleo do campo é muito próxima a densidade da água, portanto as velocidades para onda S são semelhantes.

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

6.2.2 - Velocidades de onda P de perfil sônico e modelada versus porosidades de perfil e de laboratório

No poço ARG-40 foi corrido perfil sônico. Como não existia perfil sônico do poço ARG-326 foi calculado o sônico sintético a partir de sônico de outros poços próximos e dos perfis densidade e raios gama).

Os gráficos foram montados para três tipos distintos de medidas, que são: velocidade de perfil com porosidade de neutrônico, velocidade onda P medida em laboratório para amostra secas com porosidade de laboratório e velocidade de onda P modelada nas condições de saturação do reservatório com porosidade de laboratório.

Existe maior semelhança entre os três tipos de velocidades para as baixas porosidades. Já para altas porosidades observa-se que as velocidade crescem na seguinte ordem: seca, modelada e perfil. Tal comportamento pode ser explicado, pois para baixas porosidade o efeito dos fluido é menor. Também, pode-se observar que existe uma maior relação entre as velocidades modeladas e as de perfis, devido a situação modelada ser mais próxima da de campo. Ver figura 6.10 (a) e (b).

Não há uma coincidência entre a velocidade de perfil e a modelada, devido terem sido medidas em frequências e escalas diferentes (valores medidos relacionados a volumes diferentes de rocha).

Também, é coerente o comportamento das medidas de laboratório se posicionarem no gráfico abaixo das medidas de perfil, pois as amostras secas apresentam velocidades menores que as amostras 100% saturadas. Segundo Bourbié *et al.* (1987), quando parcialmente saturadas pode até inverter para saturações muito baixas.

Nota-se que a figura 6.10 (b) possui uma distribuição muito linear das medidas de velocidade de perfil. Isto se deve fato de serem calculadas sinteticamente.

6.3 - Estudo de relações entre fator de qualidade sísmica e propriedades petrofísicas

De uma maneira geral, na maior parte dos casos de relações envolvendo fator de qualidade

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

os coeficiente de determinação foram bastante baixos, possivelmente devido ao pequeno número de amostras utilizadas e a maior imprescisão neste tipo de medida, se comparado às medidas de velocidades. Em alguns casos se obteve equações de regressão com bons coeficientes de determinação que mesmo assim devem ser vistas com reservas pelas limitações acima expostas. Estes resultados podem ser uma indicação de que melhores estudos de atenuação podem trazer informações interessantes.

6.3.1 - Fator de qualidade de onda P versus velocidade de onda P

Estudos de Best *et al.* (1994), mostram uma tendência de aumento do fator de qualidade com o aumento da velocidade. Os dados deste trabalho, ver figura 6.11, estão de acordo. Na referida figura, observa-se, também, que existe um maior espalhamento dos dados no caso das amostras secas.

A equação de regressão por mínimos quadrados das medidas nas amostras saturadas, figura 6.11, é dada por:

$$Q_{P_N} = 0,00018 V_P - 0,39 \quad (R^2 = 0,78) \quad (6.6a)$$

onde fator de qualidade para onda P normalizado (Q_{P_N}) é adimensional, velocidade de onda P (V_P) expressa em m/s e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%.

6.3.2 - Fator de qualidade de onda P versus pressão

Best (1992) mostra que o fator de atenuação Q aumenta com o aumento da pressão efetiva.

A atenuação para rocha seca (sob vácuo), basicamente inexiste, logo o Q_P é alto.

Na figura 6.12, observa-se que os valores de Q_P para a rocha seca são maiores que para saturada. Observa-se o aumento de Q_P com o aumento da pressão, explicado pelo fechamento das com o aumento da pressão, diminuindo a atenuação.

6.3.3 - Fator de qualidade de onda P versus porosidade

A atenuação sísmica, inverso do fator Q , é causada pela presença de fluidos, que podem ser líquido ou gás ou mistura de ambos. A atenuação em rochas secas sobre vácuo é negligenciável (Tittmann, 1977).

Estudos de Mavko & Nur (1979) dizem que mesmo uma pequena quantidade de fluidos nos poros pode aumentar bastante a atenuação. Na figura 6.13 observa-se as medidas de atenuação para rocha seca e totalmente saturada de água, sendo que as diferenças entre os valores é apenas de cerca de 10% pois a condição "seca" não é a ideal proposta por Tittmann (1977).

Observa-se, na figura 6.13, que existe uma diminuição do fator Q_p com o aumento da porosidade. Tal observação está de acordo com os estudos de Johnston *et al.* (1979), Bourbié & Zinszner (1985), sendo que alguns resultados sugerem que essa diminuição deve ocorrer de forma linear, segundo Klimentos & McCann (1990).

Para as amostras secas observou-se que existe um maior espalhamento dos dados do que para as saturadas (ver figura 6.13).

A equação de regressão por mínimos quadrados das medidas nas amostras saturadas, figura 6.13, é dada por:

$$Q_{p_N} = -0,013 \phi + 0,32 \quad (R^2 = 0,59) \quad (6.7a)$$

onde fator de qualidade de onda P normalizado (Q_{p_N}) é adimensional, e porosidade (ϕ) é expressa em % e R^2 é o coeficiente de determinação calculado no nível de confiança de 95%.

6.3.4 - Fator de qualidade de onda P versus permeabilidade

Os dados para onda compressional, segundo Klimentos & McCann (1990), mostram valores de fator de qualidade mais altos para rochas com permeabilidades maiores que 100 mD. Portanto, de uma maneira geral o fator Q deve aumentar com o aumento da permeabilidade, devido aos mecanismos de fluxo de fluidos na escala dos poros, responsáveis pela absorção. De modo que, se a permeabilidade aumenta, a resistência ao fluxo de fluido é menor, diminuindo a absorção.

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

No caso em estudo obteve-se uma diminuição do fator de qualidade ou aumento da atenuação com a permeabilidade (ver figura 6.14). Isso pode ser explicado pela boa correlação entre a porosidade e a permeabilidade exibida na figura 6.5 (c), que mostra o aumento da permeabilidade com a porosidade. Conclui-se, então, que o papel da porosidade no mecanismo de atenuação é mais relevante que o da permeabilidade, mascarando a dependência do fator Q com a permeabilidade (Vasquez & Dillon, 1994).

A existência de resultados aparentemente conflitantes na literatura mostra que há necessidade de maiores estudos do comportamento atenuativo de rochas (Bourbié *et al.*, 1987).

6.3.5 - Fator de qualidade de onda P versus argilosidade

Segundo estudos de Best *et al.* (1994) e Klimentos & McCann (1990) os fatores Q_p e Q_s mostram tendências similares com a variação de argilosidade. No caso de conteúdo de argila entre 0 e 50% há uma diminuição de Q_p e Q_s com o aumento da argilosidade. Para as amostras com conteúdo de argila entre 50 e 100% existe um aumento de Q_p e Q_s com o aumento da argilosidade.

Os resultados deste trabalho mostram que existe uma tendência de decréscimo do fator Q com o aumento da argilosidade, porém só foram feitas medidas em amostras com argilosidade menores que 50%. Tais resultados estão de acordo com os autores referidos acima (ver figura 6.15).

Descondiderando-se o ponto que possui argilosidade muito baixa a equação de regressão linear entre fator de qualidade para onda P normalizado (Q_{p_N}), adimensional, e argilosidade (C em %) é dada por:

$$Q_{p_N} = -0,0147 C + 0,349 \quad (R^2 = 0,74) \quad (6.8a)$$

6.3.6 - Fator de qualidade de onda P versus percentuais de cimentos

A cimentação diminui a quantidade de poros da rocha e aumenta a incompressibilidade e rigidez da matriz da rocha, diminuindo a compressão dos grãos e a quantidade de fluido

CAPÍTULO 6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

deslocado para dentro dos poros, portanto diminuindo a atenuação (aumento do fator Q). Na figura 6.16 observa-se a tendência de aumento do fator Q com o aumento do percentual de cimento, o que está de acordo com as teorias de explicação dos mecanismos de atenuação.

Desconsiderando-se o ponto que não possui cimento a equação de regressão linear entre fator de qualidade para onda P normalizado (Q_{p_N}), adimensional, e total de cimentos (C_{im} em %) é dada por:

$$Q_{p_N} = 0,01 C_{im} - 0,0014 \quad (R^2 = 0,60) \quad (6.9a)$$

6.3.7 - Fator de qualidade de onda P versus minerais totais preenchendo os poros (argilas e cimentos).

Estudos de Best *et al.* (1994) mostram que há uma tendência de decréscimo do fator de qualidade com o aumento da quantidade de minerais intraporos. Na figura 6.17 observa-se o contrário de Best. Uma possível explicação é que o efeito causado pelo aumento do percentual de cimento, veja figura 6.16, é predominante em relação ao conteúdo de argila.

6.3.8 - Fator de qualidade de onda P (Q_p) versus porosidade e argilosidade

Abaixo tem-se a equação de regressão bi-linear entre fator de qualidade para onda P normalizado (Q_{p_N}), adimensional, e para amostras saturadas em função de porosidade (ϕ em %) e argilosidade (C em %):

$$Q_{p_N} = -0,0155 \phi - 0,0139 C + 0,447 \quad (R^2 = 0,98) \quad (6.10a)$$

Na relação de fator de qualidade apenas com porosidade (equação 6.7a) o coeficiente de determinação encontrado foi de 0,59. Por outro lado, como pode ser observado na equação acima, o coeficiente de determinação é bem mais alto ($R^2=0,98$), mostrando que a relação fator de atenuação versus porosidade é altamente influenciada pela argilosidade. Observe-se também que esse coeficiente de determinação é mais alto do que o obtido no caso de regressão bilinear de velocidade em função de porosidade e argilosidade. Portanto, pode-se dizer que o fator de qualidade pode trazer informações importantes e complementares às de velocidade.

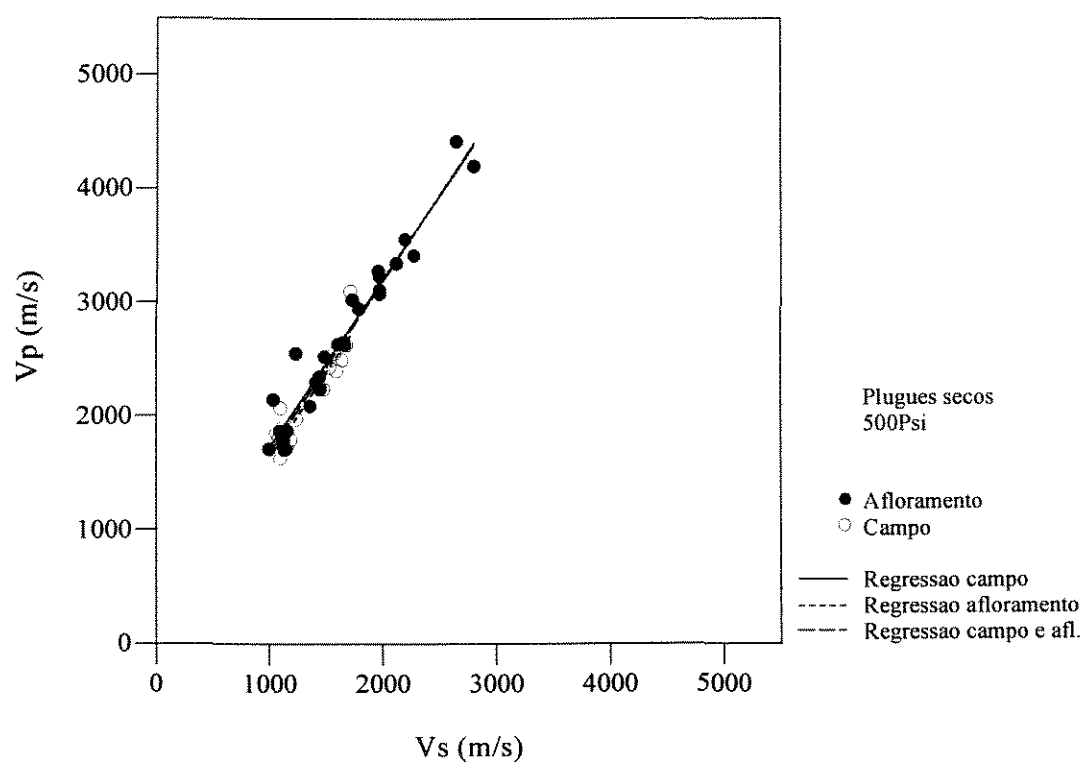


Figura 6.1 - Gráfico de velocidade de onda P (V_p) versus velocidade de onda S (V_s).

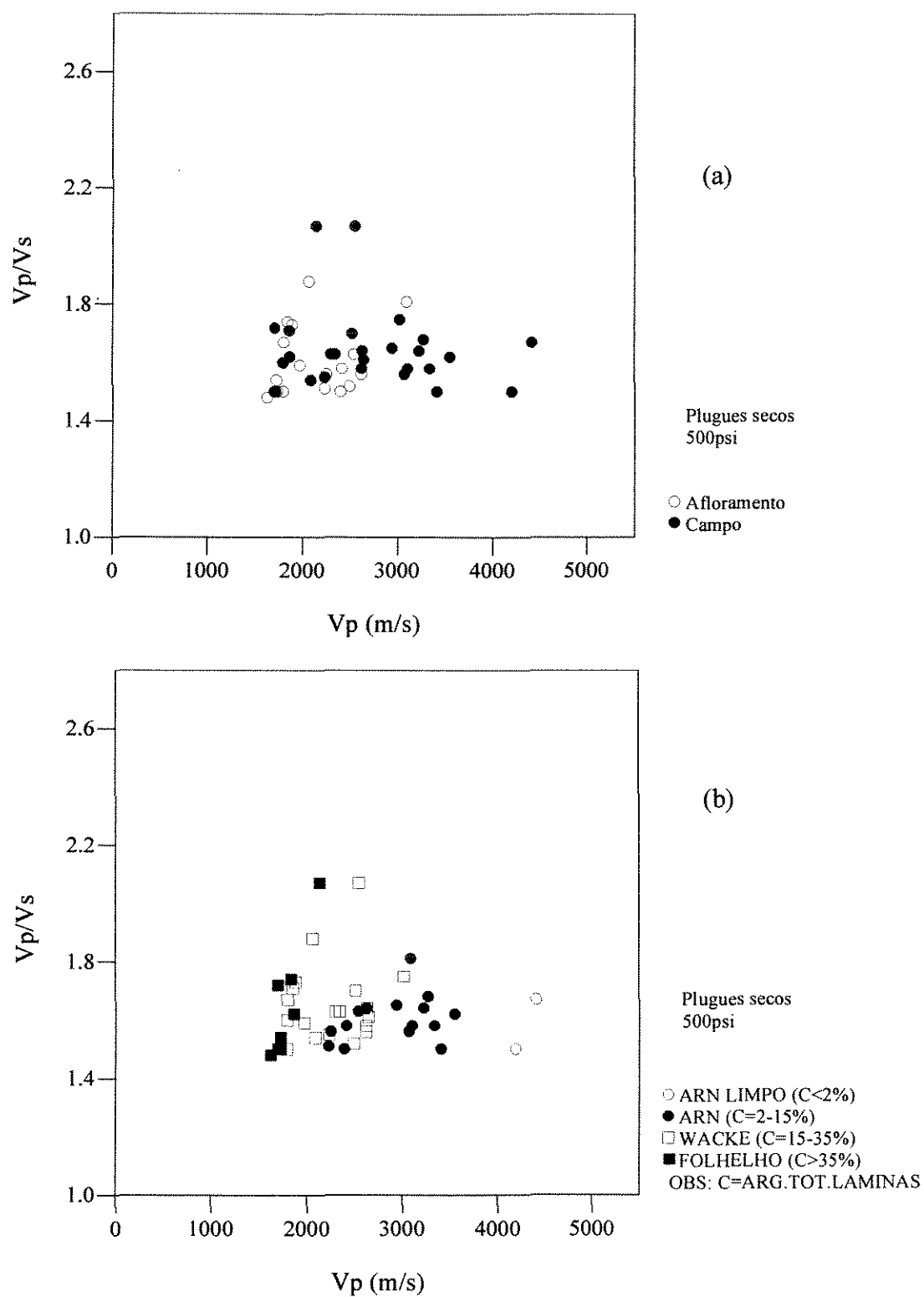


Figura 6.2 - Relação entre V_p/V_s e V_p : (a) identificando as amostras quanto ao afloramento e ao campo; (b) levando em consideração a argilosidade, conforme proposto por Vernik (1994).

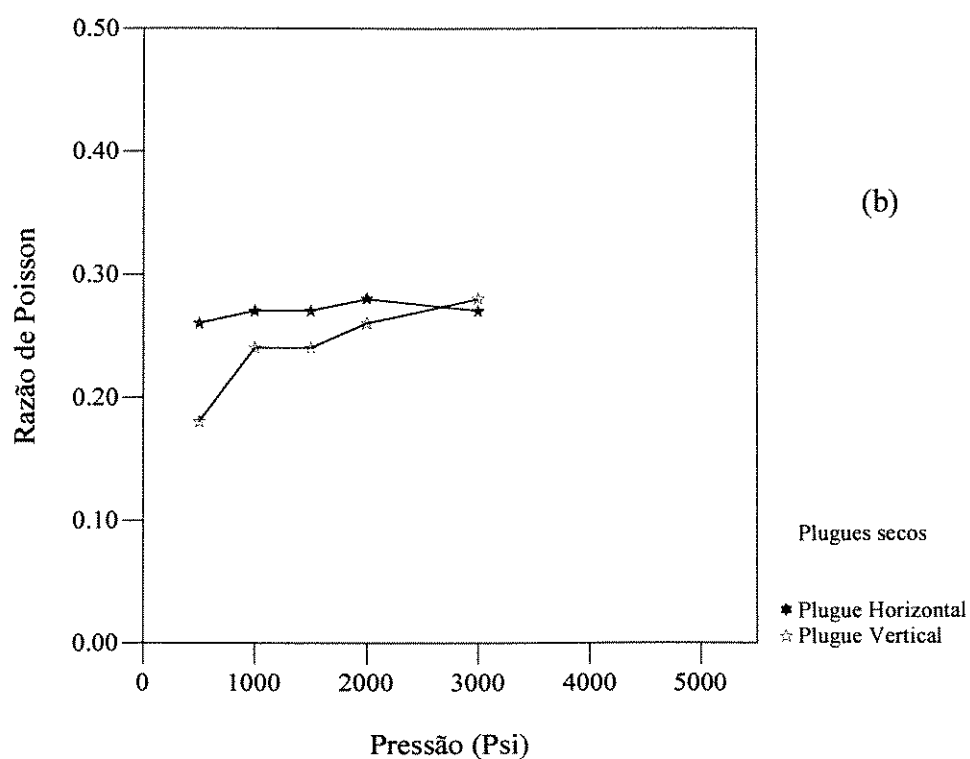
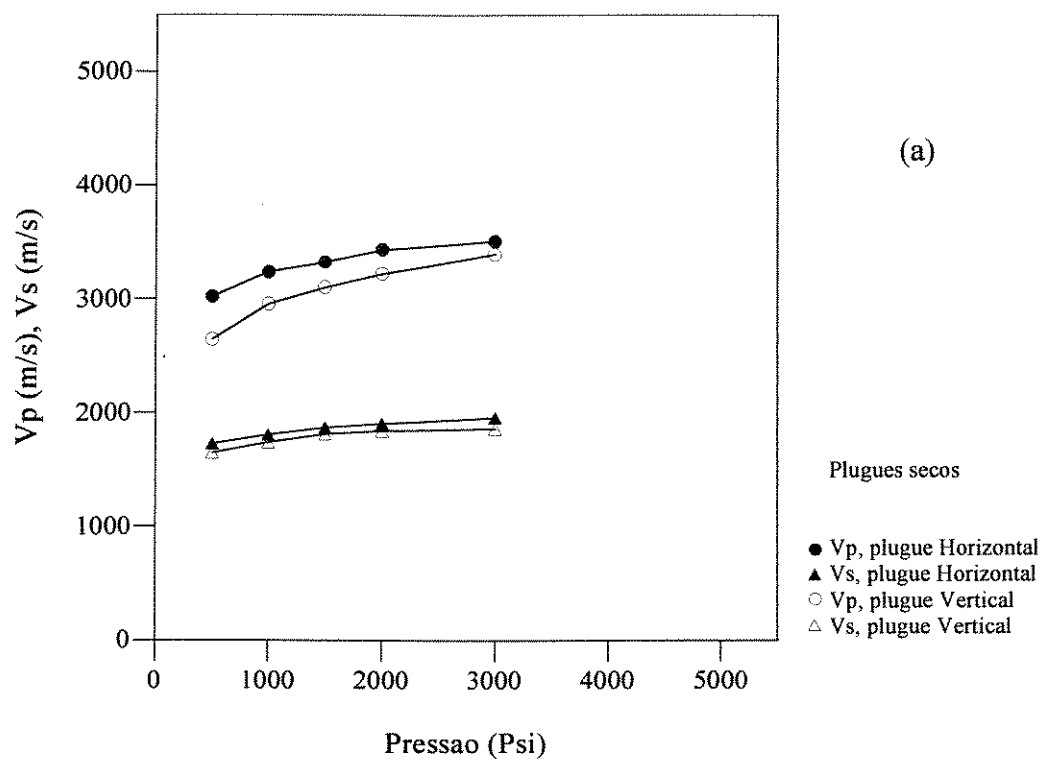


Figura 6.3 - (a) velocidades de onda P (V_p) e onda S (V_s) versus pressão e (b) razão de Poisson versus pressão.

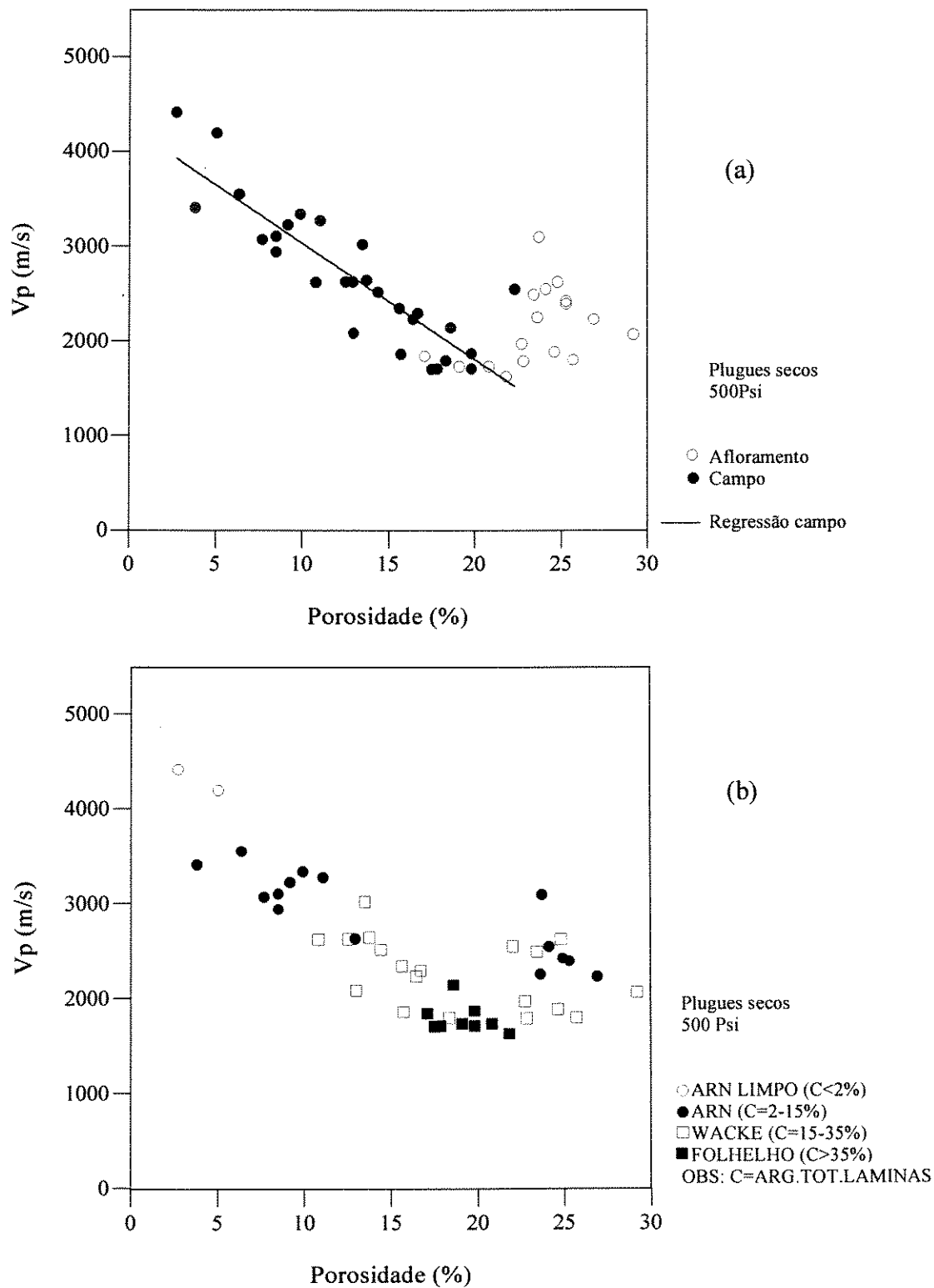


Figura 6.4 - Gráfico de velocidade de onda P versus porosidade (a) levando em consideração as amostras do poço e do afloramento e (b) levando em consideração a classificação de argilidade de Vernik (1994).

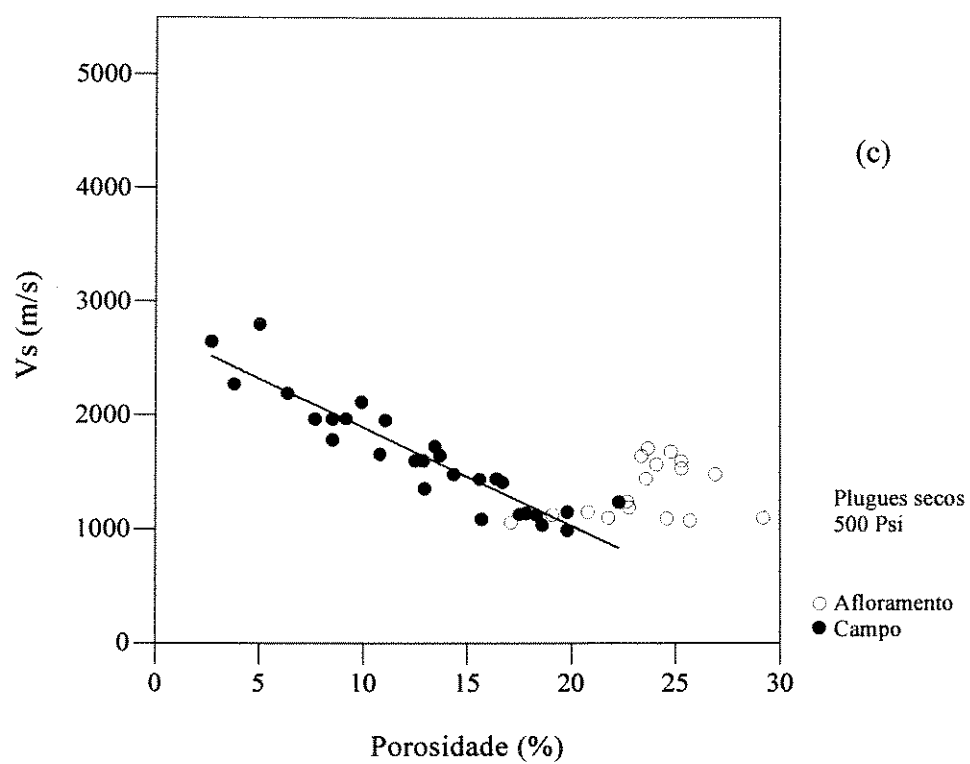


Figura 6.4 (c) - Gráfico de velocidade de onda S (V_s) versus porosidade.

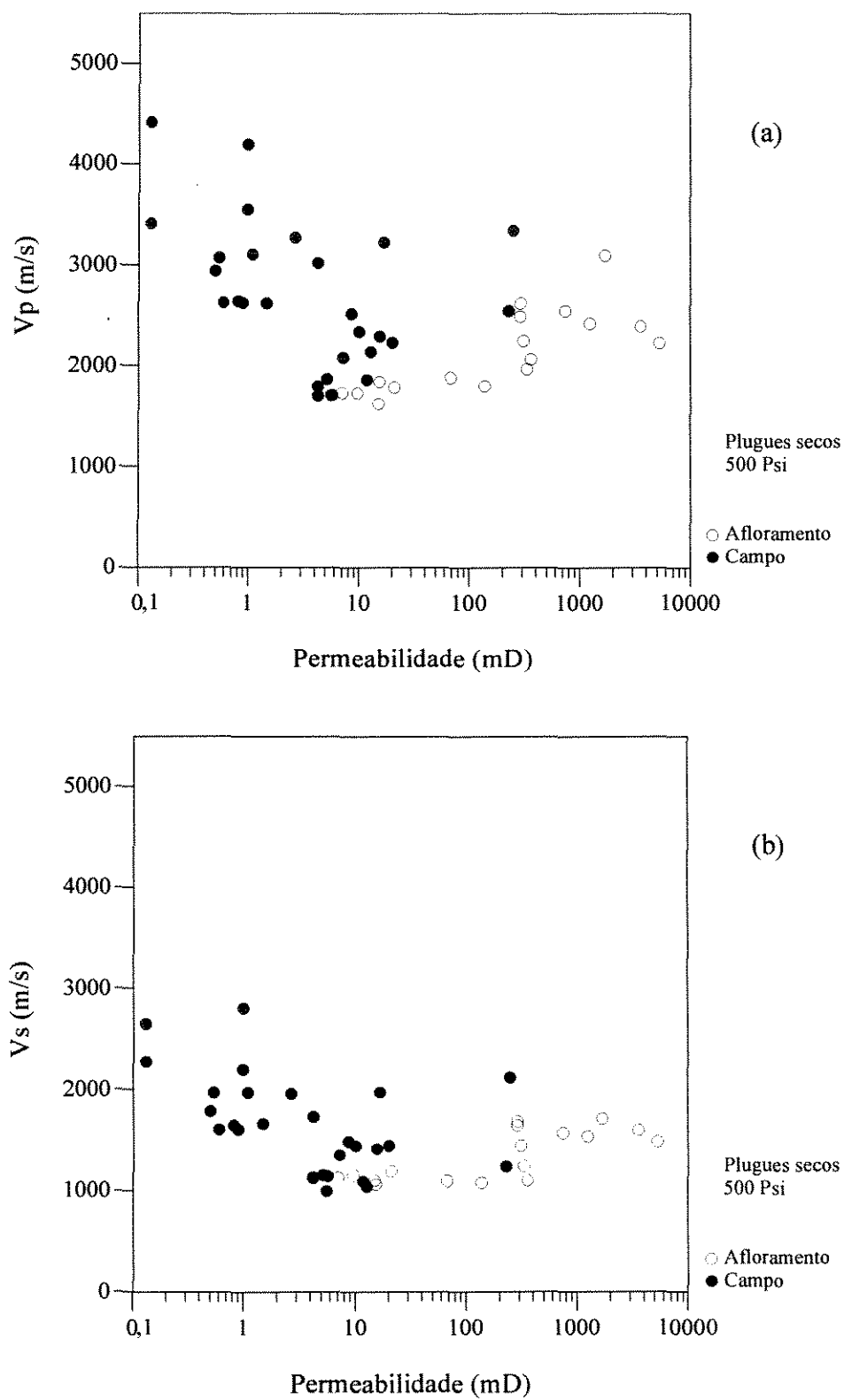


Figura 6.5 - Gráfico de velocidade versus log da permeabilidade, sendo (a) para V_p e (b) para V_s .

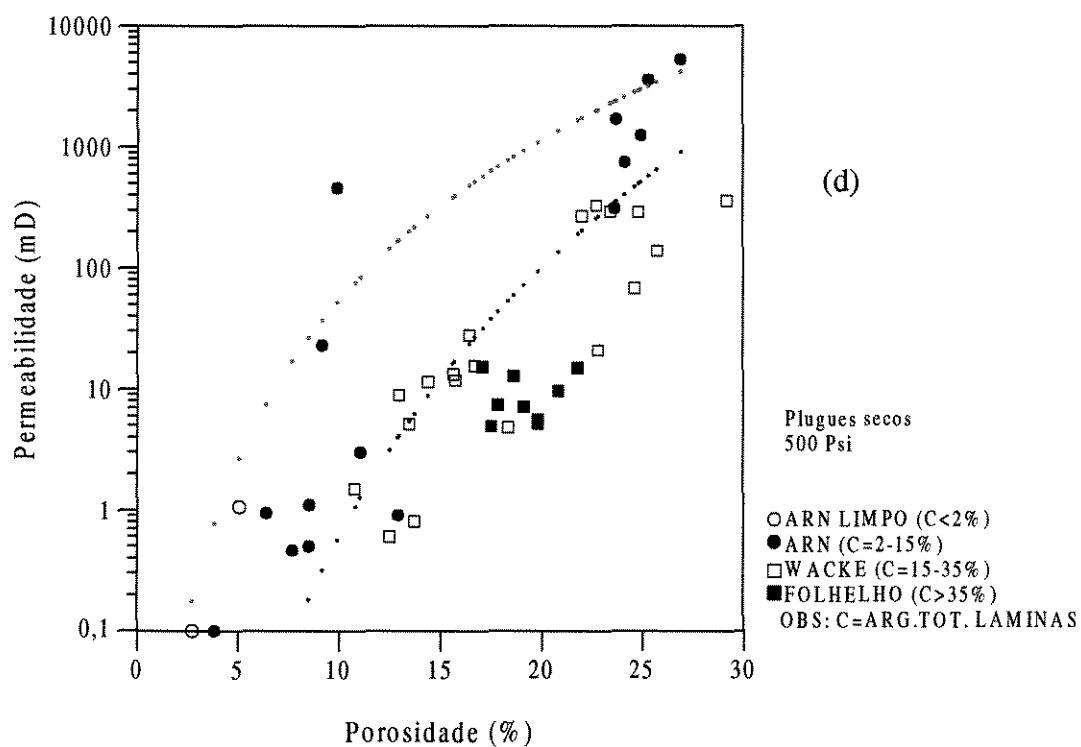
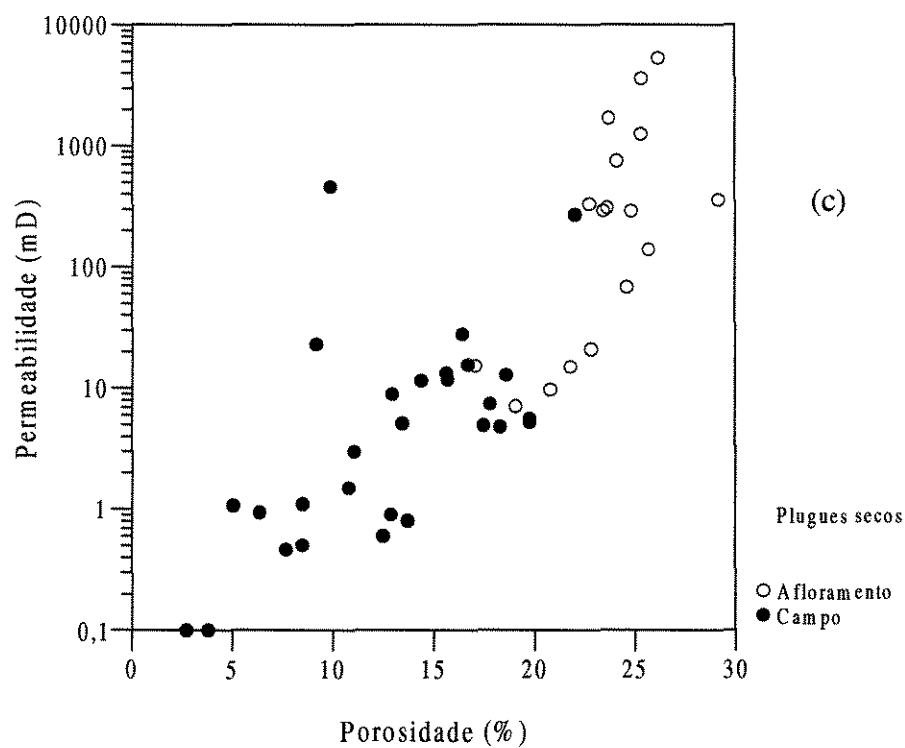


Figura 6.5 - Gráfico de log de permeabilidade versus porosidade: (c) para amostras dos poços e do afloramento e (d) para diferentes classes argilosas.

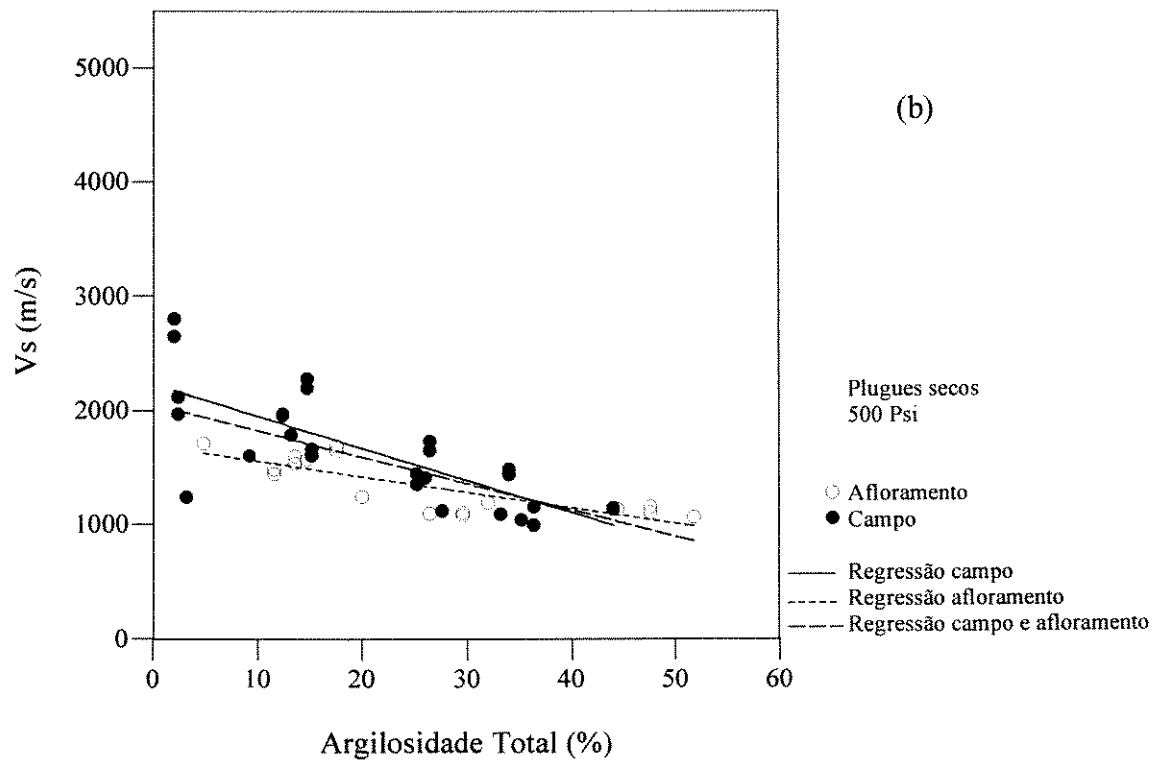
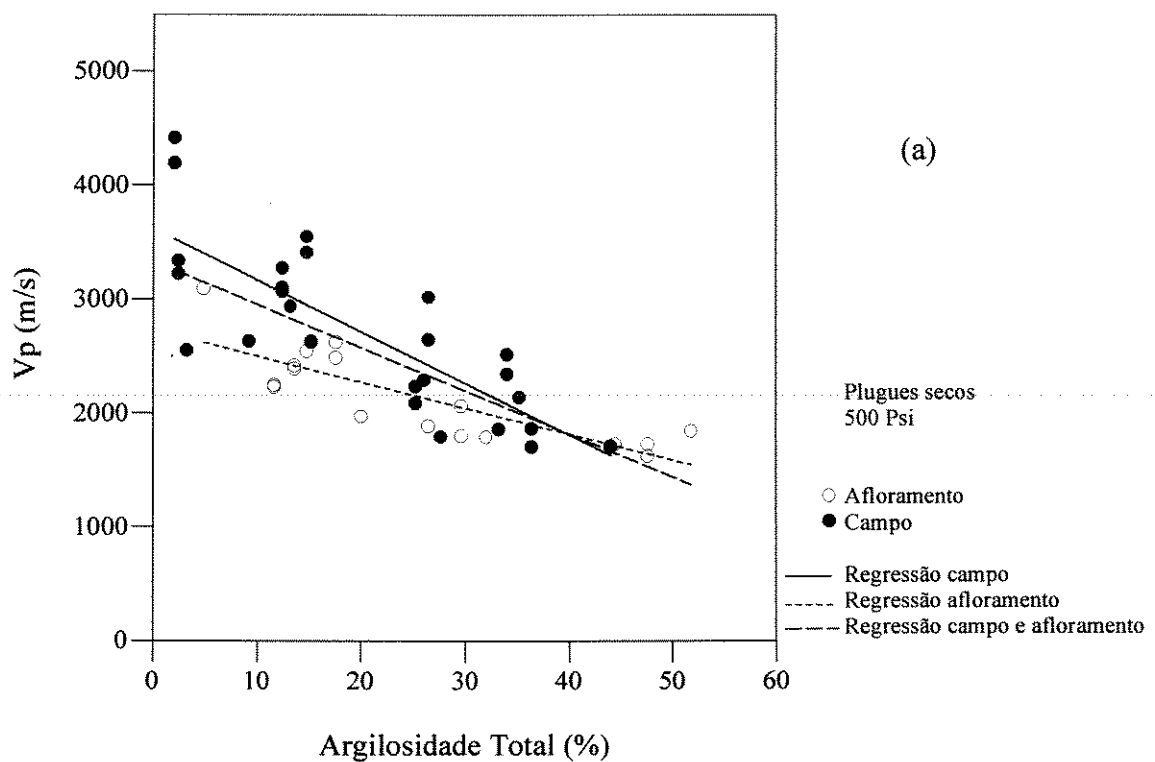


Figura 6.6 - Velocidades versus argilidade (a) V_p e (b) V_s .

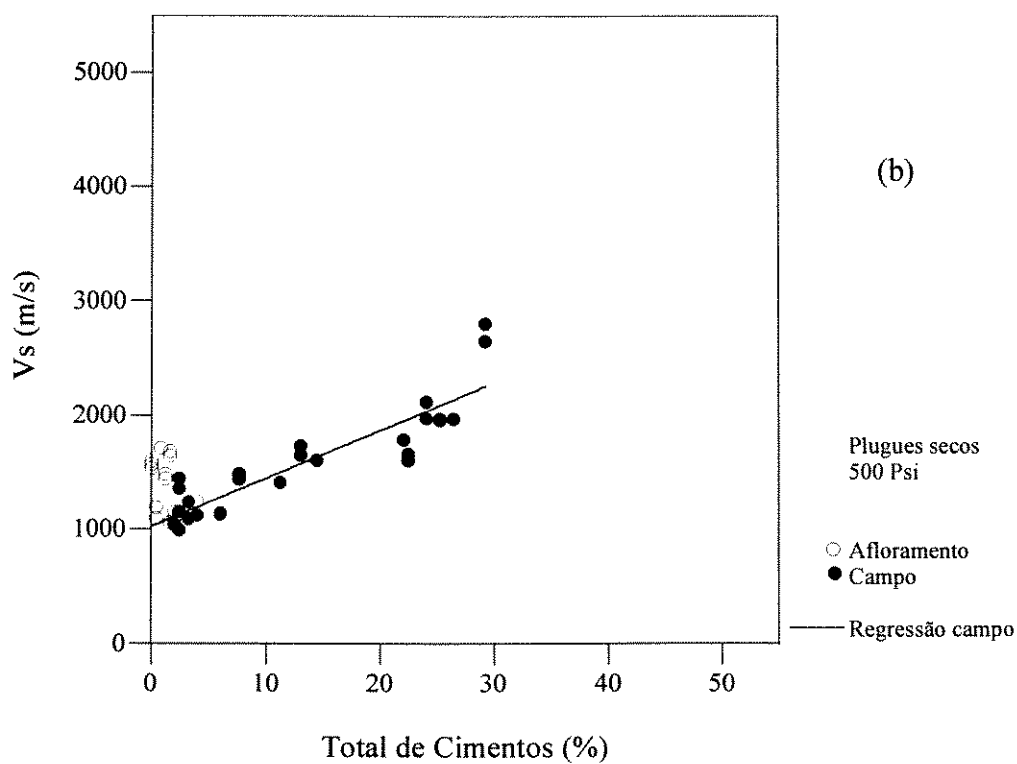
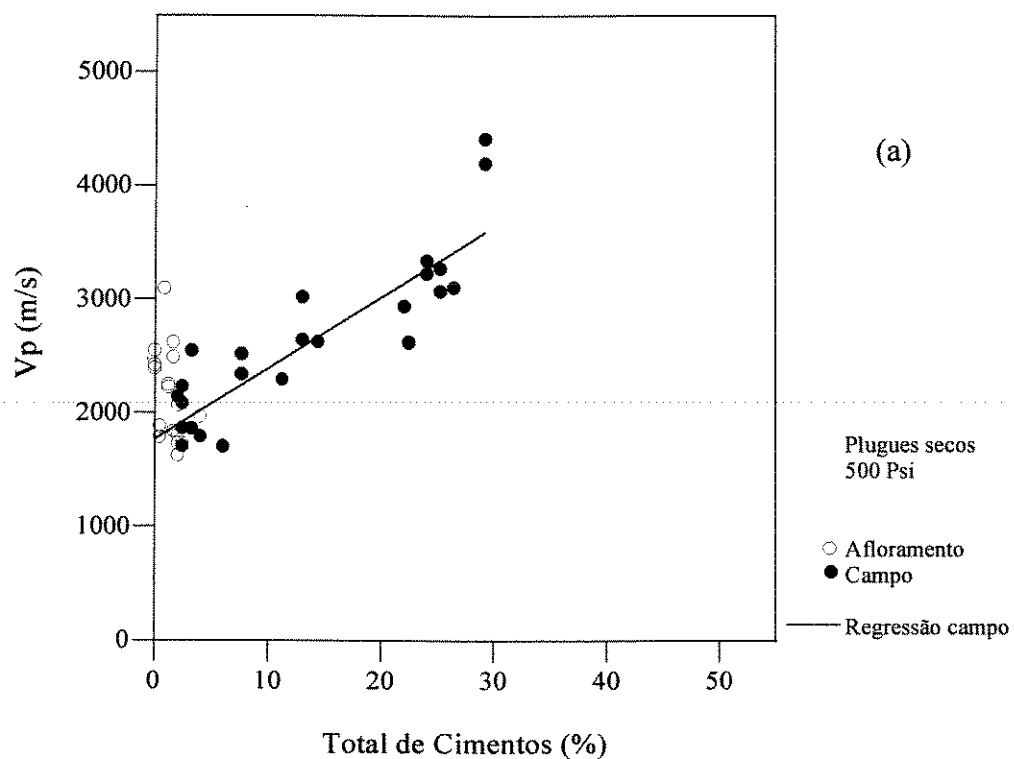


Figura 6.7 - Velocidades versus percentual de cimento (a) V_p e (b) V_s .

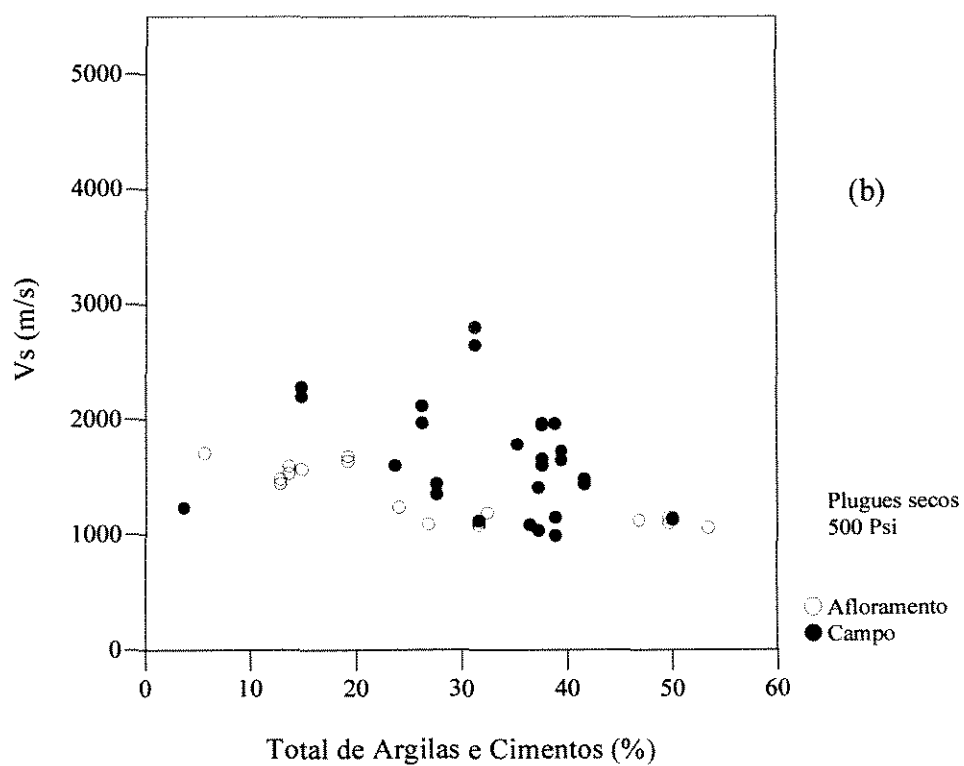
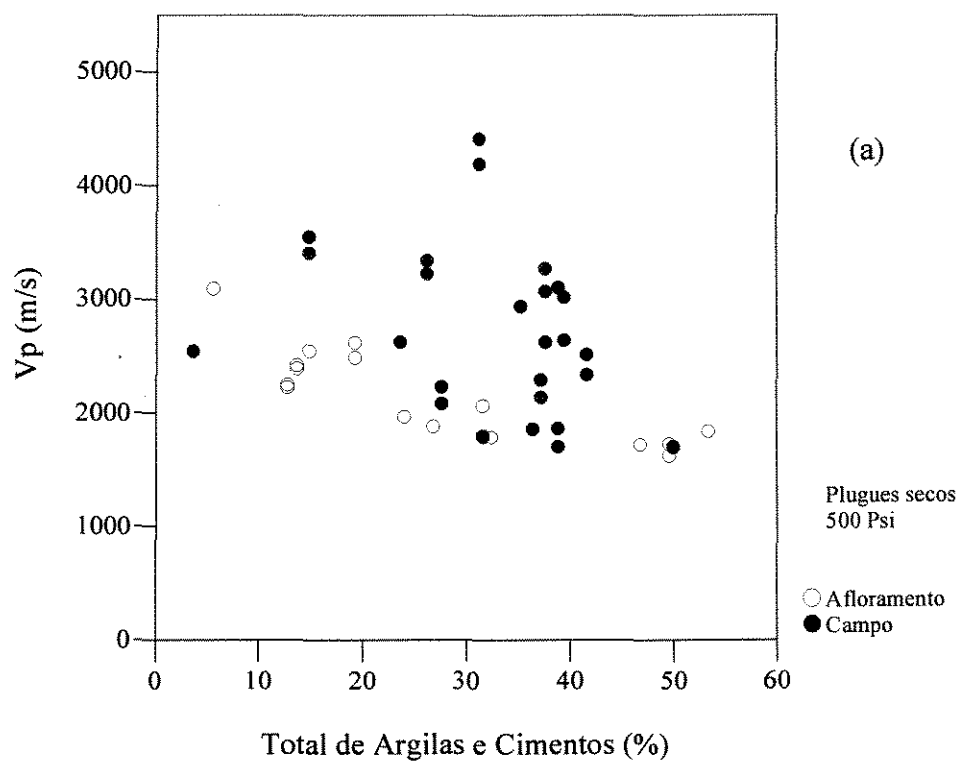


Figura 6.8 - Gráfico de velocidade versus minerais totais preenchendo poros (argilas e cimentos): (a) V_p e (b) V_s .

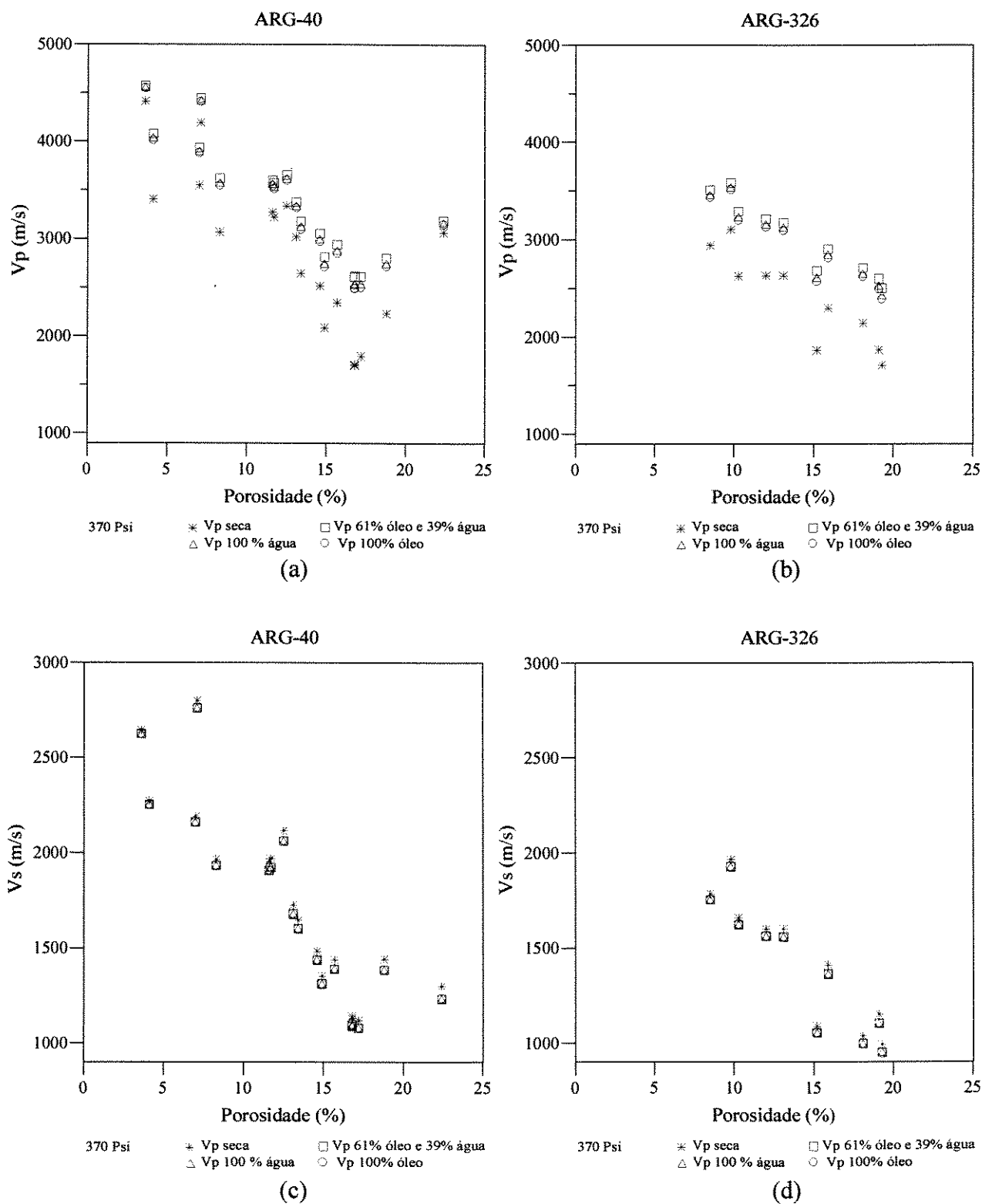


Figura 6.9 - Gráfico de (a) V_p versus porosidade para o poço ARG-40, (b) V_p versus porosidade para o poço ARG-326, (c) V_s versus porosidade para o poço ARG-40 e (d) V_s versus porosidade para o poço ARG-326.

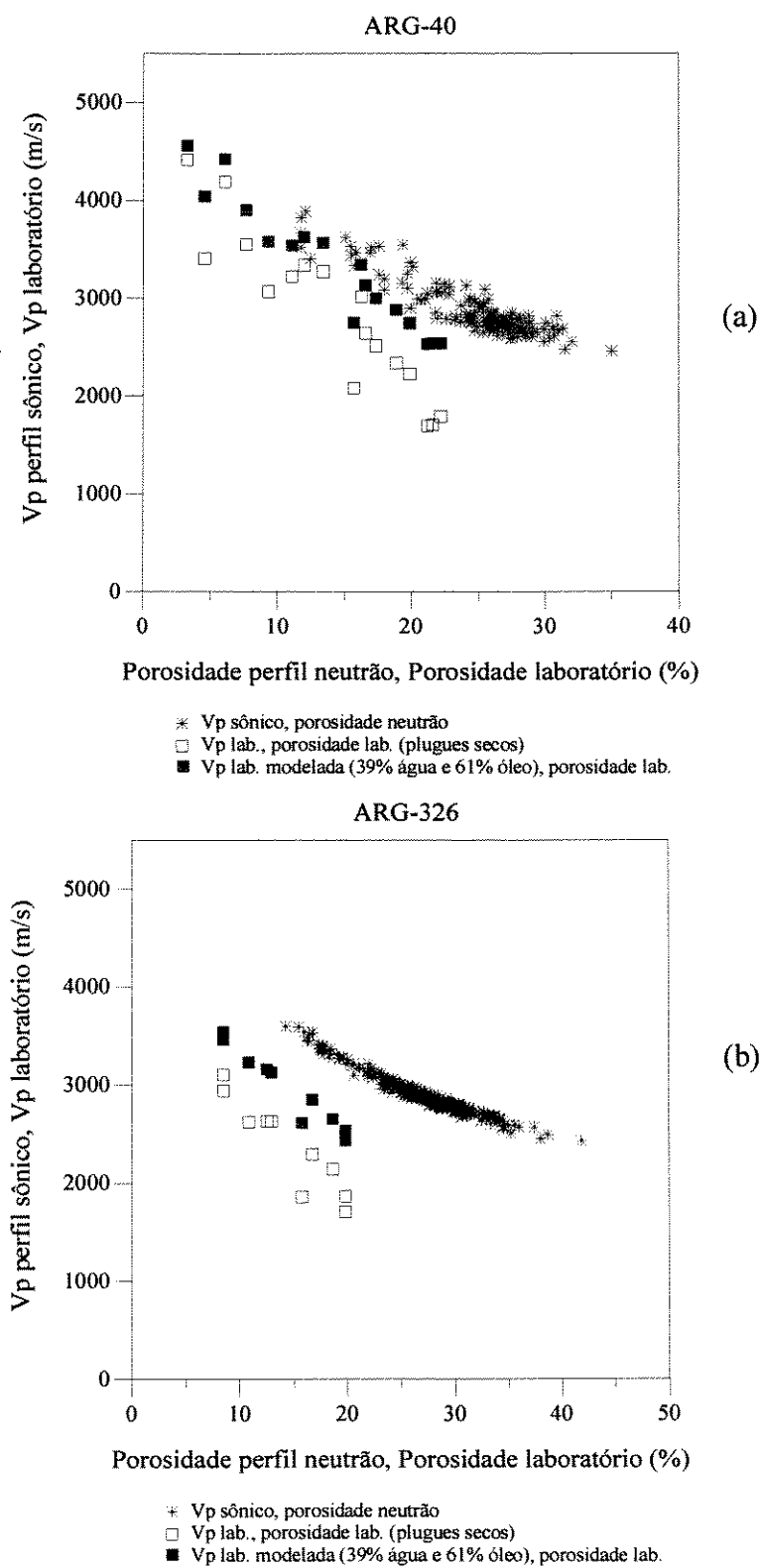


Figura 6.10 - Velocidades (perfil, modelada e amostra seca) versus porosidades (perfil e laboratório) para amostras dos poços (a) ARG-40 e (b) ARG-326.

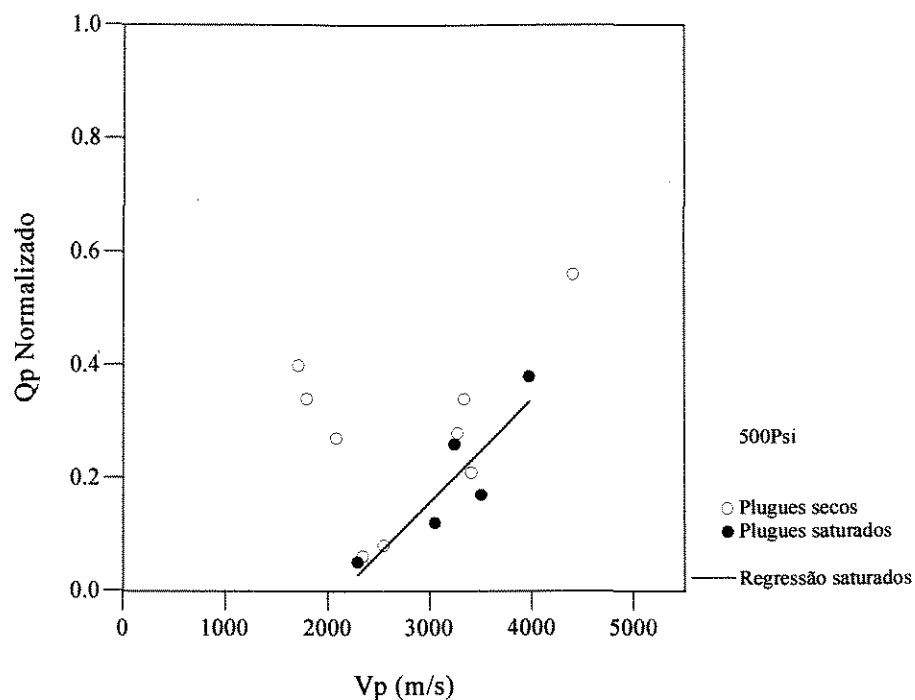


Figura 6.11 - Gráfico de fator de qualidade para onda P (Q_p) versus velocidade de onda P (V_p) para amostras secas e totalmente saturadas de água.

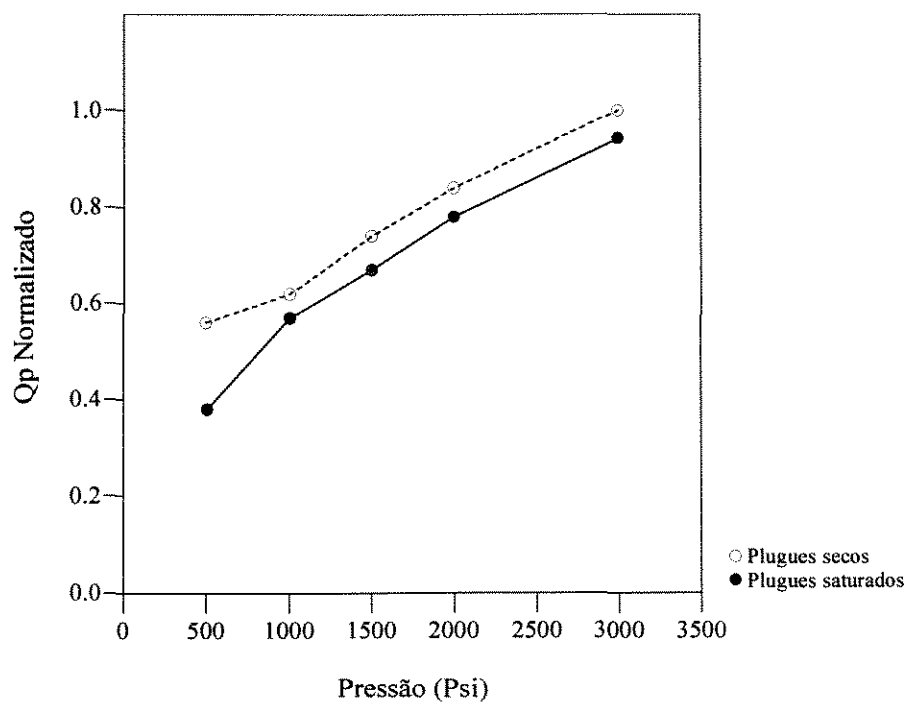


Figura 6.12 - Fator de qualidade para onda P (Q_p) versus pressão para uma amostra de rocha seca e saturada com água da formação.

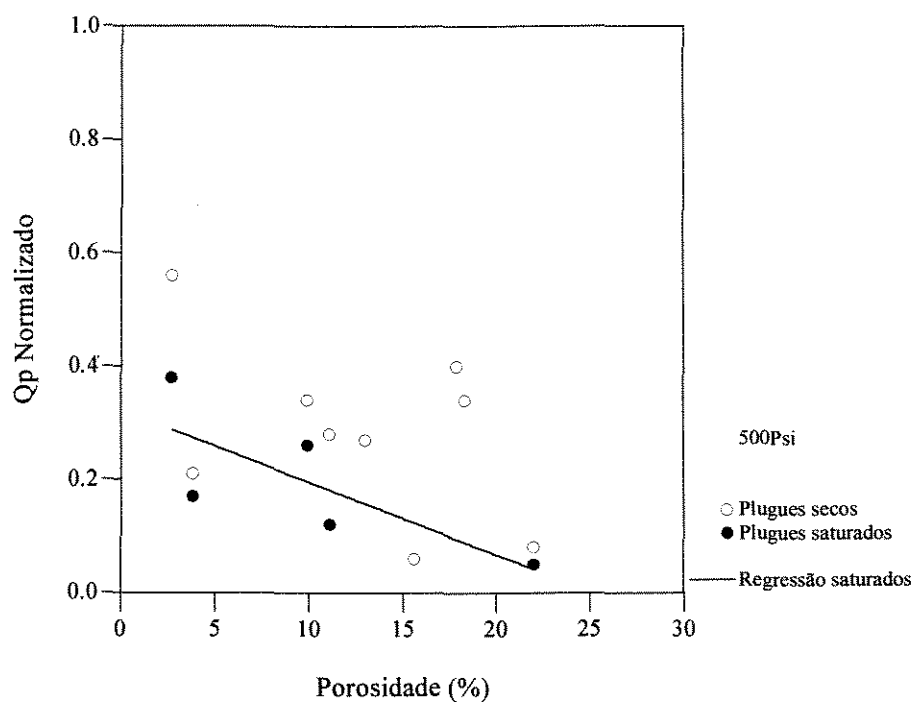


Figura 6.13 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Q_p) versus porosidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.

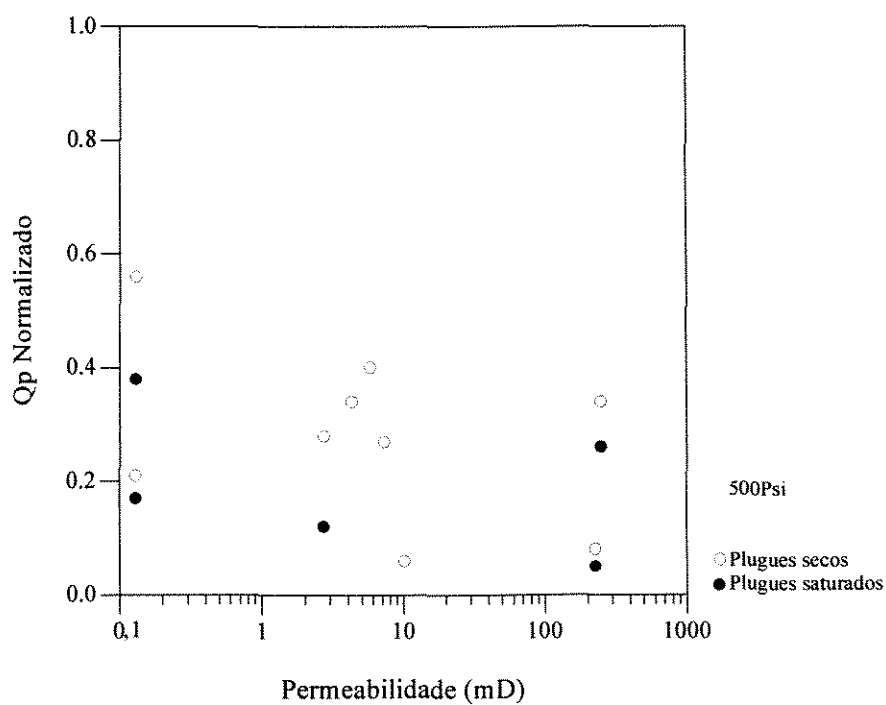


Figura 6.14 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Q_p) versus permeabilidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.

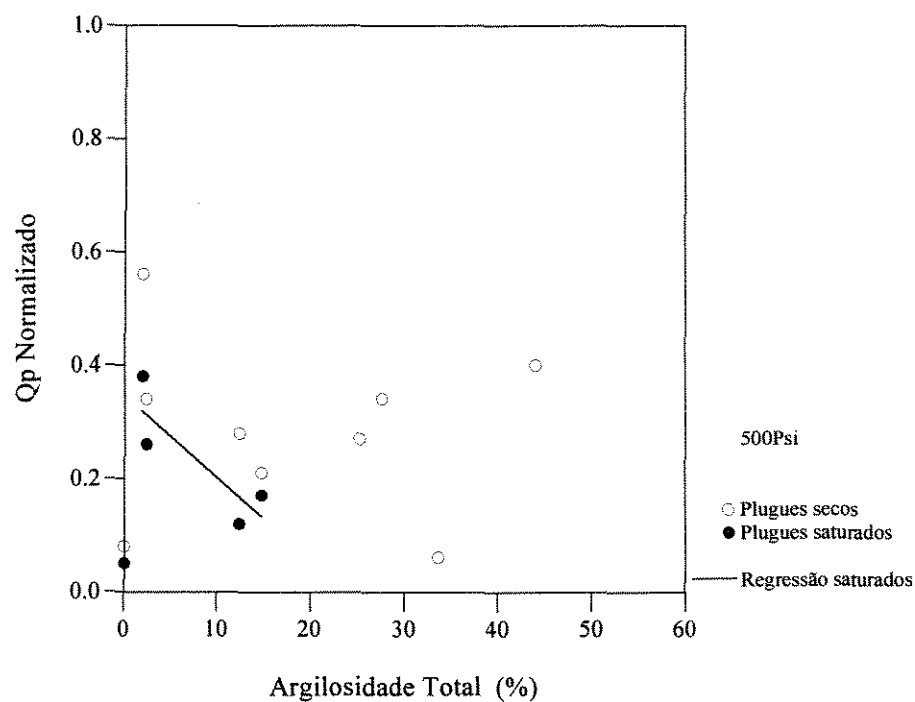


Figura 6.15 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Q_p) versus argilosidade para amostras secas e totalmente saturadas de água.

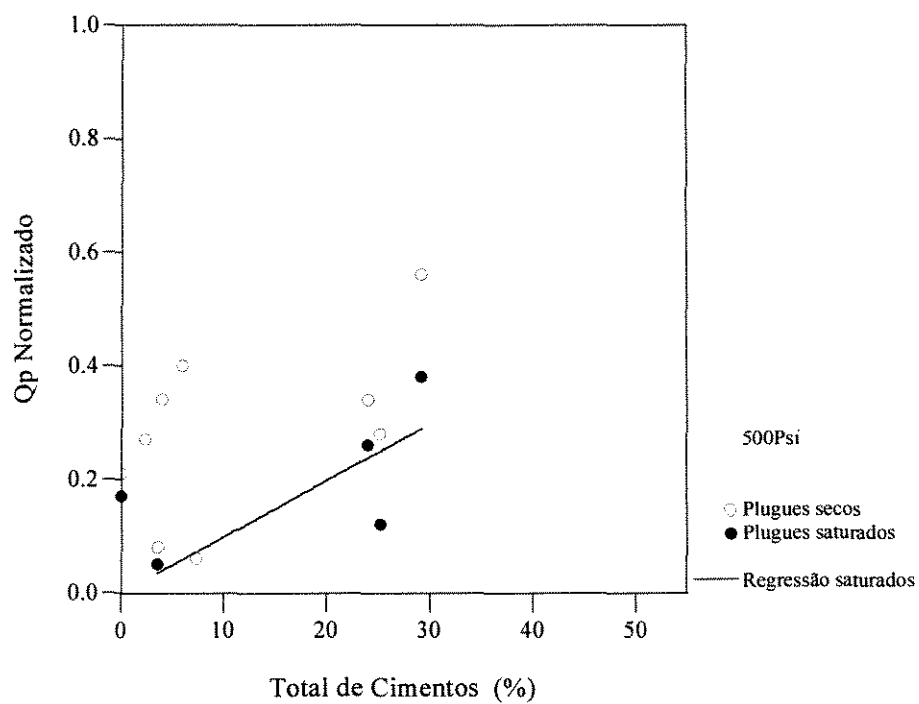


Figura 6.16 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Q_p) versus percentual de cimento para amostras secas e totalmente saturadas de água.

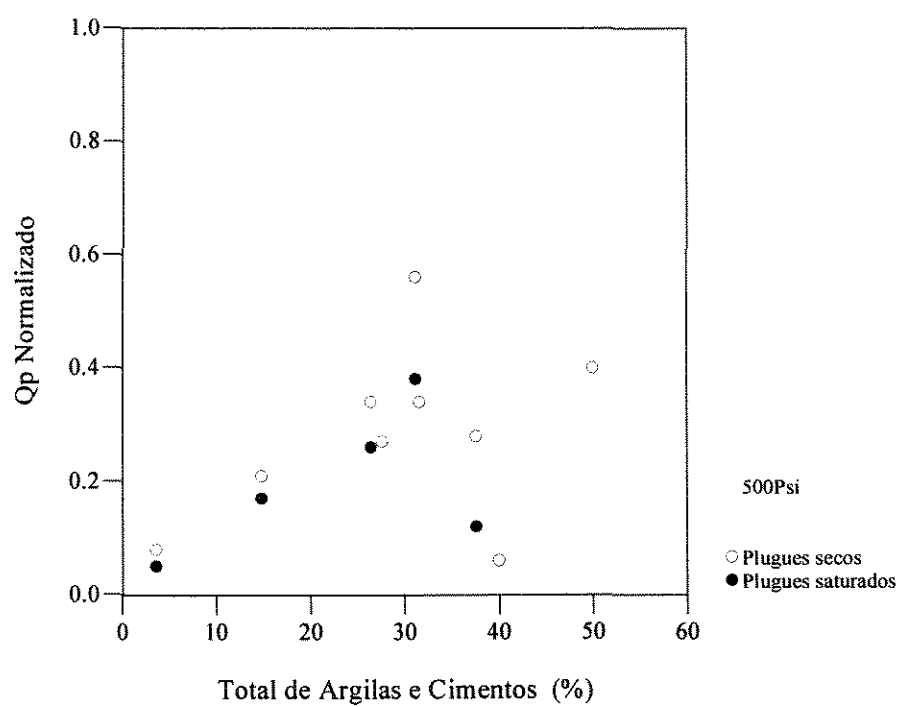


Figura 6.17 - Gráfico do fator de qualidade para onda P (Q_p) versus percentual de minerais totais preenchendo os poros (argilas e cimentos) para amostras secas e totalmente saturadas de água.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Este trabalho, assim como amplamente discutido pela literatura, mostra que pode ser possível estabelecer-se elos de ligação, no caso estimar-se parâmetros petrofísicas a partir de medidas de atributos sísmicos, o que possibilita passar-se do domínio da sísmica (velocidades sísmicas) para o domínio de interesse direto da engenharia (porosidade e permeabilidade).

Os estudos de regressões mostraram que existem fortes correlações entre várias das medidas sísmicas e petrofísicas. No estudo de velocidades ou atenuação versus porosidade levando em consideração a argilosidade, através de regressões bilineares, concluiu-se que a argilosidade influencia fortemente os resultados. Logo, as estimativas de porosidade a partir apenas do conhecimento da velocidade (ou atenuação) são menos precisas.

As equações de regressão aqui obtidas são para o caso particular da Formação Açu, logo recomenda-se não utilizá-las indiscriminadamente para outras formações. No entanto, os resultados qualitativos são válidos quando tratar-se do mesmo tipo de rocha, no caso siliciclásticas, aqui estudado.

As medidas dos atributos sísmicos e dos parâmetros petrofísicos para os poços do afloramento mostraram resultados alterados se comparados com os dos poços. Uma explicação para essas alterações é o intemperismo sofrido pelas amostras. Conclui-se, portanto, que não se deve usar as relações estabelecidas para o afloramento.

Os estudos com atenuação mostraram que existem algumas relações bastantes significativas com os parâmetros petrofísicos, portanto as informações de atenuação podem ser utilizadas como uma informação adicional a de velocidade visando à solução de problemas específicos.

No estudo das relações observou-se:

- tendência de crescimento de velocidade da onda P (V_p) com o crescimento de velocidade da onda S (V_s). Apresentou coeficientes de determinação forte (ver figura 6.1);
- que embora os estudos de V_p/V_s versus V_p não sejam os mais adequados para discriminar litologias, houve tendência de separação em um grupo de menor conteúdo argiloso (0-15%) e outro de maior conteúdo argiloso (mais de 15%). Não existe relação estatisticamente significativa

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

(ver figura 6.2 (b));

- que para baixas pressões há um aumento acentuado das velocidades com o aumento da pressão, sendo mais evidente para a onda P que para a S, pois a baixas pressões existem microfraturas abertas. A altas pressões, quando as microfraturas já se fecharam, observa-se que as velocidade tornam independente da pressão (ver figura 6.3 (a)). O efeito é o mesmo para atenuação.

- que as medidas nas amostras dos poços e nas dos afloramentos possuem um comportamento de velocidades bastante distinto com relação à porosidade, anormalidade explicada pelo intemperismo (ver figuras 6.4 (a) e (c)). Existe um coeficiente de determinação forte entre velocidade e porosidade. As regressões baseadas na divisão em classe argilosas não obtiveram melhoria dos coeficientes de determinação (figura 6.4 (b));

- uma tendência muito fraca de decréscimo exponencial das velocidades com o aumento do log da permeabilidade. A relação não é estatisticamente significativa (ver figuras 6.5 (a) e (b));

- decréscimo das velocidades, tanto de onda P como de onda S, com o aumento da argilosidade. As regressões apresentaram coeficiente de determinação médios (ver figuras 6.6 (a) e (b));

- que o aumento da cimentação causa aumento da velocidade tanto de onda P como de S. Os coeficientes de determinação são fortes para as amostras do campo (ver figuras 6.7 (a) e (b));

- para o caso das amostras do afloramento, a equação de regressão e o coeficiente de determinação são semelhante ao caso de V_p versus argilosidade, pois a quantidade de cimento presente no afloramento é muito pequena, e para o caso das amostras do campo, o coeficiente de determinação é muito baixo pois o aumento da argilosidade tende a diminuir as velocidades e o aumento do cimento tende a aumentá-las (ver figuras 6.8 (a) e (b));

Nas modelagem de velocidade, realizadas através das equações de Biot e aproximação Geertsma-Smit para as equações de Biot, observou-se que:

- para um mesmo valor de porosidade, a velocidade de onda P cresce na seguinte ordem: amostra seca, amostra totalmente saturada com óleo, amostra saturada na condição do reservatório (39% água e 61% de óleo) e amostra totalmente saturada com água. No caso da onda S, as velocidades para qualquer uma das amostras saturadas estão coincidindo, pois a onda

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

S independe do fluido saturante. Observa-se, também, que a velocidade para as amostras secas é maior (ver figuras 6.9 (a), (b), (c) e (d));

- comparando-se as medidas de velocidade de laboratório, modeladas e obtida a partir de perfil sônico, existe maior semelhança entre os três tipos para as baixas porosidades. Já para altas porosidades observa-se que as velocidade crescem na seguinte ordem: laboratório, modelada e perfil (ver figuras 6.10 (a) e (b)).

- não há uma coincidência entre a velocidade de perfil e a modelada, devido terem sido medidas em frequências e escalas diferentes (valores medidos relacionados a volumes diferentes de rocha).

Foram realizadas medidas de Qp de onda P para rochas secas e saturadas de água. Os resultados aqui analisados referem-se apenas as rochas saturadas. Os gráficos foram plotados com o fator de qualidade normalizado (Qp_N), sendo observado-se:

- tendência de aumento de Qp_N com o aumento da velocidade de onda P. O coeficiente de determinação é forte (ver figura 6.11);

- uma diminuição do fator de qualidade para onda P normalizado (Qp_N) com o aumento da porosidade. Apresenta um coeficiente de determinação médio (ver figura 6.13);

- ocorre uma leve diminuição Qp_N com o aumento da permeabilidade. O coeficiente de determinação é fraco (ver figura 6.14);

- tendência de decréscimo de Qp_N com o aumento da argilosidade. O coeficiente de determinação é forte (figura 6.15);

- tendência de aumento de Qp_N com o aumento do percentual de cimento. O coeficiente de determinação é médio (ver figura 6.16);

- tendência de crescimento nos valores de Qp_N quando há aumento da quantidade de minerais intraporos. Isto está em desacordo com a literatura. Uma possível explicação é que o efeito causado pelo aumento do percentual de cimento é predominante em relação ao conteúdo de argila. Apresenta coeficiente de determinação baixo (ver figura 6.17);

CAPÍTULO 8

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKBAR, N.; DVORKIN, J. & NUR, A.I. 1993. Relating P-wave attenuation to permeability. *Geophysics*, 58:20-29.
- ASSIS, O. C. 1992. Aplicação de técnicas de análise multivariada nos dados de perfis do Projeto Açú. In: *5º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório*. Cabo Frio. Anais Petrobras/DEPEX.
- BECKER, M. R.; CARRASCO, B. N.; SOUZA, M. S. & FARIAS, P. R. C. 1993. Estudos de afloramentos para modelagem geológica e geoestatística do reservatório fluvial da Formação Açú, Bacia Potiguar. *5º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório*. Publicação interna da Petrobras.
- BEST, A. I. 1992. The prediction of the reservoir properties of sedimentary rocks from seismic measurements. *PhD Thesis*. U. K., University of Reading. 390p.
- BEST, A.I.; McCANN, C. & SOTHCOTT, J. 1994. The relationships between the velocities, attenuations and petrophysical properties of reservoir sedimentary rocks. *Geophysical Prospecting*, 42(2):151-178.
- BIOT, M.A. 1956a. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid: I.Low frequency range. *Journal of the Acoustical Society of America*, 28:168-178.
- BIOT, M.A. 1956b. Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid: II. Higher frequency range. *Journal of the Acoustical Society of America*, 28:179-181.
- BIOT, M. A. 1962. Generalized theory of acoustic propagation in porous dissipative media. *Journal of the Acoustical Society of America*, 34:1254-1264.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BLANGY, J. P. D. 1992. Integrated seismic lithologic interpretation: the petrophysical basis. *Ph.D. Dissertation*. Stanford University. 190p.
- BONET, J. E. & GABRIELLI, M. L. s/d. Propriedade das rochas. *Apostila Petrobras/CEN-NOR*.
- BOURBIÉ, T. & ZINSZNER, B. 1985. Hydraulic and acoustic properties as a function of porosity in Fontainebleau sandstone. *Journal of the Acoustical Society of America*, 90:11524-11532.
- BOURBIÉ, T.; COUSSY, O. & ZINSZNER, B. 1987. *Acoustics of porous media*. Éditions Technip, Paris.
- CARMICHAEL, R. S. 1984. *Handbook of physical properties of rocks*, Vol. III. CRC Press, Florida, USA, 1984.
- 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.
- CASTRO, J. C. & BARROCAS, S. L. S. 1981. Roteiro de Campo: fácies da Formação Açú, Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, *Relatório interno Petrobrás/CENPES*.
- DE MARTINI, D. C.; BEARD, D. C.; DANBURG, J. S. & ROBINSON, J. H. 1976. Variations of seismic velocities in sandstones and limestones with lithology and pore fluid at simulated in situ conditions. *Proc. EGPC Exploration Seminar*, 15-17.
- DEVANEY, A. J.; LEVINE, H. & PLONA, T. J. 1982. Attenuation due to scattering ultrasonic compressional waves in granular media. In: *Elastic wave scattering and propagation*, (V. V. Varadan, eds), Ann Arbor Sci., Ann Arbor, 131-148.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- DILLON, L. D. & VASQUEZ, G. F. 1993. Avaliação em laboratório da sensibilidade do método sísmico no monitoramento de processo térmico de recuperação secundária no Campo de Fazenda Alvorada. *Boletim de geociências da Petrobras*, 7(1/4):33-44.
- DOMENICO, S. N. 1974. Effects of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale. *Geophysics*, 39:759-769.
- DOMENICO, S. N. 1976. Effects of brine-gas mixture on velocity in a unconsolidated sand reservoir. *Geophysics*, 41:882-894.
- DOMENICO, S. N. 1977. Elastic properties of unconsolidated porous sand reservoirs. *Geophysics*, 42:1339-1368.
- FAUST, L. Y. 1951. Seismic velocity as a function of depth and geologic time. *Geophysics*, 16:192-206.
- 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.
- GASSMANN, F. 1951. Über die dlastizität poröser medien. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96:1-23.
- GEERTSMA, J. & SMIT, D.C. 1961. Some aspects of elastic wave propagation in fluid-saturated porous solids. *Geophysics*, 26:169-181.
- GREGORY, A. R. 1976. Fluid saturation effects on dynamic elastic properties of sedimentary rocks. *Geophysics*, 41:895-921.
- HAN, D.H., NUR, A. & MORGAN, D. 1986. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, 51: 2093-2107.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- HARRIS, J. M. s/d. Crosswell seismic profiling: a new technology of reservoir geophysics. Special topics in reservoir geophysics. *Study aid*. Stanford University.
- JACQUIN, Ch. 1964. Corrélation entre la perméabilité et les caractéristiques géométriques du grès de Fontainebleau. *Rev. Inst. Franç. du Pétrole*, XIX:921-937.
- KAYE, G. W. C. & LABY, T. H. 1973. *Tables of physical and chemical constants*. Longman, New York.
- JOHNSTON, D. H.; TOKSÖZ, M. N. & TIMUR, A. 1979. Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks, II. Mechanisms. *Geophysics*, 44: 691-712.
- JOHNSTON, D.H. & TOKSÖZ, M.N. 1980. Ultrasonic P and S wave attenuation in dry and saturated rocks under pressure. *Journal of Geophysical Research*, 85:925-936.
- JOHNSON, D.L.; PLONA, T.J.; SCALA, C.; PASIERB, F. & KOJIMA, H. 1982. Tortuosity and acoustic slow waves. *Phys. Rev. Letters*, 49:1840-1844.
- KLIMENTOS, T. & McCANN, C. 1990. Relationships between compressional wave attenuation, porosity, clay content and permeability of sandstones. *Geophysics*, 55:998-1014.
- KLIMENTOS, T. 1991. The effects of porosity-permeability-clay content on the velocity of compressional waves. *Geophysics*, 56:1930-1939.
- KOWALLIS, B. J.; JONES, L. E. A. & WANG, H. F. 1983. Velocity-porosity clay content systematics of poorly-consolidated sandstones, presented to *AGU meeting*, San Francisco.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- LINES, R. L.; MILLER, M.; TAN H.; CHAMBERS, R. & TREITEL S. 1993. Integrated interpretation of borehole and crosswell data from a west Texas field. *The Leading Edge*, 12(1):13-16.
- MAVKO, G. & NUR, A. 1979. Wave attenuation in partially saturated rocks. *Geophysics*, 44:161-178.
- MINEAR, J. W. 1982. Clay models and acoustic velocities. In: Society of petroleum engineers of AIME. *57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, p26-29.
- MURPHY, W. F. 1982. Effects of partial water saturation on attenuation in sandstones. *J. Acoust. Soc. Am.*, 71:1458-1468.
- NOLLA, F. R. 1992. Atualização do estudo dos arenitos reservatórios da Unidade 3 da Formação Açú - Campo de Alto do Rodrigues - Bacia Potiguar Emersa. Natal. *Relatório interno da Petrobras/DEPEX-DEPRO-CENPES*, 177p.
- NUR, A. 1971. Viscous phases in rocks and the low velocity zone. *J. Geoph. Res.*, 76:1270-1277.
- NUR, A. & MURPHY, W. 1981. Wave velocities and attenuation in porous media with fluids. *Proc of 4th Int. Conf. on Continuum models of discrete systems*, Stockholm, 311-327.
- NUR, A.; WALLS, J. D.; WINKLER, K. & DE VILBISS, J. 1980. Effects of fluid saturation on waves in porous rock and relations to hydraulic permeability. *SPE journal*, 450-458.
- NUR, A. & WANG, Z. 1989. *Seismic and acoustic velocities in reservoir rocks - Volume 1, Experimental Studies*. Geophysics reprint series N° 10. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- O'CONNELL, R. J. & BUDIANSKY, B. 1997. Viscoelastic properties of fluid-saturated cracked solids. *J. Geoph. Res.*, 76: 2022-2034.
- PICKETT, G. R. 1963. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 15(6):659-667.
- PREDA, W. N. & PEREIRA, I. E. M. 1993. Caracterização geológica da zona I no Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar. *5º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório*. Publicação interna da Petrobras.
- RAYMER, L. L.; HUNT, E. R. & GARDNER, J. S. 1980. An improved sonic transit time-to-porosity transform. *SPWLA, 21st Ann. Logg. Symp.*
- ROSA, A.L.R. & TASSINI, J. 1990. Introdução à inversão do traço sísmico. *Apostila Petrobras*.
- SAYERS, C. M. 1981. Ultrasonic velocity dispersion in porous materials. *J. Phys. D.: Appl. Phys.*, 14:413-420.
- SCHON, J. H. 1996. *Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics*. In: Handbook of geophysical exploration. Section I : Seismic exploration, V. 18. Pergamon.
- SHERIFF, R. E. & GELDART, L. P. 1982. *Exploration seismology*. Cambridge, Cambridge University Press. V.2.
- SHERIFF, R. E. 1992. *Reservoir Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.
- TIMUR, A. 1968. An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships. *Trans. Soc. Petr. and Well-log Analysts*.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- TITTMANN, B. R. 1977. Internal friction measurements and their implications in seismic Q structure models of the crust. *AGU Geophys. Monog.*, The earth's crust, 20:197-213.
- THOMAS, J. E. 1986. Geofísica geral. *Apostila Petrobras*.
- TOKSÖZ, M. N.; JOHNSTON, D. H. & TIMUR, A. 1979. Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I. Laboratory measurements. *Geophysics*, 44(4):681-690.
- TOSAYA, C. & NUR, A. 1982. Effects of diagenesis and clays on compressional velocities in rocks. *Geophysical Research Letters*, 9(1):5-8.
- TOSAYA, C. A.; NUR, A. & DAPRAT, G. 1984. Monitoring of thermal EOR fronts by seismic methods: Proceedings 1984 Int. Reg. Mtg, Soc. Petr. Eng. *SPE* # 12744.
- TOSAYA, C.; NUR, A.; VO-THANH, D. & DAPRAT, G. 1985. Laboratory seismic methods for remote monitoring of thermal EOR. *3^{ème} Coll. Europ. sur l'amélioration de la récupération du pétrole*. Rome.
- VASCONCELOS, E. P.; LIMA NETO, F. F. & ROOS, S. 1990. Unidade de correlação da Fm. Açú - Bacia Potiguar. In: *Congresso Brasileiro de Geologia, 36º, Natal. Anais da Sociedade Brasileira de Geologia*, p. 227-241.
- VASQUEZ, G.F.; DILLON, L. D. & SILVA, M. L. 1994. Capacitação tecnológica na realização de medidas de absorção em laboratório. *Relatório interno da Petrobras/CENPES. DIVEX. SEGEF*. 46p.
- VASQUEZ, G. F. & DILLON, L. D. 1996. Propriedades sísmicas de rochas e fluidos intraporos. *Relatório interno PETROBRAS/ CENPES/ DIVEX/ SEGEST*. 56p.

CAPÍTULO 9 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- VERNIK, L. 1994. Predicting lithology and transport properties from acoustic velocities based on petrophysical classification of siliciclastics. *Geophysics*, 59(3):420-427.
- VERNIK, L. & NUR, A. 1992. Petrophysical classification of siliciclastics for lithology and porosity prediction from seismic velocities. *AAPG Bull.*, 76: 1295-1309.
- WINKLER, K. 1983. Frequency dependent ultrasonic properties of high porosity sandstone. *J. Geoph. Res.*, 88:9493-9499.
- WINKLER, K. & NUR, A. 1979. Pore Fluids and seismic attenuation in rocks. *Geoph. Res. Lett.*, 6:1-4.
- WINKLER, K. W. & NUR, A. 1982. Seismic attenuation: Effects of pore fluids and frictional sliding. *Geophysics*, 49(1):1-15.
- WYLLIE, M.R.J.; GREGORY, A.R. & GARDNER, L.W. 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 21:41-70.
- WYLLIE, M.R.J.; GREGORY, A.R. & GARDNER L.W. 1958. An experimental investigation of factors affecting elastic-wave velocities in porous media. *Geophysics*, 23:459-493.

APÊNDICE A

TABELAS DE MEDIDAS DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E PARÂMETROS SÍSMICOS

LITOFÁCIES	POÇOS			
	AFLORAMENTO		CAMPO	
	PHRF-1	PHRF-12	ARG-40	ARG-326
L2		2		
L3	1			
L4		2	3	4
L4.3			2	4
L7	3	4		
L7.3			8	1
L8	1	2		1
L8.13			5	
L9	2			

Tabela A.1 - Número de plugues por litofácies em cada poço para o conjunto de plugues utilizado.

Tabela A.2 - Descrição das lâminas.

FOLIO	PROF.º	LITOF.	CENIPES	AMOSTRA	LÂMINA N.º	TEXTURA			ARCABOUÇO			CIMENTOS					ARGILA				POROS.	
						GRAN.	MÉDIA/LITES	SEL.	QZD.	K-FELDS.	LIT.	OUT.	K-FELDS.	CALC.	ÓXTI	ÓX.Fe	PIR.	MATRIZ	INFIL.	AUTIG.	TOTAL	EFET.
PHRF-1	5.25	7	L0805	00218	0.6 / 0.1 a 1.6	0.71	48,8	16,8	0,8	1,2		0,4			1,2		2		15,6	17,6	12	1,2
PHRF-1	7.50	3	L0806	00219	0.8 / 0.15 a 2.2	0.50	56,8	14,4	0,4			0,8						3,6	1,2	4,8	20,8	2
PHRF-1	7.80	7	L0808	00220	0.3 / 0.1 a 0.8	0.71	40,4	20	0,4	1,6		1,2		0,8	3,2		12	5,2	2,8	20	11,6	0,8
PHRF-1	10.50	8	L0801	00221	0.2 / 0.05 a 0.8	0.50	33,2	15,2		1,2		0,4			0,4		4,8	3,2	24	32	17,6	
PHRF-1	10.80	9	L0802	00222	0.2 / 0.05 a 0.8	1.00	28	10,8	1,2	2,4					2		26	2,4	19,2	47,6	7,6	0,4
PHRF-12	2.45	4	L0845	00225	0.7 / 0.1 a 2.0	0.71	46,6	14,6		2		1,2					1,2	0,8	9,6	11,6	23,6	0,4
PHRF-12	4.85	4	L0852	00227	0.8 / 0.15 a 2.5	1.00	49,4	17,4	0,4	0,4								0,8	14	14,8	16,8	0,8
PHRF-12	6.00	4	L0857	00228	0.8 / 0.15 a 1.8	0.50	47,6	17,2	1,2										13,6	13,6	20	0,4
PHRF-12	12.75	7	L0863	00230	0.25 / 0.1 a 2.0	1.00	40,8	12	0,8	0,4		0,4					6,4		20,4	26,8	18,4	0,4
PHRF-12	13.35	2	L0865	00231	0.4 / 0.1 a 1.5	0.71	31,6	20,4	0,8	0,4		2					3,6		26	29,6	14,4	0,8
PHRF-12	17.80	4	L0866	00233	0.3 / 0.05 a 4.2	2.00	30,8	14,4	0,8	0,8					1,6		47,6		4,2	51,8		
PHRF-12	18.75	7	L0867	00234	0.2 / 0.1 a 4.0	2.00	35,2	12	0,4	0,8		1,6			0,8		31,6		12,8	44,4	4,4	0,4
ARG-40	238.7	8.13	A1183	00235	0.2 / 0.1 a 0.8	1.00	18	28	0,8	0,4		2,8	3,2				34,4	4,4	5,2	44	2,8	2
ARG-40	241.20	8.13	A1187	00237	0.2 / 0.1 a 0.35	0.35	34,4	15,2	1,2			1,6	1,6	0,8			7,2	0,8	19,6	27,6	17,6	
ARG-40	244.4	7.3	A1188	00238	0.25 / 0.1 a 1.0	0.50	24,8	19,2	2,4			0,8	6,8				24,8	0,4	8,4	33,6	12	0,4
ARG-40	248.5	7.3	A1202	00241	0.6 / 0.15 a 1.4	0.71	38,2	22,8	3,2	0,8		0,8	28			0,4	1,2		0,8	2	1,6	1,2
ARG-40	248.8	4.3	A1203	00242	0.8 / 0.15 a 1.8	1.00	41,2	20	3,6	0,4		0,8	23,2					2	0,4	2,4	7,2	1,2
ARG-40	254.1	4.3	A1208	00244	0.35 / 0.1 a 12.0	2.00	37,2	21,6	0,8	0,8			25,2				2	0,4	10	12,4	2	
ARG-40	258.7	7.1	A1211	00246	0.35 / 0.1 a 0.8	0.35	28,8	22,8	4,4	1,6		0,4	2,8	0,4			2,8	2	21,6	26,4	12,8	1,6
ARG-40	263.7	3	A1216	00247	0.3 / 0.1 a 2.8	2.00	25,2	17,2	1,6	2,4		0,4				2,8	47,2		0,4	47,6	2,4	0,4
ARG-40	270.2	7.3	A1218	00249	0.3 / 0.1 a 2.0	1.00	33,2	18,8	2,8	2		1,6		0,4		0,4	6,4	1,6	17,2	25,2	14,4	0,4
ARG-40	270.6	7.3	A1220	00250	0.25 / 0.1 a 2.4	1.00	36,4	20,4	3,2			0,8						2	12,8	14,8	24	0,4
ARG-40	272.7	4.3	A122	00252	0.5 / 0.15 a 3.2	1.00	36,8	20,8	8,4			0,4	4,8			0,4	0,4	0,8	2,4	3,8	23,2	1,6
ARG-40	278.2	8.13	A1225	00253	0.2 / 0.1 a 0.8	0.35	33,2	21,2	0,4	0,4		0,8	12,4			0,8	5,2	0,8	20,4	26,4	3,6	0,8
ARG-328	238.75	8	D4332	00255	0.25 / 0.1 a 0.5	0.50	28,4	32	0,8	0,4		2,4	14			0,4	3,6	0,4	4,8	8,8	13,2	1,6
ARG-328	248.5	7.3	D4346	00256	0.25 / 0.1 a 0.5	0.35	30,8	22	1,6			1,2	22			0,4	0,4	4	10,8	15,2	5,8	1,2
ARG-328	249.85	5	D4351	00258	0.3 / 0.1 a 0.5	0.35	25,8	21,2				1,6	11,2				18,8	2	8,8	29,6	9,6	1,2
ARG-328	253.2	4.1	D4361	00259	0.5 / 0.1 a 11.0	2.00	33,2	17,6	5,2	0,4		0,8	2,4				30,4		2,8	33,2	6,4	0,8
ARG-328	253.85	4.1	D4362	00260	0.5 / 0.1 a 6.0	1.00	34	18,4	2	1,2		0,8	10,4				18	2,8	5,2	28	6,4	0,8
ARG-328	254.2	7.3	D4363	00261	0.25 / 0.1 a 0.8	0.50	27,6	18,4		1,2		0,8	1,2			0,4	9,2	2,8	24,4	36,4	12,8	1,2
ARG-328	258.9	4.3	D4371	00263	0.5 / 0.1 a 1.8	1.00	41,8	20,4	0,4			0,8	22				4		9,2	13,2	1,2	0,4
ARG-328	258.75	4.3	D4372	00265	0.3 / 0.1 a 2.0	1.00	33,2	17,2	0,8	1,6		0,4	1,6				10	1,2	24	35,2	9,6	0,4
ARG-328	269.7	7.3	D4381	00268	0.35 / 0.1 a 0.8	1.00	34,8	23,2	0,8	0,4			28,4				5,8	2,8	4	12,4	1,8	0,4

APÊNDICE A

ANÁLISE GRANULOMÉTRICA										
POÇO	PROF.	LITOF.	%AREIA	%SILTE	%ARGILA	Phi MÉDIO	AREIA	SEL.	SELEÇÃO	%CaCO3
	(m)	CENPES								
PHRF-1	5.25	7	91.2	4.67	1.00	1.28	MÉDIA	1.59	POBRE	0
PHRF-1	7.50	3	93.59	2.67	0.37	0.98	GROSSA	1.33	POBRE	0.5
PHRF-1	7.80	7	89.28	9.44	1.22	2.23	FINA	1.61	POBRE	0.5
PHRF-1	10.50	8	75.33	17.55	7.11	3.73	MUITO FINA	1.94	POBRE	0.5
PHRF-1	10.80	9	73.13	21.96	4.81	3.82	MUITO FINA	1.77	POBRE	0.5
PHRF-12	2.45	4	94.14	1.45	1.12	.83	GROSSA	1.33	POBRE	0.5
PHRF-12	4.65	4	96.67	1.73	0.91	.84	GROSSA	1.28	POBRE	1
PHRF-12	6.60	4	95.01	3.49	.28	1.0	GROSSA	1.32	POBRE	0
PHRF-12	12.75	7	83.43	13.71	2.42	2.58	FINA	1.98	POBRE	0.5
PHRF-12	13.35	2	84.16	13.17	2.6	2.83	FINA	1.78	POBRE	0.5
PHRF-12	17.80	4	65.27	31.13	1.89	3.32	MUITO FINA	2.22	MUITO POBRE	3.0
PHRF-12	18.75	7	70.53	26.82	2.65	3.23	MUITO FINA	2.15	MUITO POBRE	2
ARG-40	236.7	8ac	79.93	19.29	.79	3.39	MUITO FINA	1.42	POBRE	4.5
ARG-40	241.20	8ac								
ARG-40	244.4	7c	84.04	14.03	1.93	2.85	FINA	1.63	POBRE	16.5
ARG-40	248.5	7c	89.62	9.68	.7	1.92	SILTE FINO	1.65	POBRE	26
ARG-40	248.8	4c	85.36	2.3	1.07	.53	GROSSA	1.57	POBRE	23.5
ARG-40	254.1	4c	83.3	13.4	2.73	2.47	FINA	2.01	MUITO POBRE	18.5
ARG-40	258.7	7a	81.36	15.57	3.07	2.89	FINA	1.89	POBRE	5
ARG-40	263.7	3	80.39	16.49	1.68	2.58	FINA	1.98	POBRE	1
ARG-40	270.2	7c	81.58	14.21	2.62	2.75	FINA	1.87	POBRE	.5
ARG-40	270.6	7c	90.27	7.3	1.77	1.77	FINA	1.77	POBRE	22
ARG-40	272.7	4c								
ARG-40	276.2	8ac	78.11	15.46	6.44	3.47	MUITO FINA	1.97	POBRE	11.5
ARG-326	238.75	8								
ARG-326	248.5	7c	81.03	15.05	3.92	2.99	FINA	1.89	POBRE	13.5
ARG-326	249.85	5	84.02	12.15	3.84	2.75	FINA	1.87	POBRE	6.5
ARG-326	253.2	4a								
ARG-326	253.85	4a								
ARG-326	254.2	7c	78.39	17.46	4.1	3.19	MUITO FINA	1.91	POBRE	3
ARG-326	258.9	4c	83.2	13.57	2.81	2.45	FINA	2.06	MUITO POBRE	16
ARG-326	259.75	4c								
ARG-326	269.7	7c								

Tabela A.3 - Resultados das análises sedimentológicas - análise granulométrica.

PETROBRÁS/CENPES
DIGER/SEGEX
LABORATÓRIO DE DIFRATOMETRIA DE RAIOS-X

Mineralogia Total

POÇO	PROF.#	ARG	QTZ	KFD	CAL
9-PHRF-1-RN	5,25	5	85	10	
9-PHRF-1-RN	7,5	TR	95	5	
9-PHRF-1-RN	7,8	5	55	40	
9-PHRF-1-RN	10,5	15	45	40	
9-PHRF-1-RN	10,8	20	60	20	
9-PHRF-12-RN	2,45	5	70	25	
9-PHRF-12-RN	4,65	5	80	15	
9-PHRF-12-RN	6,6	5	85	10	
9-PHRF-12-RN	12,75	15	60	25	
9-PHRF-12-RN	13,35	15	60	25	
9-PHRF-12-RN	17,8	20	50	30	
9-PHRF-12-RN	18,75	15	70	15	
7-ARG-40-RN	236,7	15	30	50	5
7-ARG-40-RN	241,2	20	30	45	5
7-ARG-40-RN	244,4	10	25	50	15
7-ARG-40-RN	248,5	TR	40	40	20
7-ARG-40-RN	248,8		35	30	35
7-ARG-40-RN	254,1	10	40	30	20
7-ARG-40-RN	258,7	10	45	40	5
7-ARG-40-RN	263,7	10	55	35	
7-ARG-40-RN	270,2	15	55	30	
7-ARG-40-RN	270,6	5	65	20	10
7-ARG-40-RN	272,7	TR	60	25	15
7-ARG-40-RN	276,2	15	40	30	15
7-ARG-326-RN	238,75	5	40	40	15
7-ARG-326-RN	248,5	5	50	25	20
7-ARG-326-RN	249,85	10	50	35	5
7-ARG-326-RN	253,2	15	55	25	5
7-ARG-326-RN	253,85	5	60	30	5
7-ARG-326-RN	254,2	15	45	40	
7-ARG-326-RN	258,9	5	50	20	25
7-ARG-326-RN	259,75	10	50	40	
7-ARG-326-RN	269,7	TR	35	55	10

Tabela A.4 - Resultados obtidos para mineralogia total.

APÊNDICE A

PETROBRÁS/CENPES DIGER/SEGEX LABORATÓRIO DE DIFRATOMETRIA DE RAIOS-X

Mineralogia de Argilas

POÇO	PROF.#	CAU	ILI	I/S	% I - I/S ORD	% I - I/S IRR	OBS
9-PHRF-1-RN	5,25	45%	5%	50%	>70%	55-65%	I/S irregular predominante
9-PHRF-1-RN	7,5	50%	10%	40%	>70%	55-65%	
9-PHRF-1-RN	7,8	5%	15%	80%	TR	40-45%	
9-PHRF-1-RN	10,5	5%		95%		10-15%	
9-PHRF-1-RN	10,8	10%		90%	TR	30-35%	
9-PHRF-12-RN	2,45	10%		90%	TR	30-35%	
9-PHRF-12-RN	4,65	5%	10%	85%	TR	35-40%	
9-PHRF-12-RN	6,6	10%	5%	85%	TR	30-35%	
9-PHRF-12-RN	12,75	10%	5%	85%	TR	30-35%	
9-PHRF-12-RN	13,35	35%	5%	60%	TR	30-35%	
9-PHRF-12-RN	17,8	5%	10%	85%	TR	40-45%	
9-PHRF-12-RN	18,75	10%	10%	80%	TR	35-40%	
7-ARG-40-RN	236,7	5%	5%	90%		25-35%	
7-ARG-40-RN	241,2	20%	5%	75%	TR	40-45%	
7-ARG-40-RN	244,4	15%		85%	TR	35-40%	
7-ARG-40-RN	248,5	35%		65%	30-35%	50-55%	
7-ARG-40-RN	248,8	60%		40%	TR	35-40%	
7-ARG-40-RN	254,1	35%		65%	30-35%	50-55%	
7-ARG-40-RN	258,7	25%		75%	30-35%	45-50%	
7-ARG-40-RN	263,7	20%		80%	65-75%		
7-ARG-40-RN	270,2	25%		75%	40-50%		
7-ARG-40-RN	270,6	60%	10%	30%	30-35%		
7-ARG-40-RN	272,7	50%	5%	45%	30-35%		
7-ARG-40-RN	276,2	20%		80%	30-40%	35-60%	
7-ARG-326-RN	238,75	25%		75%		35-40%	
7-ARG-326-RN	248,5	35%		65%	>80%	55-65%	
7-ARG-326-RN	249,85	20%		80%	30-35%	35-40%	
7-ARG-326-RN	253,2	5%	15%	80%	>65%		
7-ARG-326-RN	253,85	15%	20%	65%	>60%		
7-ARG-326-RN	254,2	30%		70%	35-40%	40-45%	
7-ARG-326-RN	258,9	20%	5%	75%	35-40%		
7-ARG-326-RN	259,75	45%	5%	50%	40-45%	50-60%	I/S irreg. predominante.
7-ARG-326-RN	269,7	15%	20%	65%		55-65%	

LEGENDA:

CAU=CAULINITA

ILI = ILITA

I/S = INTERESTRATIFICADO ILITA-ESMECTITA

I/S ORD = I/S DO TIPO ORDENADO

I/S IRR = I/S DO TIPO IRREGULAR

Tabela A.5 - Resultados obtidos para mineralogia das argilas.

APÊNDICE A

POCO	PROF. CORRIG. (PERFIL) (m)	AMOSTRA	LITOLOGIA CENPES	POROSIDADE (%)	PERMEABILIDADE (mD)	DENSIDADE (σ/cm^3)
PHRF1	5,20	L0985H	7	23,4	290,00	2,62
PHRF1	5,20	L0985V	7	24,8	290,00	2,62
PHRF1	6,80	L0988V	3	23,7	1700,00	2,62
PHRF1	7,20	L0989V	7	22,7	330,00	2,61
PHRF1	9,60	L0991H	8	22,8	21,00	2,61
PHRF1	10,00	L0992H	9	20,8	9,70	2,63
PHRF1	10,00	L0992V	9	21,8	15,00	2,61
PHRF12	3,60	L0945H	4	23,6	310,00	2,62
PHRF12	3,60	L0945V	4	26,9	5300,00	2,60
PHRF12	6,00	L0952V	4	24,1	750,00	2,65
PHRF12	8,00	L0957H	4	25,3	3600,00	2,61
PHRF12	8,00	L0957V	4	24,9	1250,00	2,62
PHRF12	14,80	L0963H	7	24,6	68,00	2,66
PHRF12	15,20	L0965H	2	25,7	139,00	2,62
PHRF12	15,20	L0965V	2	29,2	360,00	2,71
PHRF12	19,20	L0966H	4	17,1	15,40	2,65
PHRF12	20,20	L0967H	7	19,1	7,10	2,67
ARG40	235,40	A1193H	8,13	17,5	4,26	2,64
ARG40	235,40	A1193V	8,13	17,8	5,77	2,64
ARG40	239,80	A1197H	8,13	18,3	4,26	2,73
ARG40	243,00	A1199H	7,3	15,6	10,08	2,68
ARG40	243,00	A1199V	7,3	14,4	8,67	2,68
ARG40	247,20	A1202H	7,3	5,0	1,00	2,62
ARG40	247,20	A1202V	7,3	2,7	0,13	2,62
ARG40	247,40	A1203H	4,3	9,9	250,23	2,62
ARG40	247,40	A1203V	4,3	9,2	16,85	2,63
ARG40	254,80	A1208H	4,3	11,1	2,69	2,67
ARG40	254,80	A1208V	4,3	7,7	0,54	2,65
ARG40	258,70	A1211V	7,1	22,0	228,00	2,51
ARG40	270,80	A1219H	7,3	13,0	7,24	2,73
ARG40	270,80	A1219V	7,3	16,4	20,11	2,70
ARG40	271,20	A1220H	7,3	6,4	1,00	2,65
ARG40	271,20	A1220V	7,3	3,8	0,13	2,65
ARG40	276,80	A1225H	8,13	13,5	4,26	2,69
ARG40	276,80	A1225V	8,13	13,7	0,82	2,70
ARG326	237,80	D4332H	8	12,9	0,90	2,60
ARG326	249,90	D4348H	7,3	10,8	1,50	2,62
ARG326	249,90	D4348V	7,3	12,5	0,60	2,62
ARG326	254,65	D4361H	4,1	15,7	11,80	2,64
ARG326	254,65	D4362H	4,1	16,7	15,60	2,64
ARG326	255,70	D4363H	7,3	19,8	5,20	2,61
ARG326	255,70	D4363V	7,3	19,8	5,60	2,60
ARG326	259,55	D4371H	4,3	8,5	0,50	2,62
ARG326	260,50	D4372H	4,3	18,6	12,80	2,62
ARG326	272,40	D4381H	7,3	8,5	1,10	2,67

Tabela A.6 - Valores de porosidade, permeabilidade e densidade medidos em laboratório.

APÊNDICE A

POCO	PHRF1		PHRF12		PHRF12		PHRF12	
AMOSTRA	L0989V		L0945V		L0957V		L0966H	
PROF(m)	7,2		3,6		8		19,2	
PERFIL (CORRIG)								
LITOLOGIA	7		4		4		4	
CENPES								
CIM.TOT.(%)	5,2		1,2		0		1,6	
ARG.TOT.(%)	20		11,6		13,6		51,8	
P.CONF. (Psi)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)
I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V
500	22,50	223,00	24,70	4926,00	13,80	1046,00	15,00	3,62
1000	22,10	211,60	24,60	4209,00	12,70	1011,00	14,60	2,07
1500	21,80	202,60	24,40	4035,00	12,20	949,20	14,30	1,55
2000	21,60	195,70	24,40	3797,00	11,80	921,30	13,80	1,27
3000	21,20	181,30	24,00	3518,00	11,20	875,70	13,00	0,80
3000	21,20	181,30	24,00	3518,00	11,20	875,70	13,00	0,80
2000	21,40	190,00	24,40	3777,00	11,60	895,60	13,40	0,91
1500	21,50	195,20	24,70	3938,00	11,60	945,10	13,60	1,04
1000	21,80	203,70	24,50	3990,00	11,80	960,80	13,80	1,20
500	23,10	214,60	24,70	4914,00	11,70	1044,00	13,40	1,81

POCO	ARG40		ARG40		ARG40		ARG326	
AMOSTRA	A1197H		A1199H		A1202V		D4348H	
PROF(m)	239,8		243		247,2		249,9	
PERFIL (CORRIG)								
LITOLOGIA	8,13		7,3		7,3		7,3	
CENPES								
CIM.TOT.(%)	4		7,4		29,2		23,6	
ARG.TOT.(%)	27,6		33,6		2		15,2	
P.CONF. (Psi)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)	PHI(%)	K(mD)
I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V	UM.CONT I/V
500	15,10	1,12	4,70	7,12	11,10	<0,1	28,70	1,00
1000	14,40	0,85	4,30	6,31	10,90	<0,1	28,40	0,68
1500	14,30	0,66	3,90	5,87	10,80	<0,1	28,20	0,61
2000	14,30	0,55	3,50	5,56	10,70	<0,1	28,00	0,57
3000	13,90	0,37	3,10	5,00	10,60	<0,1	27,50	0,50
3000	13,90	0,37	3,10	5,00	10,60	<0,1	27,50	0,50
2000	13,90	0,44	3,10	5,32	10,60	<0,1	27,90	0,51
1500	13,90	0,50	3,90	5,52	10,60	<0,1	28,10	0,58
1000	13,90	0,57	4,10	5,88	10,70	<0,1	28,70	0,61
500	14,10	0,72	4,60	6,46	10,90	<0,1	28,70	0,69

Tabela A.7 - Valores de variação de porosidade e variação de permeabilidade com pressão medidos para algumas amostras selecionadas.

APÊNDICE A

POÇO 9-PHRF-1-RN

AMOSTRA LO985H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2850	1780	1,60	0,18
1500	2673	1756	1,52	0,12
1000	2608	1717	1,52	0,12
500	2490	1640	1,52	0,12
380	2455	1625	1,51	0,11
14,7	2300	1535	1,50	0,10

AMOSTRA LO992H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2390	1500	1,59	0,18
5000	2363	1494	1,58	0,17
4000	2340	1449	1,61	0,19
3000	2242	1411	1,59	0,17
2000	2112	1357	1,56	0,15
1000	1871	1235	1,51	0,11
500	1730	1150	1,50	0,10
380	1710	1140	1,50	0,10
14,7	1610	1080	1,49	0,09

AMOSTRA LO985V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3100	1800	1,72	0,25
1500	2843	1794	1,58	0,17
1000	2761	1752	1,58	0,16
500	2623	1682	1,56	0,15
380	2570	1650	1,56	0,15
14,7	2360	1570	1,50	0,10

AMOSTRA LO992V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2280	1400	1,63	0,20
5000	2265	1421	1,59	0,18
4000	2221	1395	1,59	0,17
3000	2115	1354	1,56	0,15
2000	1963	1286	1,53	0,12
1000	1770	1170	1,51	0,11
500	1625	1100	1,48	0,08
380	1610	1080	1,49	0,09
14,7	1580	1050	1,50	0,10

AMOSTRA LO988V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3300	1850	1,78	0,27
1500	3203	1781	1,80	0,28
1000	3168	1759	1,80	0,28
500	3093	1708	1,81	0,28
380	3070	1685	1,82	0,28
14,7	2950	1620	1,82	0,28

AMOSTRA LO989V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2600	1585	1,65	0,21
5000	2613	1588	1,65	0,21
4000	2545	1554	1,64	0,20
3000	2474	1506	1,64	0,21
2000	2363	1440	1,64	0,20
1500	2281	1390	1,64	0,20
1000	2164	1328	1,63	0,20
500	1971	1240	1,59	0,17
380	1930	1220	1,58	0,17
14,7	1770	1150	1,54	0,13

AMOSTRA LO991H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2350	1500	1,57	0,16
5000	2364	1500	1,58	0,16
4000	2320	1481	1,57	0,16
3000	2197	1431	1,54	0,13
2000	2087	1376	1,52	0,12
1000	1885	1260	1,50	0,10
500	1790	1190	1,50	0,10
380	1765	1180	1,50	0,10
14,7	1680	1120	1,50	0,10

Tabela A.8 - Valores de velocidade medidos para as amostras do poço PHRF-1 (amostras secas).

APÊNDICE A

POÇO 9-PHRF-12-RN

AMOSTRA LO945H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2710	1650	1,64	0,21
5000	2708	1644	1,65	0,21
4000	2661	1604	1,66	0,21
3000	2601	1571	1,66	0,21
2000	2529	1560	1,62	0,19
1000	2348	1480	1,59	0,17
500	2250	1440	1,56	0,15
380	2225	1430	1,56	0,15
14,7	2160	1390	1,55	0,15

AMOSTRA LO963H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2300	1300	1,77	0,27
1500	2174	1238	1,76	0,26
1000	2083	1187	1,75	0,26
500	1887	1091	1,73	0,25
380	1825	1060	1,72	0,25
14,7	1622	952	1,70	0,24

AMOSTRA LO945V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2850	1700	1,68	0,22
5000	2849	1715	1,66	0,22
4000	2798	1690	1,66	0,21
3000	2701	1666	1,62	0,19
2000	2539	1628	1,56	0,15
1000	2325	1530	1,52	0,12
500	2230	1480	1,51	0,11
380	2210	1475	1,50	0,10
14,7	2145	1440	1,49	0,09

AMOSTRA LO965H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2650	1510	1,75	0,26
5000	2628	1485	1,77	0,27
4000	2548	1440	1,77	0,27
3000	2344	1371	1,71	0,24
2000	2220	1305	1,70	0,24
1500	2104	1242	1,69	0,23
1000	2038	1191	1,71	0,24
500	1802	1078	1,67	0,22
380	1755	1050	1,67	0,22
14,7	1625	960	1,69	0,23

AMOSTRA LO952V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3035	1830	1,66	0,21
5000	3033	1827	1,66	0,22
4000	2995	1799	1,66	0,22
3000	2922	1760	1,66	0,22
2000	2820	1710	1,65	0,21
1000	2649	1624	1,63	0,20
500	2545	1565	1,63	0,20
380	2500	1550	1,61	0,19
14,7	2420	1500	1,61	0,19

AMOSTRA LO965V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2850	1510	1,89	0,30
5000	2839	1509	1,88	0,30
4000	2748	1462	1,88	0,30
3000	2646	1396	1,90	0,31
2000	2450	1330	1,84	0,29
1000	2240	1229	1,82	0,28
500	2066	1100	1,88	0,30
380	2015	1070	1,88	0,30
14,7	1850	990	1,87	0,30

AMOSTRA LO957-H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3000	1910	1,57	0,16
5000	2997	1907	1,57	0,16
4000	2950	1870	1,58	0,16
3000	2867	1844	1,55	0,15
2000	2779	1789	1,55	0,15
1500	2667	1739	1,53	0,13
1000	2563	1684	1,52	0,12
500	2392	1597	1,50	0,10
380	2370	1570	1,51	0,11
14,7	2240	1510	1,48	0,08

AMOSTRA LO966H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2250	1250	1,80	0,28
1500	2115	1180	1,79	0,27
1000	2038	1146	1,78	0,27
500	1842	1057	1,74	0,25
380	1790	1050	1,70	0,24
14,7	1605	930	1,73	0,25

AMOSTRA LO957V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3035	1780	1,71	0,24
5000	3034	1753	1,73	0,25
4000	2994	1727	1,73	0,25
3000	2922	1708	1,71	0,24
2000	2778	1671	1,66	0,22
1000	2562	1596	1,61	0,18
500	2420	1530	1,58	0,17
380	2370	1510	1,57	0,16
14,7	2240	1455	1,54	0,14

AMOSTRA LO967H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2620	1580	1,66	0,21
5000	2617	1574	1,66	0,22
4000	2562	1530	1,68	0,22
3000	2435	1461	1,67	0,22
2000	2285	1358	1,68	0,23
1500	2065	1291	1,60	0,18
1000	1925	1211	1,59	0,17
500	1728	1125	1,54	0,13
380	1690	1100	1,54	0,13
14,7	1525	1020	1,50	0,10

Tabela A.9 - Valores de velocidade medidos para os plugues do poço PHRF-12 (amostras secas).

APÊNDICE A

POÇO 7-ARG-40-RN

AMOSTRA A1193H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2270	1345	1,69	0,23
3000	2234	1343	1,66	0,22
2000	2106	1285	1,64	0,20
1500	2005	1254	1,60	0,18
1000	1856	1213	1,53	0,13
500	1700	1130	1,50	0,10
380	1650	1115	1,48	0,08
14.7	1545	1040	1,49	0,09

AMOSTRA A1202H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4810	3000	1,60	0,18
3000	4805	2972	1,62	0,19
2000	4732	2944	1,61	0,18
1500	4662	2930	1,59	0,17
1000	4440	2889	1,54	0,13
500	4194	2800	1,50	0,10
380	4100	2750	1,49	0,09
14.7	3850	2625	1,47	0,07

AMOSTRA A1193V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2250	1345	1,67	0,22
3000	2180	1341	1,63	0,20
2000	2086	1286	1,62	0,19
1500	1981	1255	1,58	0,16
1000	1858	1198	1,55	0,14
500	1710	1140	1,50	0,10
380	1660	1130	1,47	0,07
14.7	1570	1060	1,48	0,08

AMOSTRA A1202V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	5250	2750	1,91	0,31
3000	5118	2750	1,86	0,30
2000	5056	2714	1,86	0,30
1500	4976	2700	1,84	0,29
1000	4768	2691	1,77	0,27
500	4415	2645	1,67	0,22
380	4300	2600	1,65	0,21
14.7	4000	2520	1,59	0,17

AMOSTRA A1197H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2500	1350	1,85	0,29
3000	2464	1360	1,81	0,28
2000	2327	1277	1,82	0,28
1500	2166	1239	1,75	0,26
1000	2059	1192	1,73	0,25
500	1794	1119	1,60	0,18
380	1720	1080	1,59	0,17
14.7	1500	1010	1,49	0,09

AMOSTRA A1203H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4010	2450	1,64	0,20
3000	4002	2446	1,64	0,20
2000	3951	2372	1,67	0,22
1500	3854	2354	1,64	0,20
1000	3695	2253	1,64	0,20
500	3340	2116	1,58	0,16
380	3225	2065	1,56	0,15
14.7	2920	1950	1,50	0,10

AMOSTRA A1199H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3000	1750	1,71	0,24
3000	2923	1737	1,68	0,23
2000	2805	1646	1,70	0,24
1500	2726	1604	1,70	0,24
1000	2596	1507	1,72	0,25
500	2344	1438	1,63	0,20
380	2270	1400	1,62	0,19
14.7	2170	1335	1,63	0,20

AMOSTRA A1203V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4150	2500	1,66	0,22
3000	4125	2449	1,68	0,23
2000	4058	2357	1,72	0,25
1500	3870	2231	1,73	0,25
1000	3699	2155	1,72	0,24
500	3224	1969	1,64	0,20
380	3110	1910	1,63	0,20
14.7	2750	1775	1,55	0,14

AMOSTRA A1199V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3020	1750	1,73	0,25
3000	3016	1743	1,73	0,25
2000	2945	1696	1,74	0,25
1500	2864	1664	1,72	0,25
1000	2751	1564	1,76	0,26
500	2518	1483	1,70	0,23
380	2440	1400	1,74	0,25
14.7	2225	1335	1,67	0,22

AMOSTRA A1208H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4100	2250	1,82	0,28
3000	4100	2223	1,84	0,29
2000	3956	2177	1,82	0,28
1500	3858	2111	1,83	0,29
1000	3635	2069	1,76	0,26
500	3274	1953	1,68	0,22
380	3175	1915	1,66	0,21
14.7	2900	1825	1,59	0,17

Tabela A.10 - Valores de velocidade medidos no para os plugues do poço ARG-40 (amostras secas) (continua).

APÊNDICE A

POÇO 7-ARG-40-RN

AMOSTRA A1208V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3700	2300	1,61	0,19
3000	3656	2288	1,60	0,18
2000	3593	2185	1,64	0,21
1500	3513	2104	1,67	0,22
1000	3398	2042	1,66	0,22
500	3070	1966	1,56	0,15
380	3000	1935	1,55	0,14
14.7	2780	1840	1,51	0,11

AMOSTRA A1220V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4400	2700	1,63	0,20
3000	4309	2668	1,62	0,19
2000	4166	2613	1,59	0,18
1500	3956	2538	1,56	0,15
1000	3754	2469	1,52	0,12
500	3410	2272	1,50	0,10
380	3300	2215	1,49	0,09
14.7	3050	2040	1,50	0,10

AMOSTRA A1211V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3750	1750	2,14	0,36
3000	3675	1695	2,17	0,36
2000	3579	1597	2,24	0,38
1500	3385	1432	2,36	0,39
1000	2900	1312	2,21	0,37
500	2550	1234	2,07	0,35
380	2450	1190	2,06	0,35
14.7	2200	1120	1,96	0,33

AMOSTRA A1225H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3550	1960	1,81	0,28
3000	3513	1959	1,79	0,27
2000	3436	1906	1,80	0,28
1500	3326	1872	1,78	0,27
1000	3240	1807	1,79	0,27
500	3022	1725	1,75	0,26
380	2945	1680	1,75	0,26
14.7	2750	1600	1,72	0,24

AMOSTRA A1219H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2850	1830	1,56	0,15
3000	2780	1742	1,60	0,18
2000	2662	1685	1,58	0,17
1500	2533	1593	1,59	0,17
1000	2344	1498	1,56	0,15
500	2087	1353	1,54	0,14
380	2000	1300	1,54	0,13
14.7	1730	1160	1,49	0,09

AMOSTRA A1225V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3450	1885	1,83	0,29
3000	3398	1866	1,82	0,28
2000	3224	1839	1,75	0,26
1500	3104	1812	1,71	0,24
1000	2958	1737	1,70	0,24
500	2646	1646	1,61	0,18
380	2540	1600	1,59	0,17
14.7	2300	1520	1,51	0,11

AMOSTRA A1219V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3300	1850	1,78	0,27
3000	3211	1845	1,74	0,25
2000	3054	1687	1,81	0,28
1500	2911	1628	1,79	0,27
1000	2608	1557	1,68	0,22
500	2234	1441	1,55	0,14
380	2150	1400	1,54	0,13
14.7	1860	1260	1,48	0,08

AMOSTRA A1220H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	4300	2600	1,65	0,21
3000	4222	2559	1,65	0,21
2000	4085	2478	1,65	0,21
1500	4006	2440	1,64	0,21
1000	3835	2331	1,65	0,21
500	3552	2192	1,62	0,19
380	3450	2150	1,60	0,18
14.7	3250	2050	1,59	0,17

Tabela A.10 (continuação)- Valores de velocidade medidos no para os plugues do poço ARG-40 (amostras secas).

POÇO 7-ARG-326-RN									
AMOSTRA D4332H					AMOSTRA D4363H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON	P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3400	2170	1,57	0,16	5800	2530	1445	1,75	0,26
5000	3399	2166	1,57	0,16	5000	2525	1444	1,75	0,26
4000	3336	2115	1,58	0,16	4000	2454	1414	1,74	0,25
3000	3233	2046	1,58	0,17	3000	2369	1376	1,72	0,25
2000	3044	1939	1,57	0,16	2000	2251	1324	1,70	0,24
1500	2944	1878	1,57	0,16	1500	2181	1279	1,70	0,24
1000	2775	1763	1,57	0,16	1000	2069	1233	1,68	0,22
500	2629	1600	1,64	0,21	500	1866	1150	1,62	0,19
380	2580	1560	1,65	0,21	380	1800	1130	1,59	0,17
14,7	2450	1430	1,71	0,24	14,7	1600	1045	1,53	0,13
AMOSTRA D4348H					AMOSTRA D4363V				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON	P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3530	2010	1,76	0,26	5800	2345	1250	1,88	0,30
5000	3526	2010	1,75	0,26	5000	2340	1247	1,88	0,30
4000	3450	1978	1,74	0,26	4000	2280	1230	1,85	0,29
3000	3357	1937	1,73	0,25	3000	2214	1200	1,85	0,29
2000	3240	1882	1,72	0,25	2000	2113	1161	1,82	0,28
1500	3105	1823	1,70	0,24	1500	2031	1114	1,82	0,29
1000	2965	1752	1,69	0,23	1000	1907	1069	1,78	0,27
500	2624	1657	1,58	0,17	500	1707	991	1,72	0,25
380	2500	1625	1,54	0,13	380	1650	960	1,72	0,24
14,7	2200	1550	1,42	0,01	14,7	1475	880	1,68	0,22
AMOSTRA D4348V					AMOSTRA D4371H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON	P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3400	2170	1,57	0,16	5800	3635	2330	1,56	0,15
5000	3399	2166	1,57	0,16	5000	3632	2329	1,56	0,15
4000	3336	2115	1,58	0,16	4000	3619	2307	1,57	0,16
3000	3233	2046	1,58	0,17	3000	3530	2251	1,57	0,16
2000	3044	1939	1,57	0,16	2000	3387	2140	1,58	0,17
1500	2944	1878	1,57	0,16	1500	3224	1986	1,62	0,19
1000	2775	1763	1,57	0,16	1000	3076	1893	1,63	0,20
500	2629	1600	1,64	0,21	500	2940	1784	1,65	0,21
380	2575	1545	1,67	0,22	380	2895	1750	1,65	0,21
14,7	2450	1425	1,72	0,24	14,7	2760	1665	1,66	0,21
AMOSTRA D4361H					AMOSTRA D4372H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON	P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	2880	1625	1,77	0,27	5800	2970	1265	2,35	0,39
5000	2877	1620	1,78	0,27	5000	2968	1262	2,35	0,39
4000	2780	1560	1,78	0,27	4000	2906	1251	2,32	0,39
3000	2677	1500	1,78	0,27	3000	2797	1227	2,28	0,38
2000	2491	1406	1,77	0,27	2000	2663	1185	2,25	0,38
1500	2350	1329	1,77	0,26	1500	2531	1145	2,21	0,37
1000	2202	1183	1,86	0,30	1000	2380	1081	2,20	0,37
500	1860	1088	1,71	0,24	500	2140	1036	2,07	0,35
380	1750	1055	1,66	0,21	380	2060	1015	2,03	0,34
14,7	1475	950	1,55	0,15	14,7	1800	960	1,88	0,30
AMOSTRA D4362H					AMOSTRA D4381H				
P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON	P (Psi)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	POISSON
5800	3170	1920	1,65	0,21	5800	3825	2290	1,67	0,22
5000	3164	1917	1,65	0,21	5000	3820	2285	1,67	0,22
4000	3088	1882	1,64	0,20	4000	3762	2248	1,67	0,22
3000	2998	1815	1,65	0,21	3000	3677	2213	1,66	0,22
2000	2833	1731	1,64	0,20	2000	3556	2178	1,63	0,20
1500	2713	1654	1,64	0,20	1500	3480	2117	1,64	0,21
1000	2545	1554	1,64	0,20	1000	3338	2072	1,61	0,19
500	2295	1409	1,63	0,20	500	3105	1965	1,58	0,17
380	2200	1370	1,61	0,18	380	3040	1940	1,57	0,16
14,7	1950	1245	1,57	0,16	14,7	2845	1860	1,53	0,13

Tabela A.11 - Valores de velocidade medidos para os plugues do poços ARG-326 (amostras secas).

APÊNDICE A

AMOSTRA A1202V					
P (Psi)	SECA		SATURADA		Vp
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	
500	0,56	1,80	0,38	2,63	3981
1000	0,62	1,62	0,57	1,76	4053
1500	0,74	1,34	0,67	1,48	4127
2000	0,84	1,18	0,78	1,29	4204
3000	1,00	1,00	0,94	1,07	4204

AMOSTRA 12303H					
P (Psi)	SECA		SATURADA		Vp
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	
500			0,26	3,81	3245
1000	0,25	3,94	0,26	3,84	3293
1500	0,29	3,44	0,30	3,35	3790
2000	0,39	2,54	0,33	3,03	3855
3000	0,40	2,49	0,38	2,61	3922

AMOSTRA A1208H					
P (Psi)	SECA		SATURADA		Vp
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	
500	0,28	3,54	0,12	8,60	3053
1000	0,27	3,68	0,20	4,91	3226
1500	0,00		0,26	3,90	3369
2000	0,31	3,19	0,34	2,96	3420
3000	0,36	2,81	0,35	2,90	3472

AMOSTRA A1211V					
P (Psi)	SECA		SATURADA		Vp
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	
500			0,05	19,40	2295
1000			0,06	18,05	2419
1500	0,11	8,80	0,06	17,43	2446
2000	0,10	10,15			2446
3000	0,12	8,23	0,09	11,30	2473

AMOSTRA A1219H		
P (Psi)	SECA	
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx
500	0,27	3,65
1000	0,48	2,08
1500	0,38	2,63
2000	0,57	1,74
3000	0,58	1,74

AMOSTRA A1220V					
P (Psi)	SECA		SATURADA		Vp
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	Qp/Qp máx	α p/ α p máx	
500	0,21	4,86	0,17	5,94	3502
1000	0,23	4,30	0,36	2,74	3673
1500	0,50	2,00	0,44	2,26	3796
2000	0,65	1,53	0,54	1,86	3928
3000	0,80	1,24	0,70	1,43	3997

AMOSTRA A1193V		
P (Psi)	SECA	
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx
500	0,40	2,52
1000	0,53	1,88
1500	0,56	1,78
2000	0,59	1,69
3000	0,61	1,64

AMOSTRA A1197H		
P (Psi)	SECA	
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx
500	0,34	2,95
1000	0,45	2,22
1500	0,51	1,97
2000	0,51	1,94
3000	0,63	1,60

AMOSTRA A1199H		
P (Psi)	SECA	
	Qp/Qp máx	α p/ α p máx
500		
1000		
1500	0,12	8,33
2000	0,15	6,69
3000	0,19	5,40

Tabela A.12 - Valores de atenuação de onda P medidos em plugues de rocha secos e saturados (amostras do poço ARG-40).

Previsão de Propriedades de Salmouras							
Dados de Entrada: Salinidade (ppm), Pressão e Temperatura							
ppm Sal	P MPa	T Celsius	ρ g/cc	V m/s	K GPa	η cP	
700	3,4	37	0,995	1530	2,329	0,408	
0	40,0	15,6	1,016	1531	2,381	0,909	

Previsão de Propriedades de Óleos												
Dados de Entrada: API, Pressão e Temperatura + G do Gás Saturante												
API	G gás	Óleo Morto				Óleo Vivo						
		ρ (g/cc)	P (MPa)	T (Celsius)	ρ (g/cc)	V (m/s)	Ks (GPa)	η (cP)	RGmáx (litros/l)	V (m/s)	ρ (g/cc)	Ks (GPa)
18	0,6	0,946	2,6	37	0,935	1462	1,996	202,918	6,08	1425	0,928	1,884

Tabela A.13 - Previsão de propriedades de salmouras e de óleos para modelagem por Biot.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot

Bulk Modulus dos Grãos:
Ks (GPa) = 38

Tortuosidade:
 $\alpha = 1,8$

Cálculo da Frequência Crítica (Biot)

Teoria de Biot: Parâmetros de Entrada

Dados do Fluido		Dados da Rocha		freq Crit. (Hz)
η (cP)	ρ (g/cc)	ϕ (%)	κ (mD)	
202,918	0,928	16,80	2,5	2329372187
202,918	0,928	16,80	2,7	2198016612
202,918	0,928	17,20	2,0	2978075576
202,918	0,928	15,70	9,7	563870275
202,918	0,928	14,60	8,0	635135217
202,918	0,928	7,10	0,9	2745485565
202,918	0,928	3,60	0,0	31321738725
202,918	0,928	12,50	478,1	9099019
202,918	0,928	11,70	29,6	137561682
202,918	0,928	11,60	2,1	1922392307
202,918	0,928	8,30	0,3	10316286302
202,918	0,928	22,40	228,0	34191370
202,918	0,928	14,90	9,0	576806176
202,918	0,928	18,80	19,7	332119938
202,918	0,928	7,00	0,7	3431176167
202,918	0,928	4,10	0,1	28537582349
202,918	0,928	13,10	3,0	1519684263
202,918	0,928	13,40	0,5	9922252296

Dados da Rocha Seca				Dados dos Fluidos Saturantes					
ρ (g/cc)	ϕ (%)	Vp 0 (m/s)	Vs 0 (m/s)	% Fluido 1	% Fluido 2	K1 (GPa)	$\rho 1$ (g/cc)	K2 (GPa)	$\rho 2$ (g/cc)
2,54	16,80	1650	1115	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,54	16,80	1660	1130	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,59	17,20	1720	1080	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	15,70	2270	1400	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	14,60	2440	1400	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	7,10	4100	2750	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	3,60	4300	2600	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	12,50	3225	2065	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,65	11,70	3110	1910	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,63	11,60	3175	1915	0	100	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	8,30	3000	1935	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,52	22,40	2975	1250	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,7	14,90	2000	1300	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,67	18,80	2150	1400	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,64	7,00	3450	2150	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,65	4,10	3300	2215	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,62	13,10	2945	1680	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983
2,63	13,40	2540	1600	0	100	2,325	0,994	1,759	0,983

Altas Frequências

Baixas Frequências

Aproximação de Geertsma-Smit

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ sat	Imp (P) (m.g/cc.s)
1097	2395	0,367	5435
1112	2403	0,364	5452
1063	2393	0,377	5514
1380	2762	0,334	6455
1381	2876	0,350	6775
2734	4339	0,171	10927
2592	4480	0,248	11550
2042	3514	0,245	8525
1891	3422	0,280	8379
1896	3465	0,287	8430
1921	3459	0,277	8655
1220	3073	0,406	6685
1282	2573	0,335	6289
1374	2585	0,303	6082
2137	3787	0,267	9559
2207	3915	0,267	10107
1659	3226	0,320	7760
1580	2973	0,303	7164

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ	Imp (P) (m.g/ccs)
1076	2469	0,383	5603
1090	2476	0,380	5619
1042	2463	0,391	5676
1356	2810	0,348	6569
1359	2917	0,361	6873
2714	4345	0,180	10942
2583	4485	0,252	11564
2015	3531	0,258	8566
1967	3443	0,292	8430
1872	3484	0,297	8475
1903	3484	0,287	8718
1185	3060	0,412	6658
1260	2626	0,350	6419
1344	2631	0,323	6189
2121	3802	0,274	9596
2198	3935	0,273	10159
1634	3244	0,330	7802
1556	3008	0,317	7247

Vp baixa	Vp alta	freq crítica	freq med	Vp
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748
3661	3695	97233	250000	3691
3703	3716	462824	250000	3706
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748

Tabela A.14 - Modelagem por Biot com 100% de óleo - poço ARG-40.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot

Bulk Modulus dos Grãos:
Ks (GPa) = 38

Tortuosidade:
 $\alpha \approx 1,8$

Cálculo da Frequência Crítica (Biot)

Teoria de Biot: Parâmetros de Entrada

Dados do Fluido		Dados da Rocha		freq. Crit. (Hz)
η (cP)	ρ (g/cc)	ϕ (%)	κ (mD)	
0,408	0,994	16,80	2,5	4372603
0,408	0,994	16,80	2,7	4126028
0,408	0,994	17,20	2,0	5590323
0,408	0,994	15,70	9,7	1058474
0,408	0,994	14,60	8,0	1192250
0,408	0,994	7,10	0,9	5153714
0,408	0,994	3,60	0,0	58795896
0,408	0,994	12,50	478,1	17080
0,408	0,994	11,70	29,6	258225
0,408	0,994	11,60	2,1	3608637
0,408	0,994	8,30	0,3	19365315
0,408	0,994	22,40	228,0	64183
0,408	0,994	14,90	9,0	1082757
0,408	0,994	18,80	19,7	623442
0,408	0,994	7,00	0,7	6440865
0,408	0,994	4,10	0,1	53569595
0,408	0,994	13,10	3,0	2852690
0,408	0,994	13,40	0,5	18825650

Dados da Rocha Seca				Dados dos Fluidos Saturantes					
ρ (g/cc)	ϕ (%)	Vp 0 (m/s)	Vs 0 (m/s)	% Fluido 1	% Fluido 2	K1 (GPa)	ρ_1 (g/cc)	K2 (GPa)	ρ_2 (g/cc)
2,54	16,80	1650	1115	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,54	16,80	1660	1130	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,59	17,20	1720	1080	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	15,70	2270	1400	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	14,60	2440	1400	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	7,10	4100	2750	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	3,60	4300	2600	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	12,50	3225	2065	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,65	11,70	3110	1910	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,63	11,60	3175	1915	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	8,30	3000	1935	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,52	22,40	2975	1250	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,7	14,90	2000	1300	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,67	18,80	2150	1400	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,64	7,00	3450	2150	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,65	4,10	3300	2215	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,62	13,10	2945	1680	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983
2,63	13,40	2540	1600	100	0	2,325	0,994	1,759	0,983

Altas Frequências

Baixas Frequências

Aproximação de Geertsma-Smit

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ sat	Imp (P) (m.g/cc.s)
1096	2508	0,382	5719
1111	2515	0,379	5736
1061	2499	0,390	5786
1378	2845	0,347	6680
1380	2951	0,360	6982
2733	4379	0,181	11048
2592	4507	0,253	11631
2041	3567	0,257	8684
1889	3478	0,291	8542
1894	3518	0,296	8585
1921	3554	0,294	8698
1220	3121	0,410	6798
1282	2702	0,355	6608
1374	2696	0,325	6352
2137	3860	0,279	9746
2207	4006	0,282	10345
1659	3302	0,331	7948
1580	3078	0,321	7419

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ	Imp (P) (m.g/ccs)
1073	2591	0,396	5909
1088	2598	0,394	5925
1039	2579	0,403	5970
1353	2902	0,361	6815
1356	3001	0,372	7099
2711	4388	0,191	11071
2582	4514	0,257	11649
2012	3590	0,271	8739
1864	3505	0,303	8608
1869	3543	0,307	8645
1903	3588	0,304	8682
1184	3124	0,416	6804
1260	2769	0,369	6772
1343	2759	0,345	6497
2120	3882	0,288	9802
2197	4031	0,289	10408
1634	3332	0,342	8019
1555	3125	0,335	7533

Vp baixa	Vp alta	freq critica	freq med	Vp
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748
3661	3695	97233	250000	3691
3703	3716	462824	250000	3706
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748

Tabela A.15 - Modelagem por Biot com 100% de água - poço ARG-40.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot

Bulk Modulus dos Grãos:
Ks (GPa) = 38

Tortuosidade:
 $\alpha = 1,8$

Cálculo da Frequência Crítica (Biot)

Teoria de Biot: Parâmetros de Entrada

Dados do Fluido		Dados da Rocha		freq. Crit. (Hz)
η (cP)	ρ (g/cc)	ϕ (%)	κ (mD)	
0,408	0,994	16,80	2,5	4372603
0,408	0,994	16,80	2,7	4126028
0,408	0,994	17,20	2,0	5590323
0,408	0,994	15,70	9,7	1058474
0,408	0,994	14,60	8,0	1192250
0,408	0,994	7,10	0,9	5153714
0,408	0,994	3,60	0,0	58795896
0,408	0,994	12,50	478,1	17080
0,408	0,994	11,70	29,6	258225
0,408	0,994	11,60	2,1	3608637
0,408	0,994	8,30	0,3	19365315
0,408	0,994	22,40	228,0	64183
0,408	0,994	14,90	9,0	1082757
0,408	0,994	18,80	19,7	623442
0,408	0,994	7,00	0,7	6440865
0,408	0,994	4,10	0,1	53569595
0,408	0,994	13,10	3,0	2852690
0,408	0,994	13,40	0,5	18625650
202,918	0,928	16,80	2,5	2329372187
202,918	0,928	16,80	2,7	2198016612
202,918	0,928	17,20	2,0	2978075576
202,918	0,928	15,70	9,7	563870275
202,918	0,928	14,60	8,0	635135217
202,918	0,928	7,10	0,9	2745485565
202,918	0,928	3,60	0,0	31321736725
202,918	0,928	12,50	478,1	9099019
202,918	0,928	11,70	29,6	137561682
202,918	0,928	11,60	2,1	1922392307
202,918	0,928	8,30	0,3	10316286302
202,918	0,928	22,40	228,0	34191370
202,918	0,928	14,90	9,0	578806176
202,918	0,928	18,80	19,7	332119938
202,918	0,928	7,00	0,7	3431176167
202,918	0,928	4,10	0,1	28537582349
202,918	0,928	13,10	3,0	1519884263
202,918	0,928	13,40	0,5	9922252296

Dados da Rocha Seca				Dados dos Fluidos Saturantes					
ρ (g/cc)	ϕ (%)	Vp 0 (m/s)	Vs 0 (m/s)	% Fluido 1	% Fluido 2	K1 (GPa)	ρ_1 (g/cc)	K2 (GPa)	ρ_2 (g/cc)
2,54	16,80	1650	1115	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,54	16,80	1660	1130	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,59	17,20	1720	1080	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	15,70	2270	1400	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	14,60	2440	1400	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	7,10	4100	2750	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	3,60	4300	2600	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	12,50	3225	2065	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,65	11,70	3110	1910	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,63	11,60	3175	1915	39	61	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	8,30	3000	1935	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,52	22,40	2975	1250	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,7	14,90	2000	1300	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,67	18,80	2150	1400	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,64	7,00	3450	2150	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,65	4,10	3300	2215	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,62	13,10	2945	1680	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983
2,63	13,40	2540	1600	39	61	2,325	0,994	1,759	0,983

Altas Frequências

Baixas Frequências

Aproximação de Geertsma-Smit

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ sat	Imp (P) (m.g/cc.s)
1097	2435	0,373	5537
1111	2443	0,369	5554
1062	2431	0,382	5611
1379	2791	0,338	6535
1381	2902	0,354	6849
2733	4353	0,175	10971
2592	4489	0,250	11579
2042	3533	0,249	8582
1890	3442	0,284	8437
1895	3484	0,290	8485
1921	3492	0,283	8740
1220	3089	0,408	6723
1282	2617	0,342	6399
1374	2623	0,311	6174
2137	3812	0,271	9624
2207	3948	0,273	10192
1659	3252	0,324	7824
1580	3009	0,310	7252

Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ	Imp (P) (m.g/ccs)
1075	2513	0,388	5713
1089	2520	0,385	5729
1041	2504	0,396	5781
1354	2843	0,353	6656
1358	2947	0,365	6953
2713	4360	0,184	10988
2583	4495	0,254	11594
2014	3552	0,263	8628
1866	3464	0,296	8493
1871	3504	0,301	8535
1903	3520	0,294	8810
1185	3081	0,413	6707
1260	2675	0,357	6541
1344	2674	0,331	6295
2120	3830	0,279	9668
2198	3969	0,279	10248
1634	3274	0,334	7876
1555	3048	0,324	7345

Vp baixa	Vp alta	freq critica	freq med	Vp
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748
3661	3695	97233	250000	3691
3703	3716	462824	250000	3706
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748

Tabela A.16 - Modelagem por Biot com 39% de água e 61% de óleo - poço ARG-40.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot

Bulk Modulus dos Grãos:
Ks (GPa) = 38

Tortuosidade:
 $\alpha = 1,8$

Cálculo da Frequência Crítica (Biot)

Dados do Fluido

η

(cP)

ρ

(g/cc)

Dados da Rocha

ϕ

(%)

κ

(mD)

freq Crít.

(Hz)

202,918

0,928

13,10

0,9

4902207301

202,918

0,928

10,30

1,1

3144384876

202,918

0,928

12,00

0,4

10440578908

202,918

0,928

15,20

11,6

456025286

202,918

0,928

15,90

14,7

376429035

202,918

0,928

19,10

5,0

1321504688

202,918

0,928

19,30

5,7

1170169413

202,918

0,928

8,50

0,5

5478091526

202,918

0,928

18,10

13,4

470085767

202,918

0,928

9,80

1,2

2772838675

Teoria de Biot: Parâmetros de Entrada

Dados da Rocha Seca

ρ

(g/cc)

ϕ

(%)

Vp 0

(m/s)

Vs 0

(m/s)

Dados dos Fluidos Saturantes

% Fluido 1

% Fluido 2

K1

(GPa)

ρ_1

(g/cc)

K2

(GPa)

ρ_2

(g/cc)

2,61

13,10

2580

1560

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,6

10,30

2500

1625

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,6

12,00

2575

1545

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,62

15,20

1750

1055

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,62

15,90

2200

1370

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,59

18,10

1800

1130

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,58

19,30

1650

960

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,61

8,50

2895

1750

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,6

18,10

2060

1015

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

2,64

9,80

3040

1940

0

100

2,325

0,994

1,884

0,928

Altas Frequências

Vs sat

(m/s)

Vp sat

(m/s)

σ

sat

Imp (P)

(m.g/cc.s)

1542

3023

0,324

7223

1610

3099

0,315

7523

1529

3050

0,332

7317

1040

2452

0,390

5793

1350

2710

0,335

6371

1109

2392

0,363

5436

942

2288

0,398

5174

1737

3374

0,320

8324

998

2522

0,407

5795

1924

3449

0,274

8527

Baixas Frequências

Vs sat

(m/s)

Vp sat

(m/s)

σ

Imp (P)

(m.g/ccs)

1520

3061

0,336

7314

1593

3141

0,327

7627

1509

3088

0,343

7410

1023

2519

0,401

5953

1326

2761

0,350

6491

1085

2459

0,379

5589

921

2361

0,410

5339

1722

3405

0,328

8399

977

2576

0,416

5918

1904

3476

0,286

8593

Aproximação de Geertsma-Smit

Vp baixa

Vp alta

freq critica

freq med

Vp

3613

3627

215403

250000

3621

3613

3627

215403

250000

3621

3613

3627

215403

250000

3621

3735

3756

195504

250000

3748

3735

3756

195504

250000

3748

3661

3695

97233

250000

3691

3703

3716

462824

250000

3706

3613

3627

215403

250000

3621

3613

3627

215403

250000

3621

3613

3627

215403

250000

3621

Tabela A.17 - Modelagem por Biot com 100% de óleo - poço ARG-326.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot

Bulk Modulus dos Grãos:
Ks (GPa) = 38

Tortuosidade:
α = 1,8

Cálculo da Frequência Crítica (Biot)

Dados do Fluido

η
(cP)

ρ
(g/cc)

Dados da Rocha

φ
(%)

κ
(mD)

freq Crít.
(Hz)

0,408	0,994	13,10	0,9	9202225
0,408	0,994	10,30	1,1	5902512
0,408	0,994	12,00	0,4	19598632
0,408	0,994	15,20	11,6	858032
0,408	0,994	15,90	14,7	706617
0,408	0,994	19,10	5,0	2480675
0,408	0,994	19,30	5,7	2196595
0,408	0,994	8,50	0,5	10283233
0,408	0,994	18,10	13,4	882426
0,408	0,994	9,80	1,2	5205057

Dados da Rocha Seca

ρ
(g/cc)

φ
(%)

Vp 0
(m/s)

Vs 0
(m/s)

% Fluido 1

% Fluido 2

K1
(GPa)

ρ1
(g/cc)

K2
(GPa)

ρ2
(g/cc)

2,61	13,10	2629	1600	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	10,30	2624	1657	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	12,00	2629	1600	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,62	15,20	1860	1088	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,62	15,90	2295	1409	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,59	19,10	1866	1150	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,58	19,30	1707	991	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,61	8,50	2940	1784	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,6	18,10	2140	1036	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928
2,64	9,80	3105	1965	100	0	2,325	0,994	1,884	0,928

Altas Frequências

Vs sat
(m/s)

Vp sat
(m/s)

σ
sat

Imp (P)
(m.g/cc.s)

Vs sat
(m/s)

Vp sat
(m/s)

σ

Imp (P)
(m.g/ccs)

1580	3131	0,329	7509	1556	3174	0,342	7613
1641	3243	0,328	7896	1622	3288	0,339	8005
1582	3167	0,334	7623	1560	3211	0,346	7729
1072	2607	0,398	6185	1053	2679	0,409	6356
1387	2848	0,345	6727	1361	2904	0,359	6858
1128	2523	0,375	5766	1101	2597	0,390	5935
971	2421	0,404	5505	948	2501	0,416	5688
1770	3475	0,325	8592	1753	3509	0,334	8677
1017	2647	0,413	6112	995	2706	0,422	6249
1947	3551	0,285	8802	1926	3581	0,296	8876

Aproximação de Geertsma-Smit

Vp baixa

Vp alta

freq crítica

freq med

Vp

4001	4000	388192	250000	4001
3735	3756	195504	250000	3748
3735	3756	195504	250000	3748
3661	3695	97233	250000	3691
3703	3716	462824	250000	3706
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621
3613	3627	215403	250000	3621

Tabela A.18 - Modelagem por Biot com 100% de água - poço ARG-326.

APÊNDICE A

Modelagem Petrofísica Segundo a Teoria de Biot				
Bulk Modulus dos Grãos: Ks (GPa) = 38 Tortuosidade: $\alpha = 1,8$				
Cálculo da Frequência Crítica (Biot)			Teoria de Biot: Parâmetros de Entrada	
Dados do Fluido		Dados da Rocha		freq. Crit. (Hz)
η (cP)	ρ (g/cc)	ϕ (%)	κ (mD)	
0,408	0,994	13,10	0,9	9202225
0,408	0,994	10,30	1,1	5902512
0,408	0,994	12,00	0,4	19598632
0,408	0,994	15,20	11,6	856032
0,408	0,994	15,90	14,7	706617
0,408	0,994	19,10	5,0	2480675
0,408	0,994	19,30	5,7	2196595
0,408	0,994	8,50	0,5	10283233
0,408	0,994	18,10	13,4	862426
0,408	0,994	9,80	1,2	5205057
202,918	0,928	13,10	0,9	4902207301
202,918	0,928	10,30	1,1	3144384876
202,918	0,928	12,00	0,4	10440578908
202,918	0,928	15,20	11,6	456025286
202,918	0,928	15,90	14,7	376429035
202,918	0,928	19,10	5,0	1321504686
202,918	0,928	19,30	5,7	1170169413
202,918	0,928	8,50	0,5	5476081526
202,918	0,928	18,10	13,4	470065767
202,918	0,928	9,80	1,2	2772636675
Dados da Rocha Seca		Dados dos Fluidos Saturantes		
ρ (g/cc)	ϕ (%)	Vp 0 (m/s)	Vs 0 (m/s)	
2,61	13,10	2580	1580	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,6	10,30	2500	1625	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,6	12,00	2575	1545	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,62	15,20	1750	1055	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,62	15,90	2200	1370	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,59	19,10	1800	1130	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,58	19,30	1850	980	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,61	8,50	2895	1750	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,6	18,10	2060	1015	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
2,64	9,80	3040	1940	39 61 2,325 0,994 1,884 0,928
Altas Frequências		Baixas Frequências		Aproximação de Geertsma-Smit
Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ sat	Imp (P) (m.g/cc.s)	Vp baixa Vp alta freq crítica freq med Vp
1541	3049	0,328	7296	3613 3627 215403 250000 3621
1610	3130	0,320	7608	3613 3627 215403 250000 3621
1528	3077	0,336	7392	3613 3627 215403 250000 3621
1040	2490	0,394	5892	3735 3756 195504 250000 3748
1350	2740	0,340	6453	3735 3756 195504 250000 3748
1109	2427	0,368	5527	3661 3695 97233 250000 3691
942	2325	0,402	5269	3703 3716 462824 250000 3706
1737	3399	0,323	8394	3613 3627 215403 250000 3621
997	2551	0,410	5873	3613 3627 215403 250000 3621
1923	3473	0,279	8594	3613 3627 215403 250000 3621
Vs sat (m/s)	Vp sat (m/s)	σ	Imp (P) (m.g/ccs)	
1519	3089	0,341	7393	
1592	3175	0,332	7717	
1508	3118	0,347	7491	
1022	2560	0,405	6059	
1325	2794	0,355	6581	
1084	2497	0,384	5688	
920	2401	0,414	5442	
1721	3432	0,332	8474	
976	2608	0,419	6005	
1903	3501	0,290	8664	

Tabela A.19 - Modelagem por Biot com 39% de água e 61% de óleo - poço ARG-326.

Errata

- De modo geral: onde se lê "wacke", entenda-se "grauvaca".
- No resumo - linha 5: onde se lê "tendo sido concluído que", leia-se "tendo-se concluído haver para"; linha 7: onde se lê "estabiliza", leia-se "estabilização"; linha 15: onde se lê "observando", leia-se "observando-se"; linha 19: onde se lê: "para", leia-se "relativas a"; linha 20: onde se lê "sendo", leia-se "tendo-se para".
- No abstract - em geral: onde se lê "growing", leia-se "increasing".

Observação: a seguir, na contagem do número de linhas, considerar todas as linhas escritas abaixo do cabeçalho incluindo títulos, sub-títulos, equação como uma linha e texto em si.

- Na página 5 - linha 16: desconsiderar a palavra "realizado"; linha 20: onde se lê "são", leia-se "é".
- Na página 6 - linha 20: onde se lê "uma reta", leia-se "um plano"; linha 21: onde se lê "x", leia-se "x_i"; linha 24: onde se lê "observado", leia-se "observados".
- Na página 9 - linha 9: onde se lê "região", leia-se "região (DEBAR)"; linha 10: onde se lê "os", leia-se "as" e onde se lê "argila", leia-se "fração"; linha 13: onde se lê "localmente", leia-se "localmente ocorre como".
- Na página 10 - linha 8: onde se lê "consistem de medidas", leia-se "consistem em medidas"; linha 10: onde se lê "toma-se", leia-se "tomam-se" e onde se lê "leva-se", leia-se "levam-se"; linha 21: onde se lê "tabela A.3", leia-se "tabela A.3 (Apêndice)".
- Na página 12 - linha 15: onde se lê "é igual a", leia-se "é igual à razão entre"; linha 16: onde se lê "dividida pela", leia-se "e".
- Na página 13 - linha 19: onde se lê "à gás", leia-se "a gás".
- Na página 14 - linha 5: onde se lê "a pressão", leia-se "à pressão" e onde se lê "medidos", leia-se "medidas"; linha 17: onde se lê "utilizado", leia-se "utilizada"; linha 18: onde se lê "e é detectada", leia-se "sendo detectada". Ainda na página 14 - no final do primeiro parágrafo, leia-se adicionalmente: "No entanto, num estudo mais detalhado, pode ser interessante testar modelar também o efeito da pressão."
- Na página 15 - linha 8: onde se lê "foi medido", leia-se "foi medida"; linha 12: onde se lê "existente", leia-se "existentes"; linha 14: onde se lê "conforme já havia", leia-se "conforme havia"; linha 15: onde se lê "dispõem-se", leia-se "dispõe-se".

- Stanford", leia-se "na Universidade de Stanford"; linha 15: onde se lê "medida", leia-se "medidas"; linha 17: onde se lê "incluindo Domênico (1974, 1976, 1977) e Nur (1971)", leia-se "incluindo Nur (1971) e Domênico (1974, 1976, 1977).
- Na página 40 - linha 4: onde se lê "a pressão efetiva", leia-se "à pressão efetiva"; linha 8: desconsiderar "à idade"; linha 24: onde se lê "a diferença", leia-se "à diferença".
 - Na página 42 - linha 9: onde se lê "influência", leia-se "influencia".
 - Na página 45 - linha 7: onde se lê "conteúdo de argilas médio", leia-se "conteúdo médio de argilas".
 - Na página 46 - linha 14: onde se lê "em folhelhos e seções de areia, velocidade compressional e profundidade,", leia-se "velocidade e profundidade, em folhelhos e seções de areia,".
 - Na página 47 - linha 20: onde se lê "velocidade seca", leia-se "velocidade quando seca"; linha 23: onde se lê "módulo", leia-se "o módulo".
 - Na página 48 - linha 23: onde se lê "maiores", leia-se "maiores que".
 - Na página 51 - linha 8: onde se lê "da atenuação", leia-se "de a atenuação" e onde se lê "tipo de saturação", leia-se "ao tipo de saturação".
 - Na página 53 - linha 9: onde se lê "que descrevem-se", leia-se "propostos"; linha 12, onde se lê "à amolitude", leia-se "a amplitude"; linha 18, onde se lê "medida", leia-se "medidas".
 - Na página 54 - linha 28: onde se lê "É encontrado", leia-se "Observa-se".
 - Na página 63 - tabela 4.1, item 6: onde se lê "Marnas", leia-se "Margas"; item 10: onde se lê "Chalk", leia-se "Giz".
 - Na página 65 - linha 6: onde se lê "porção emersa", leia-se "porção atualmente emersa"; linha 16: onde se lê "Sistema de Falhas", leia-se "sistema de falhas"; linha 17: onde se lê "Formação", leia-se "formação"; linha 19: onde se lê "a", leia-se "à".
 - Na página 67 - linha 24: onde se lê "levaram", leia-se "levaram-no"; linha 30: desconsiderar a frase "Foram realizados...";
 - Na página 68 - linha 2 : onde se lê "pode", leia-se "podem"; linha 7 : onde se lê "correspondências", leia-se "correspondência"; linha 9: onde se lê "da amostras", leia-se "das amostras"; linha 21: onde se lê "campo", leia-se "do campo"; linha 24: onde se lê "as amostras", leia-se "nas amostras" e onde se lê "possuem menores velocidades e", leia-se "as velocidades sísmicas são menores;".
 - Na página 70 - final da legenda da figura 5.2(b), incluir: "(interpretação anterior à de Becker *et al.*, 1993)".

- Na página 74 - linha 5: onde se lê "apresentados", leia-se "apresentadas"; linha 12: onde se lê "pertence", leia-se "pertencente"; linha 13: onde se lê "referem-se", leia-se "se referem".
- Na página 76 - linha 1: onde se lê "à *Vp*", leia-se "a *Vp*"; linha 10: onde se lê "desses tipo", leia-se "desse tipo"; linha 20: onde se lê "concluíram", leia-se "concluíram".
- Na página 77 - linha 2: onde se lê "comportamento", leia-se "comportamentos" e onde se lê "descrito", leia-se "descritos"; linha 6: onde se lê "arenito", leia-se "arenitos"; linha 7: onde se lê "variam", leia-se "varia"; linha 8: onde se lê "que", leia-se "as"; linha 9: onde se lê "0,01 a 0,39", leia-se "0,01 e 0,39"; última linha: desconsiderar a frase: "Foram realizados estudos separando-se em eletrofácies, no entanto possível discriminá-las.".
- Na página 78 - linha 23: onde se lê "log da permeabilidade", leia-se "permeabilidade".
- Na página 79 - linha 10: onde se lê "Um possível", leia-se "Uma possível"; linha 14: onde se lê "estabelecer-se", leia-se "estabelecerem-se"; linha 25: onde se lê "com S", leia-se "como S"; linha 26: onde se lê "com", leia-se "como".
- Na página 80 - linha 2: onde se lê "observou-se", leia-se "observaram-se".
- Na página 81 - linha 4: onde se lê "com", leia-se "com o"; linha 19: onde se lê "Observar", leia-se "Observe-se"; linha 20: desconsiderar "portanto".
- Na página 82 - linha 1: onde se lê "semelhante", leia-se "semelhantes"; linha 7: onde se lê "estimativa", leia-se "a estimativa"; linha 8: onde se lê "leva-se", leia-se "se leva".
- Na página 83 - linha 4: onde se lê "modelagem", leia-se "modelagens"; linha 13: onde se lê "Portanto, conclui-se", leia-se "Conclui-se"; linha 23: onde se lê "a densidade", leia-se "a densidade".
- Na página 84 - linha 12: onde se lê "porosidade", leia-se "porosidades" e onde se lê "fluido", leia-se "fluidos"; linha 14: onde se lê "à situação", leia-se "a situação"; linha 16: onde se lê "devido", leia-se "devido a"; linha 24: onde se lê "deve", leia-se "deve ao".
- Na página 85 - linha 1: onde se lê "possivelmente", leia-se "possivelmente"; linha 2: onde se lê "a maior imprecisão", leia-se "à maior imprecisão" e onde se lê "comparado", leia-se "comparados"; linha 3: onde se lê "obtive", leia-se "obtiveram"; linha 4: onde se lê "que", leia-se "as quais". Ainda, após a linha 4 acrescente-se: "Na realidade não se deve esquecer que um número tão pequeno de pontos não permite afirmações categóricas sobre as relações, mas apenas relativas.".
- Na página 86 - linha 6: onde se lê "observa-se", leia-se "observam-se".
- Na página 87 - linha 16: onde se lê "argilosidade", leia-se "argilosidades".

- Na página 105 - linha 4: onde se lê "estabelecer-se", leia-se "estabelecerem-se", onde se lê "estimar-se", leia-se "estimarem-se" e onde se lê "petrofísicas", leia-se "petrofísicos"; linha 15: onde se lê "siliciclásticas", leia-se "siliciclástico"; linha 18 desconsiderar a palavra "portanto"; linha 20: onde se lê "bastantes", leia-se "bastante"; linha 22: onde se lê "a de velocidade", leia-se "à de velocidade". Ainda, no final da linha 23, incluir: "De modo geral, pelos poucos dados usados principalmente nos estudos envolvendo atenuação, as afirmações sobre as relações devem ser mais propriamente consideradas relativas que categóricas."
- Na página 106 - linha 5: onde se lê "velocidade tornam independente", leia-se "velocidades tornam-se independentes"; linha 10: onde se lê "classe", leia-se "classes"; linha 21: onde se lê "semelhante", leia-se "semelhantes"; linha 25: onde se lê "modelagem", leia-se "modelagens".
- Na página 107 - linha 7: onde se lê "devido", leia-se "devido a"; linha 11, onde se lê "as rochas", leia-se "'as rochas"; linha 12: onde se lê "observando-se", leia-se "observando"; linha 17: onde se lê "diminuição", leia-se "diminuição de".