



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

---

Paulo Roberto Blaskovski

**MINIPERMEAMETRIA APLICADA À CARACTERIZAÇÃO  
DE RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO**

**Dissertação de Mestrado**

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

**Orientador:** Dr. Marco Antônio Schreinera Moraes - PETROBRÁS

Este exemplar corresponde à  
redação final da tese defendida  
por Paulo Roberto Blaskovski  
e aprovada pela Comissão Julgadora  
em 20/12/96.

ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

B612m

29864/BC

Dezembro - 1996



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

Paulo Roberto Blaskovski

---

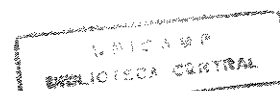
**MINIPERMEAMETRIA APLICADA À  
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO  
TURBIDÍTICO**

**Orientador:** Dr. Marco Antônio Schreiner de Moraes - PETROBRÁS  $\tilde{n}$   
**Co-Orientador:** Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre - UNICAMP  $\dagger$   
**Co-Orientador:** Prof. Euclides José Bonet - UNICAMP  $\dagger$

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

CAMPINAS - SÃO PAULO

Dezembro - 1996



DADE BC  
CHAMADA:  
Unicamp  
612 m  
E:  
29.864  
28.1/97  
C  D   
ECO 8811,00  
PA 26104/97  
CPD

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

: M-00057229-9

Blaskovski, Paulo Roberto  
B612m Minipermeametria aplicada à caracterização de reservatório  
tubidítico / Paulo Roberto Blaskovski.- Campinas,SP.:  
[s.n.], 1996.

Orientadores: Marco Antônio Schreiner Moraes, Armando  
Zaupa Remacre, Euclides José Bonet.

Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas,  
Instituto de Geociências.

1. Reservatório. 2. Petroleo - Geologia - Permeabilidade.  
3.\* Minipermeametria. I. Moraes, Marco Antonio Schreiner.  
II. Remacre, Armando Zaupa. III. Bonet, Euclides José. IV.  
Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.  
V. Título.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

AUTOR: Paulo Roberto Blaskovski

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: MINIPERMEAMETRIA APLICADA À  
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICO**

---

ORIENTADOR: Dr. Marco Antônio Schreiner Moraes  
CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre  
CO-ORIENTADOR: Prof. Euclides José Bonet

Aprovada em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

PRESIDENTE: Dr. Marco Antônio Schreiner Moraes

EXAMINADORES:

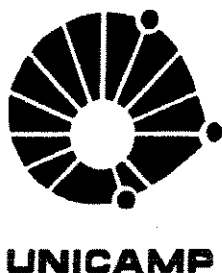
Dr. Marco Antônio Schreiner Moraes - Orientador

Prof. Dr. Denis José Schiozer

Prof. Dr. Chang Hung Kiang

Campinas, de de 1996.





UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

MINIPERMEAMETRIA APLICADA À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO  
TURBIDÍTICO

Dissertação de Mestrado

Paulo Roberto Blaskovski

RESUMO

A minipermeamtria é uma técnica utilizada na obtenção de dados praticamente contínuos da permeabilidade de rochas reservatório, em laboratório e afloramentos, a um custo inferior aos dos métodos convencionais. Possui também a vantagem de ser não destrutiva e possuir acuracidade compatível àquelas feitas em plugues de testemunhos em celas de Hassler.

A presente dissertação tem por objetivos testar um minipermeâmetro de fluxo transiente de laboratório em testemunhos e identificar as características geológicas que condicionam a distribuição da permeabilidade num reservatório de petróleo constituído por espessos pacotes de arenitos turbidíticos de granulação grossa.

Os dados foram coletados tanto nos testemunhos, longitudinalmente na superfície serrada dos mesmos, quanto nas extremidades planas dos plugues. Os testemunhos possuem diversos trechos fragmentados devido à friabilidade da rocha e amostragens petrofísicas e petrográficas anteriores, e nem sempre foi possível manter o espaçamento constante na coleta.

Dentre as seis litofácies presentes no reservatório, as principais são arenito maciço e arenito conglomerático com excelentes características permo-porosas. Os turbiditos são normalmente espessos, possuindo granodecrescência ascendente bem desenvolvida. A rocha é classificada como arcósio a sub-arcósio e os principais elementos diagenéticos são pseudomatriz argilosa, normalmente silicificada e com alta microporosidade, e cimentação calcífera. A porosidade, em geral, é boa e principalmente intergranular, causada pela dissolução do cimento calcífero.

Os dados obtidos pela minipermeamtria são de alta qualidade, e possuem boa correlação com os dados de permeabilidade obtidos de plugues em celas de Hassler. Gerou-se, através de regressão linear entre o  $\log_{10}$  da permeabilidade obtida adjacente aos buracos de extração dos plugues e o  $\log_{10}$  da permeabilidade dos respectivos plugues, uma equação para a correção dos dados de minipermeamtria.

Somente os dados coletados no eixo central dos testemunhos foram utilizadas nos estudos de caracterização do reservatório, pois foi constatado que os testemunhos se encontram danificados por fluido de perfuração, com decréscimo da permeabilidade medida do eixo central para a borda.

As sucessões de granodecrescência ascendente são responsáveis pela macrotendência na distribuição da permeabilidade. Os principais agentes de alteração nesta tendência são o cimento calcífero e a pseudomatriz argilosa, gerando forte ruído, de tal forma que muitas vezes dominam a distribuição. Os dados de plugues são insuficientes para capturar a estrutura da permeabilidade.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

MINIPERMEAMETRY APPLIED TO TURBIDITIC RESERVOIR  
CHARACTERIZATION

Master Dissertation

Paulo Roberto Blaskovski

ABSTRACT

Minipermeametry has been used to provide quasi-continuous reservoir permeability data in laboratory and outcrop applications. This technique is non-destructive and cheaper than conventional methods. Its accuracy is comparable to Hassler-sleeve measurements on core plugs.

This dissertation aims to test an unsteady-state laboratory minipermeameter on cores and to identify the geological characteristics that regulate the permeability distribution in a thick coarse-grained turbiditic petroleum reservoir.

The data were collected longitudinally along the slabbed surface of cores and at the end of core plugs. Cores are fragmented due to rock friability and previous petrophysical and petrographic sampling; as a result, keeping sample spacing constant wasn't always possible.

Among the six lithofacies present, the major are massive sandstone and conglomeratic sandstone, with excellent reservoir characteristics. The turbidites are broadly thick and fining-upward. The rock is classified as arcose to sub-arcose and the main diagenetic elements include argillaceous pseudomatrix, often silicified and presenting high microporosity, and calcite cement. The porosity is usually good and intergranular due to calcite cement dissolution.

Minipermeametry data are high quality and show good fitting with conventional Hassler-sleeve plug data. An equation to correct minipermeametry data was developed from the linear regression between the  $\log_{10}$  of permeability, collected adjacent to the core plugs extraction holes, and the  $\log_{10}$  of permeability from respective Hassler-sleeve plug data.

Only core central axis data were used for reservoir characterization studies because it was verified that the cores were damaged by drilling mud, and the data show decreasing measured permeability from central axis to the core border.

The macrotrend permeability distribution is related to fining-upward successions. The main alteration agents in this trend are calcite cement and argillaceous pseudomatrix. They generate such a strong noise in distribution, that they locally become dominant. Hassler-sleeve plug data are insufficient to capture the permeability structure.

# Agradecimentos

Agradeço as pessoas que ajudaram no desenvolvimento desta tese. À PETROBRÁS pela oportunidade de realizar o curso de mestrado, através do convênio com a Unicamp, além do apoio financeiro, a liberação dos dados e profissionais necessários as várias etapas do projeto.

Ao orientador Dr. Marco A. S. Moraes que não só concedeu sua orientação, mas forneceu todo apoio técnico e profissional disponível no Cenpes/Diger/Segres para que a dissertação tivesse êxito.

Aos co-orientadores, professores Armando Z. Remacre e Euclides J. Bonet pelas orientações concedidas.

Agradecimento especial ao geólogo Cristiano L. Sombra (Cenpes/Diger/Segres) que além da idéia inicial para o tema, auxiliou em diversas etapas, com apoio técnico, discussões e sugestões valiosas. Ao geólogo Carlos H. L. Bruhn (E&P-GERER) pelas sugestões e dados fornecidos.

Aos colegas de curso, que souberam manter a turma unida, especialmente na época do nivelamento, minimizando o impacto inicial. Pelo companheirismo e ótima convivência, pelas quintas ao final da tarde, no Arcobaleno. Pelos jantares do *chef* Borba. Ao Poletto, pela divisão do seu apartamento no início do curso. Ao Soares, pelo espírito de solidariedade. Ao Jonas, Glauber, Alexandre Vidal e Garcia..

À Sandra que muito nos ajudou num momento difícil, servindo de companhia a minha esposa, com isto colaborando para que esta tese pudesse ter continuidade ao permitir que fosse possível as diversas idas ao Cenpes (Rio de Janeiro). À Ana Maria pela correção do *abstract*.

Ao amigo Gilberto Athaide Albertão, pelo apoio logístico em Macaé.

Aos colegas Lanzarini, Régis Krueel, Benjamin Carrasco, Rozendo, Rogério, Cleide, Afonso, Rigutti, Alexandre, Coelho, e Ana Cláudia e todos os outros colegas do Cenpes/Diger que colaboraram, fornecendo dados, apoio e/ou sugestões. Ao colega Furtado (Macaé) pelo fornecimento de dados.

Aos membros da banca de qualificação, professores Denis e Chang, pelas críticas e sugestões apresentadas. À Creusa e ao Wellington pelo apoio de secretaria. Ao analista Moacir Cornetti pelo apoio de informática.

À minha esposa Nilza, que desde longa data é a maior incentivadora para a realização deste projeto. Aos meus filhos, Janaina, Luana e Douglas que são o maior incentivo para a continuidade da luta.

Aos meus pais que tornaram possível a minha formação.

# Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 OBJETIVOS .....	2
1.2 HISTÓRICO .....	3
1.3 APLICAÇÕES DA MINIPERMEAMETRIA .....	6
<b>2. PRINCÍPIOS FÍSICOS</b> .....	11
2.1 DESENHO DO APARELHO .....	12
2.2 CLASSIFICAÇÃO RELACIONADA AO USO .....	14
2.3 CLASSIFICAÇÃO RELACIONADA AO PRINCÍPIO FÍSICO .....	15
2.4 ESTIMATIVA DA PERMEABILIDADE .....	19
2.4.1 Geometria de fluxo e lei de Darcy modificada .....	22
2.4.2 Correções para efeitos de fluxo não-Darcy .....	27
2.4.3 Princípio de medição no fluxo transiente .....	29
2.5 COMPARAÇÃO ENTRE MEDIÇÕES DE PERMEABILIDADE COM PLUGUES E MINIPERMEÁMETROS .....	32
<b>3. COLETA DE DADOS</b> .....	34
3.1 MINIPERMEAMETRIA .....	34
3.1.1 Estado dos testemunhos e plugues (preparação das amostras) .....	34
3.1.2 Programa de amostragem .....	38
3.2 ANÁLISE SEQUENCIAL DOS TESTEMUNHOS .....	42
3.3 PETROGRAFIA DE LÂMINAS DELGADAS .....	43
3.4 PETROFÍSICA CONVENCIONAL .....	43
3.5 TRATAMENTO DOS DADOS .....	44
<b>4. CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DO RESERVATÓRIO</b> .....	45
4.1 IDENTIFICAÇÃO DAS LITOFÁCIES .....	47
4.2 ARQUITETURA DAS LITOFÁCIES .....	50
4.3 PETROGRAFIA MICROSCÓPICA .....	55
<b>5. ANÁLISE DOS DADOS DE MINIPERMEAMETRIA</b> .....	60
5.1 QUALIDADE DOS DADOS E CONFIABILIDADE DO MÉTODO .....	60
5.1.1 Efeito de borda .....	60
5.1.2 Análise de repetibilidade .....	63
5.1.3 Correlação entre os dados de permeabilidade convencional e os dados de minipermeametria obtidos nas faces dos plugues .....	64
5.1.4 Dados brutos .....	66
5.2 CORREÇÃO DOS DADOS .....	70
5.3 DANO DE FORMAÇÃO .....	73
<b>6. CONTROLE E DISTRIBUIÇÃO DA PERMEABILIDADE</b> .....	78
6.1 FATORES DE CONTROLE DA PERMEABILIDADE .....	78
6.2 DISTRIBUIÇÃO DA PERMEABILIDADE .....	90
6.2.1 Médias .....	90
6.2.2 Variabilidade .....	91
6.2.3 Permeabilidade de corte .....	93
6.2.4 Porosidade e permeabilidade .....	93
6.2.5 Estrutura espacial .....	94
<b>7. EFEITOS DA DENSIDADE DE AMOSTRAGEM</b> .....	100
7.1 SUBCONJUNTOS .....	101
7.2 EFEITO DA DENSIDADE DE AMOSTRAGEM NOS SEMIVARIOGRAMAS .....	102
7.3 TESTES DE $N_0$ E $D_0$ .....	106
<b>8. CONCLUSÕES</b> .....	110
<b>9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	113

## Índice de figuras

Figura 1-1: Histórico dos principais pontos de desenvolvimento da minipermeamtria. Modificado de Hurst & Goggin (1995).....	4
Figura 2-1: Esquema de um minipermeâmetro: 1- Tanque de gás; 2 - Regulador de pressão ou vazão; 3 - Medidor de vazão; 4 - Válvula seletora para leitura de pressão; 5 - Medidor de pressão; 6 - Sonda; 7 - Ponteira selante; 8 - Meio poroso; conforme Siqueira et al. (1996).....	11
Figura 2-2: Esquema do minipermeâmetro de fluxo transiente PDPK-300™ (CoreLab, 1994).....	17
Figura 2-3: Contornos pseudo-potenciais adimensionais para o caso: $bD = 2$ , $RD = LD = 3$ , conforme Goggin et al. (1988a). ....	23
Figura 2-4: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito do comprimento da amostra, conforme Goggin et al. (1988a).....	25
Figura 2-5: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito do raio da amostra, conforme Goggin et al. (1988a).....	25
Figura 2-6: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito de amostras de tamanho pequeno, conforme Goggin et al. (1988a). ....	25
Figura 2-7: Princípio de medição da permeabilidade por decaimento de pressão, conforme Jones (1992). ....	30
Figura 2-8: Construção da variáveis de fluxo $y_n$ e $P_{gn}$ , conforme Jones (1992).....	31
Figura 3-1: Variação na permeabilidade causada por variação na saturação de líquido.....	36
Figura 3-2: Esquema de amostragem nos testemunhos e nas faces planas dos plugues .....	39
Figura 4-1: Análise sequencial do reservatório.....	46
Figura 4-2: Seção geológica mostrando as unidades de turbiditos (letras A a W) e sucessões de fácies (S1 a S8). As setas com a indicação ga indicam as principais sucessões de granodrecrescência ascendente. Modificado de Bruhn & Walker (1995).....	51
Figura 4-3: Análise sequencial das zonas 2 (turbiditos I1, J0, J1 e J3) e 3 (turbiditos K4, K3, K2 e K1).....	53
Figura 4-4: Análise sequencial da zona 1 (turbiditos N2, N1, M8, M7 e L9) .....	54
Figura 4-5: Composição dos arenitos por lâmina delgada, por ordem crescente da macroporosidade.....	55
Figura 4-6: Composição dos arenitos por lâmina delgada, por profundidade. ....	56
Figura 5-1: Efeito de borda em testemunho. Amostragem na borda de buraco de retirada de plugue horizontal.....	61
Figura 5-2: Efeito de borda em plugue. Amostragem na face plana, do centro para as bordas.....	62
Figura 5-3: Análise de repetibilidade nos testemunhos.....	64
Figura 5-4: Análise de repetibilidade nos plugues.....	64
Figura 5-5: $\log_{10}$ da permeabilidade de minipermeamtria das faces planas dos plugues. VS. $\log_{10}$ da permeabilidade convencional dos plugues (médias das faces). ....	65
Figura 5-6: Permeabilidade convencional dos plugues VS. permeabilidade da minipermeamtria das faces dos plugues. ....	66
Figura 5-7: Perfis verticais com os dados de minipermeamtria (kMP) e plugues (kH e kV) e a moda do tamanho de grãos de dois turbiditos individualizados da zona 2 (profundidade de sondador). ....	68
Figura 5-8: Perfis verticais com os dados de minipermeamtria (kMP) e plugues (kH e kV) e a moda do tamanho de grãos de dois turbiditos individualizados da zona 3 (profundidade de sondador). ....	69
Figura 5-9: Distribuição da permeabilidade dos plugues. ....	70
Figura 5-10: Distribuição da permeabilidade da minipermeamtria adjacente aos plugues. ....	70
Figura 5-11: Correlação do $\log_{10}$ da permeabilidade dos plugues vs. $\log_{10}$ da permeabilidade de minipermeamtria adjacente aos plugues. ....	72
Figura 5-12: Distribuição dos resíduos padronizados do $\log_{10}$ da permeabilidade prevista ( $k^*$ ). ....	72
Figura 5-13: Resíduos padronizados vs. valores previstos ( $\log_{10} k^*$ ). ....	72
Figura 5-14: Correlação entre a medida feita no eixo longitudinal central dos testemunhos ( $y' = 0$ cm) e as medidas feitas nos eixos laterais ( $y'' = 2$ cm e $y''' = -2$ cm). ....	74
Figura 5-15: Média geométrica da permeabilidade, por linha, em amostra do testemunho com dano de formação.....	75
Figura 5-16: Variação na razão do fator geométrico pela espessura danificada para vários $kD$ 's, conforme Manrique et al., 1994a. ....	77
Figura 6-1: Distribuição da permeabilidade nas zonas 1, 2 e 3 e nos turbiditos K4, K2, J3 e I1.....	79
Figura 6-2: Distribuição da permeabilidade por classe granulométrica.....	80
Figura 6-3: Distribuição da permeabilidade em relação às principais litofácies e estruturas sedimentares.....	81
Figura 6-4: $\log_{10}$ da permeabilidade VS. tamanho de grão ( $\phi$ ) e índice de seleção, conforme Beard & Weyl, 1973. ....	82
Figura 6-5: $\log_{10}$ da permeabilidade VS. teor de calcita e pseudomatriz argilosa.....	82

Figura 6-6: Variação da coloração e da permeabilidade da rocha devido variação no teor de cimento e tamanho de grãos. Observar o aumento brusco na permeabilidade associado ao escurecimento da rocha (foto).....	83
Figura 6-7: Variação de coloração e permeabilidade, causado por variação no teor de cimento e pseudomatriz, ligado a ocorrência de escape de fluido. Observar a brusca queda na permeabilidade coincidente com as mudanças na tonalidade da rocha.....	85
Figura 6-8: Calcita + Pseudomatriz argilosa VS. macroporosidade. Todas as litofácies arenosas.....	87
Figura 6-9: Log10 da permeabilidade VS. teor de calcita + pseudomatriz argilosa e macroporosidade. ....	88
Figura 6-10: Redução da permeabilidade com a proximidade de nódulo de calcita .....	89
Figura 6-11: Distribuição da permeabilidade nos principais litofácies.....	91
Figura 6-12: Permeabilidade de plugues vs. porosidade de plugues e permeabilidade da minipermeamtria versus macroporosidade de lâminas delgadas.....	93
Figura 6-13: Histogramas de distribuição do log10 k: zona 2 e turbiditos K4, K2, J3 e I1. ....	96
Figura 6-14: Semivariogramas experimentais do log10 da permeabilidade da zona 2 e dos turbiditos K4, K2, J3 e I1. A coluna da esquerda apresenta os semivariogramas completos (metade do domínio) enquanto a coluna da direita apresenta os semivariogramas com passos até 1 m. (Observar que o semivariograma do turbidito K4 possui escala vertical de 0 a 0,03 devido sua variância ser muito menor). ....	98
Figura 7-1: Semivariogramas experimentais do log10 da permeabilidade do turbidito K4, para o conjunto original de dados, para os subconjuntos e para os dados de plugues. ....	104
Figura 7-2: Semivariogramas experimentais do log10 da permeabilidade do turbidito K4 (conjunto original e subconjuntos a 8, 10 e 12 cm).....	106

## Índice de tabelas

Tabela 3-1: Tipo e quantidade de amostras de minipermeamtria .....	38
Tabela 4-1: Teor de pseudomatriz argilosa e cimento calcífero, por litofácies e zona.....	57
Tabela 5-1: Estatística básica dos dados de plugues e minipermeamtria adjacente aos plugues. ....	70
Tabela 6-1: Matriz de correlação entre os componentes das lâminas delgadas usadas nas regressões multivariadas.....	86
Tabela 6-2: Equação de regressão multivariada do logaritmo decimal da permeabilidade.....	88
Tabela 6-3: Estatística básica das litofácies sedimentares predominantes. ....	91
Tabela 6-4: Efeito pepita, patamar, variância a priori e alcance dos semivariogramas experimentais da zona 2 e dos turbiditos K4, K2, J3 e I1. ....	97
Tabela 7-1: Efeito pepita, variância a priori e alcance dos semivariogramas experimentais do turbidito K4. Conjunto original de dados, subconjuntos e dados de plugues. ....	103
Tabela 7-1: Estimativa da média populacional, n° ótimo de amostras e espaçamento ótimo entre amostras para o turbidito K4 (conjunto original e subconjuntos). ....	108
Tabela 7-2: Estimativa da média populacional, n° ótimo de amostras e espaçamento ótimo entre amostras para as principais litofácies.....	108

---

## Índice de fotos

Foto 4-1: Arenito médio/grosso (fácies ACP) com alto teor (24%) de pseudomatriz argilosa (PMA), em parte silicificada, obliterando parcialmente o espaço poroso (P = 10%) resultando em rocha com baixa permeabilidade (21 mD) e empacotamento frouxo. Luz natural. ....	57
Foto 4-2: Arenitos muito grossos, conglomeráticos (fácies AC) com cimentação calcífera. Foto (A): Calcita poiquilotópica (C = 3,5 %) e pseudomatriz argilosa (3,5%) ocupando poro da rocha. Macroporosidade (P) = 13%. Permeabilidade = 361 mD. Foto (B): Obliteração do espaço poroso por calcita poiquilotópica (teor = 38%). Macroporosidade = 0%. Permeabilidade = 1 mD. Luz polarizada. ....	58
Foto 4-3: Arenito médio (fácies AMP) com porosidade intergranular secundária (P) mostrando corrosão de grãos, poros agigantados e irregulares, além de heterogeneidade no empacotamento (frouxo a normal). Observa-se também porosidade intragranular em feldspatos alterados (F). Teor da macroporosidade intergranular (P = 24%). Calcita= 1% e pseudomatriz argilosa = 1%. Permeabilidade = 1050 mD. Luz natural. ....	59
Foto 5-1: Detalhe de testemunho mostrando efeito de dano de formação. A rocha, com alta permeabilidade (1030mD), mostra ocorrência de auréola de tonalidade mais clara causada por restos do fluido de perfuração que invadiu o espaço poroso. ....	74
Foto 6-1: (a) Arenito fino/médio. Phi = 21%, pseudomatriz argilosa = 9,5% e calcita = 1%. k=611 mD. (b) Arenito médio. Phi = 26%, pseudomatriz argilosa = 0,5% e calcita = 0,5%. k = 1486 mD. OBS: Algumas manchas escuras dentro dos poros são causadas por restos de óleo. ....	84



# 1. Introdução

Na caracterização de reservatórios de petróleo, uma das grandezas físicas envolvidas mais importantes é a permeabilidade absoluta da rocha reservatório. Esta grandeza é por vezes de difícil quantificação devido ao baixo índice de amostragem em relação à complexidade do reservatório, tanto devido aos altos custos na obtenção e análise de um número elevado de plugues<sup>1</sup>, quanto pelo fato que a retirada de plugues a intervalos muito pequenos destrói o testemunho. Nos últimos anos, vem existindo um grande avanço na obtenção de dados quase contínuos de permeabilidade em testemunhos e afloramentos através de aparelhos denominados minipermeâmetros (permeâmetro de sonda), com custo bastante inferior aos métodos convencionais e que mantém a integridade física dos testemunhos.

A minipermeametría é uma técnica cujo desenvolvimento tecnológico extensivo é relativamente recente. A mesma está se tornando de uso corriqueiro desde o final da década passada, tanto em estudos rotineiros de heterogeneidade da permeabilidade em testemunhos, quanto em afloramentos análogos de reservatórios, sendo porém ainda considerada uma técnica em estágio inicial (Hurst & Goggin, 1995). No Brasil, a minipermeametría foi introduzida em 1993, através do Centro de Pesquisas da Petrobrás (Carrasco *et al.*, 1993).

A aquisição e aplicação de dados de permeâmetros de sonda tem forte vínculo com a caracterização geológica, sendo, no entanto, fortemente multidisciplinar, aparecendo numa larga gama de publicações científicas em diversas áreas do conhecimento (Hurst & Goggin, 1995).

---

<sup>1</sup> Do inglês *plug* (Ferreira, 1984)

## **1.1 Objetivos**

O conhecimento da distribuição da permeabilidade e de seus condicionantes é um passo importante na caracterização de um reservatório de petróleo, devido a necessidade deste conhecimento no gerenciamento de jazidas de óleo e/ou gás. Por este motivo, a presente dissertação tem por objetivos principais estudar a utilização da minipermeamtria através de dois passos principais:

### **a) Testar a aplicação da minipermeamtria em testemunhos**

Pretende-se analisar a aplicabilidade na utilização de um minipermeâmetro semi-automático, de fluxo transiente, na caracterização da permeabilidade em testemunhos através de:

- Coleta de dados de permeabilidade

Tenciona-se coletar os dados longitudinalmente nos testemunhos em suas faces serradas e nos plugues cilindricos em suas extremidades planas.

- Validação dos dados de minipermeamtria

Através de correlações entre dados de minipermeamtria obtida nas faces planas dos plugues e os valores dos respectivos plugues obtidos por método petrofísico convencional, análise de repetibilidade e estudo de efeito de borda, aspira-se verificar a qualidade dos dados e sua validação.

- Calibração com a petrofísica convencional

Os dados de permeabilidade obtidos através de minipermeamtria não podem ser utilizados diretamente devido problemas físicos envolvidos. Considerando-se os valores de permeabilidade de plugues, obtida através de métodos convencionais, como padrão, planeja-se calibrar os dados obtidos pelo minipermeâmetro através de análise de regressão entre os valores dos plugues e os valores dos pontos de minipermeamtria adquiridos, nos testemunhos, nas adjacências dos buracos de extração dos plugues respectivos.

- Identificação de intervalo ótimo de amostragem (otimização de amostragem)

Com a possibilidade de se amostrar, através de minipermeâmetro automático acoplado a computador, em malha com afastamento entre amostras de até 1 mm, é natural ocorrer a questão: qual o intervalo ótimo de amostragem? Tenciona-se definir tal intervalo utilizando-se ferramentas estatísticas e geoestatísticas.

## **b) Identificar as características geológicas que condicionam a distribuição da permeabilidade**

---

Pretende-se determinar os fatores geológicos (sedimentológicos e diagenéticos) que de forma conjunta ou isolada atuam na estrutura da distribuição da permeabilidade da rocha e estudar quais características faciológicas definem as unidades de fluxo e a heterogeneidade.

O estudo será realizado em testemunhos de um reservatório constituído por arenitos turbidíticos depositados no interior de uma calha gerada por halocinese em ambiente de talude oceânico, localizado numa bacia marginal passiva da costa oriental brasileira, com idade Coniaciano-Santoniano.

Os principais conhecimentos a serem utilizados são sedimentologia, petrografia microscópica, estatística e geoestatística.

## **1.2 Histórico**

A aplicação de uma sonda para se calcular a permeabilidade de um meio poroso não é recente. Dykstra & Parsons (1950) *apud* Eijpe & Weber (1971) descrevem um aparelho protótipo para medidas de permeabilidade em reservatórios consolidados. Morineau *et al.* (1965) *apud* Eijpe & Weber (1971) construíram um minipermeâmetro de laboratório para rochas e o adaptaram para areias. Eijpe & Weber (1971) mostram o desenvolvimento, a partir deste aparelho, de um minipermeâmetro portátil para medir a permeabilidade ao gás em fluxo permanente para rochas e areias inconsolidadas.

No entanto, a idéia não prosperou e, até os anos 80, poucas aplicações foram realizadas (Hurst & Goggin, 1995). A Figura 1-1 apresenta um histórico esquematizado dos principais pontos de desenvolvimento da minipermeametria no mundo e no Brasil.

	Teoria	Aplicações	Equipamento
1950	Conceito do permeâmetro de sonda: Dykstra & Parsons (1950)		
1960			Instrumento de laboratório: Morineau <i>et al.</i> (1965)
1970		1ª aplicação em estudo de heterogeneidade de afloramento: Weber <i>et al.</i> (1972)	
1980	Ressurgimento da pesquisa de minipermeametria na Europa e Estados Unidos		
	Lei de Darcy modificada: Goggin <i>et al.</i> (1988a)	Proliferação de estudos em afloramentos e testemunhos 1º estudo de afloramento publicado: Goggin <i>et al.</i> (1988b)	Instrumentos portáteis eletrônicos  Instrumento de laboratório automatizado de fluxo permanente: Halvorsen & Hurst (1990)
1990	Modelagem com modelos finitos: Daltaban <i>et al.</i> (1991)  Lei de Darcy para fluxo transiente: Jones (1992)	1ª aplicação com instrumento de fluxo permanente portátil no Brasil: Carrasco <i>et al.</i> (1993)	Instrumento de laboratório automatizado de fluxo transiente: Jones (1992)
		1ª aplicação de instrumento de laboratório automatizado de fluxo transiente no Brasil: esta dissertação (1996)	

Figura 1-1: Histórico dos principais pontos de desenvolvimento da minipermeametria. Modificado de Hurst & Goggin (1995).

O principal empecilho no desenvolvimento da minipermeametria era sua limitação no tocante a necessidade de calibrações em um grande número de plugues com permeabilidade conhecida. A vazão estabilizada injetada pelo minipermeâmetro em cada plugue era correlacionada com a permeabilidade do mesmo através de regressão. Esta correlação era posteriormente utilizada para se calcular a permeabilidade de outras amostras. Em casos de operação fora das condições de calibração, novas calibrações eram necessárias. Goggin *et al.* (1988a) propõem uma versão modificada da Lei de Darcy, introduzindo um fator geométrico adimensional dependente apenas da geometria da ponteira da sonda e das dimensões da amostra a ser analisada, estabelecendo-se uma relação entre a permeabilidade da rocha e os valores de pressão e

vazão de injeção. Com isto, supera-se as limitações ocasionadas pelas calibrações.

O grande avanço na pesquisa da minipermeamtria iniciou-se no final da década de 80, quando foram desenvolvidos diversos permeâmetros de sonda de fluxo permanente, mecânicos e digitais, com aplicação principalmente em estudos de afloramentos (Hurst & Goggin (1995) e para aplicação em laboratório (Halvorsen & Hurst, 1990; Robertson & McPhee, 1990; Hurst & Rosvoll, 1991). Na década de 90, tal atividade tornou-se rotineira em estudos tanto de testemunhos de reservatórios quanto de afloramentos análogos (Hurst & Goggin, 1995).

---

Um grande obstáculo sempre foi a grande quantidade de dados, tanto na aquisição, quanto no tratamento, gerando um alto custo operacional (homem-hora). O advento de instrumentos automatizados aliado ao avanço dos computadores e processadores gráficos veio resolver este problema (Hurst *et al.*, 1995).

Em 1992, há o desenvolvimento de um permeâmetro de sonda que utiliza o princípio do fluxo transiente (declínio de pressão), tornando mais rápido o tempo de medição (Jones, 1992).

No Brasil, iniciou-se a utilização da técnica de minipermeamtria num trabalho conjunto entre o Centro de Pesquisas da Petrobrás (CENPES) e o *Bureau of Economic Geology*, da *University of Texas at Austin* (Carrasco *et al.*, 1993). Neste trabalho, utilizou-se uma minipermeâmetro portátil de fluxo permanente para se coletar dados em afloramentos.

No início de 1996, o CENPES importou um minipermeâmetro automatizado, de laboratório, denominado *Pressure-Decay Profile Permeameter* (PDPK-300™) da *Core Laboratories Instruments®*. Este aparelho funciona com o princípio de fluxo transiente e tem toda sua operação comandada por um microcomputador. A coleta de dados de permeabilidade utilizados no desenvolvimento da presente dissertação foi realizada com o referido aparelho.

### **1.3 Aplicações da minipermeamtria**

O uso do minipermeâmetro recai em dois ramos básicos: estudo de testemunhos em laboratório e estudos de afloramentos análogos de reservatórios (Goggin, 1993).

O estudo em testemunhos pode ser dividido em:

- a) rotina. amostragem regular em testemunhos serrados;
- b) amostragem detalhada em testemunhos;
- c) amostragem na face planas dos plugues; e
- d) amostragem na circunferência do testemunho original.

O estudo em afloramentos envolve uma grande variedade de estratégia de amostragem, conforme o objetivo do estudo.

Ao contrário de muitos dados petrofísicos, a aquisição e aplicação de dados de permeâmetros de sonda são multidisciplinares, mas com forte vínculo para caracterização geológica (Hurst & Goggin, 1995). Segundo van Oort (1988) *apud* Hurst (1993), a entrada de dados geológicos incorretos em modelos de simulação podem ser causados por falha de reconhecimento no significado de uma heterogeneidade em particular, podendo gerar a construção de modelos imaginosos que incluem barreiras de permeabilidade que não são provadas geologicamente. A minipermeamtria tem potencial considerável para melhorar a avaliação de formação permitindo uma caracterização mais acurada dos contrastes de permeabilidade e heterogeneidade (Hurst *et al.*, 1995).

A viabilidade comercial da minipermeamtria não implica que estes dados devam ser adquiridos rotineiramente. Em círculos geológicos, o interesse na minipermeamtria tem aumentado devido as aplicações quantitativas agora possíveis quando se avalia o papel da heterogeneidade sedimentar na heterogeneidade da permeabilidade e, potencialmente, no desempenho do reservatório (Hurst *et al.*, 1995).

Devido a possibilidade de se adquirir grandes quantidades de dados de permeabilidade, de forma rápida e a um baixo custo, a relação entre heterogeneidade geológica e permeabilidade pode ser examinada e analisada a uma resolução maior que a possível com perfis elétricos e plugues, com somente um pequeno acréscimo no custo (Halvorsen & Hurst, 1990; Goggin, 1993; Hurst *et al.*, 1995). Em circunstâncias extremas, quando muitas medições são necessárias numa área limitada, centenas de medições automáticas podem ser feitas ao custo de uma análise convencional de plugue (Halvorsen & Hurst, 1990).

A alta densidade dos dados de minipermeamtria permite a identificação de contrastes de permeabilidade não reconhecíveis usando dados convencionais (Hurst & Rosvoll, 1991; Corbet & Jensen, 1992a, 1993a) e pode obter uma perfil quase contínuo do contraste de permeabilidade, permitindo a identificação de unidades de fluxo do reservatório sem resolução com amostragem por plugues (Daws & Prosser, 1992; Hurst, 1993; Kara *et al.*, 1993). A correlação direta entre feições geológicas e permeabilidade permite a geração de modelos robustos de permeabilidade para a simulação do reservatório (por exemplo, geopseudos de Corbett *et al.*, 1992).

Amostragem numa escala centimétrica na porção cilíndrica externa de testemunhos pode ser usada para estimar anisotropia local (Halvorsen & Hurst, 1990). Rochas finamente laminadas são caracterizadas apropriadamente por minipermeâmetros, frequentemente revelando ordens de permeabilidade perdidas pela amostragem convencional por plugues (Goggin *et al.*, 1988a; Halvorsen & Hurst, 1990; Brensdall & Halvorsen, 1992; Halvorsen, 1993).

Em estudos de reservatório, correlações entre grandes números de amostras e perfis resulta em medidas mais acuradas de zoneamento do reservatório e volumétrica (Jensen, 1990). Como a minipermeamtria tem geralmente uma alta taxa de amostragem vertical, é possível um melhor ajuste entre perfil e testemunho. Os dados de minipermeâmetros são muito atrativos para providenciar um conjunto de dados significativos estatisticamente para se usar conjuntamente com dados de perfis elétricos, sedimentológicos e de pressão (Hurst & Rosvoll, 1991).

Corbett & Jensen (1992a) mostram uma melhoria na correlação entre o perfil de densidade ( $\rho_B$ ) e a permeabilidade obtida por minipermeâmetro, em relação aos dados de plugues. Os valores de permeabilidade foram regularizados para o intervalo de amostragem do perfil, através de médias aritméticas móveis de forma a reproduzir a resolução vertical do perfil, ou seja, a cada 30 cm de espaçamento fez-se a média dos dados dentro do intervalo de resolução vertical da ferramenta de densidade (50 cm).

Bourke (1993) correlacionou mapas de contraste de permeabilidade amostradas na circunferência do testemunho com imagens obtidas de perfis de alta resolução, permitindo representar o contraste de permeabilidade do poço e uma avaliação detalhada das estruturas sedimentares.

Halvorsen & Hurst (1990) coletaram dados em intervalos extremamente finos em amostras serradas, resultando em mapas de permeabilidade que foram comparados a tomografias computadorizadas. Hurst *et al.* (1995) apresentam resultados em que os contrastes de permeabilidade são detectados no mínimo a uma resolução idêntica à descrição geológica do testemunho, e resolução comparável a *scanners* de alta resolução de tomógrafos.

A aquisição de dados por permeâmetro de sonda pode permitir uma avaliação mais realista da produtividade de poços (Weber, 1987, *apud* Hurst & Goggin, 1995; Prosser & Maskall, 1993) e avaliar o processo de recuperação de óleo em formações com baixa eficiência de varrido de água (Braithwaite *et al.*, 1989 *apud* Hurst & Goggin, 1995). A quantificação da heterogeneidade da permeabilidade na escala de estruturas sedimentares permite modelagem numérica geologicamente realista de processos de recuperação de hidrocarbonetos, incluindo o papel e interação dos processos capilares e heterogeneidade sedimentar (Corbett *et al.*, 1992; Pickup *et al.*, 1995).

Utilizando dados de permeamtria de sonda, Corbett *et al.* (1992) realizaram mudança de escala (geopseudos) que, segundo os autores, possui vantagens sobre as abordagens de métodos convencionais de simulação na captura dos efeitos de capilaridade devido a estrutura regular a pequena escala. Bahrahholm & Heller (1992) utilizaram dados de minipermeamtria



para, através de geoestatística, gerar modelos de variabilidade espacial e analisar os efeitos da heterogeneidade no deslocamento de fluidos. Kara *et al.* (1993) desenvolveram um programa para gerar unidades de fluxos baseadas nas derivadas das permeabilidades, obtidas por minipermeamtria.

Muitos estudos em afloramentos, utilizando-se equipamentos portáteis, focalizam a relação entre as fácies sedimentares e a distribuição da permeabilidade (Goggin *et al.*, 1988b; Dreyer *et al.* 1990; Jacobsen & Rendall, 1991; Hurst & Goggin, 1995, Siqueira *et al.*, 1996) e a aplicação dos dados para modelar a permeabilidade e a heterogeneidade de reservatórios similares em subsuperfície (Goggin *et al.*, 1989 *apud* Hurst & Goggin, 1995; Kitteridge *et al.*, 1990 *apud* Hurst & Goggin, 1995).

### • Minipermeâmetro ou plugues?

Medidas por minipermeâmetros não devem ser vistas como substitutas de plugues, mas complementares; a calibração do primeiro é feita usando plugues. A escolha entre os métodos deve depender das aplicações dos dados. Plugues possuem um volume de investigação muito maior que a sonda com maior diâmetro, portanto, eles tendem a suavizar a presença da heterogeneidade detectada pela minipermeamtria e, conseqüentemente, menos plugues são necessários para obter uma amostragem estatisticamente válida da variação da permeabilidade observada (Hurst & Rosvoll, 1991).

A sensibilidade dos permeâmetros de sonda para resolver a permeabilidade numa escala sub-centimétrica (similar à escala de exame da heterogeneidade sedimentar) é a maior vantagem do método quando comparado com medições em plugues (Hurst & Goggin, 1995). Normalmente a amostragem rotineira de reservatórios por plugues (a cada 30 cm) é insuficiente para capturar a variação de permeabilidade presente. A utilização de um minipermeâmetro pode auxiliar na determinação, usando métodos estatísticos simples, da quantia de dados requeridos para caracterizar a heterogeneidade da permeabilidade do reservatório (Hurst & Rosvoll, 1991; Corbet & Jensen, 1992b; Hurst & Goggin, 1995). Jensen (1990) concluiu que a caracterização da permeabilidade era melhor com um conjunto denso mas

não acurado de dados de minipermeamtria do que usando poucos dados acurados de plugues.

Na escala de medições de testemunhos em laboratórios, o minipermeâmetro tem muitas vantagens sobre plugues. Como as medidas por minipermeamtria são basicamente não destrutivas, o limitado volume de testemunho escapa da destruição causada por amostragem por plugues e as rotinas podem ser alteradas para se amostrar por minipermeamtria antes de se sacar os plugues sendo possível se pesquisar a quantidade de plugues necessários. Medições por plugues são enfim necessários para confirmar tendências reveladas pela minipermeamtria, mas plugues sozinhos nunca produzirão um conjunto de dados suficientemente denso para fazer uma identificação da anisotropia nesta escala de investigação (Hurst & Rosvoll, 1991).

## 2. Princípios físicos

Permeâmetros (Figura 2-1) de sonda são instrumentos desenhados para obter rapidamente um grande número de medidas de permeabilidade acuradas, de baixo custo, localizadas e minimamente destrutivas (Goggin, 1993). Basicamente, na sua forma mais simples, eles não são mais do que uma sonda através da qual se injeta gás pela ponteira contra a superfície da amostra que se queira estimar a permeabilidade.

Os fatores primários que afetam a resposta são (Goggin, 1993):

- a) a permeabilidade ao gás da amostra;
- b) o estado da amostra;
- c) a viscosidade do gás nas condições de temperatura e pressão de fluxo;
- d) qualidade da ponteira selante;
- e) geometria de fluxo do gás com respeito à geometria de poros.

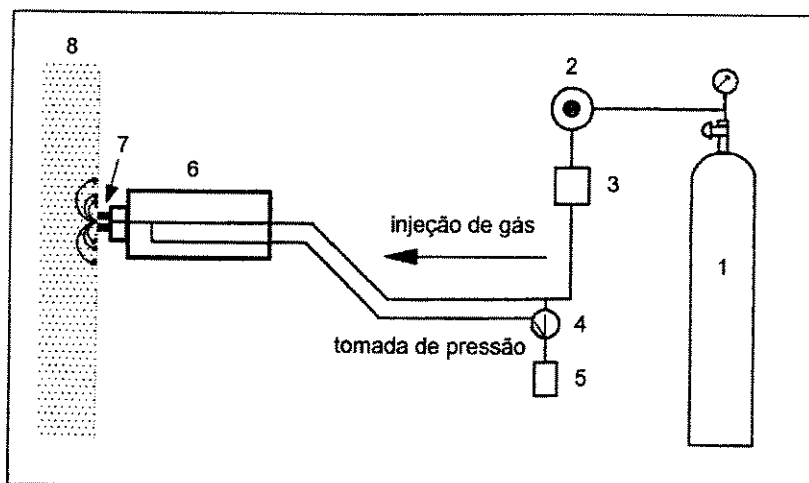


Figura 2-1: Esquema de um minipermeâmetro: 1 - Tanque de gás; 2 - Regulador de pressão ou vazão; 3 - Medidor de vazão; 4 - Válvula seletora para leitura de pressão; 5 - Medidor de pressão; 6 - Sonda; 7 - Ponteira selante; 8 - Meio poroso; conforme Siqueira et al. (1996).

Analisando estes fatores, observa-se uma complexidade potencial na aplicação da minipermeamtria: como obter medidas de permeabilidade ao gás confiáveis quando as únicas quantidades relativamente conhecidas são o estado da amostra, temperatura, viscosidade do gás, vazão e pressão de injeção. Como complicador, comumente é observado comportamento não-Darcy nas medições (Goggin *et al.*, 1988a; Daltaban *et al.* 1991; Jones, 1992).

Assumindo-se uma qualidade de selo da ponteira e uma geometria de fluxo radialmente homogênea resultante de um sistema poroso homogêneo, isotrópico, há dois métodos de computar a permeabilidade: (a) gráficos de calibração direta e, (b) relações teóricas. Experimentalmente, ambos fornecem bons resultados (Eijpe & Weber, 1971; Goggin *et al.*, 1988a; Halvorsen & Hurst, 1990; Jones, 1992). Conquanto a qualidade da ponteira não seja problema, sistemas porosos “homogêneos” raramente são encontrados na prática e mesmo assim em pequenas frações das amostras.

Estas condições não impedem a aplicação de minipermeamtria em rochas heterogêneas, mas um erro não quantificável é introduzido na estimativa da permeabilidade (Goggin, 1993). Para quantificar e corrigir este erro, as complexidades do sistema poroso teriam que ser conhecidas em cada local amostrado, que é praticamente impossível. Apesar disto, segundo o autor, a permeabilidade pode ser estimada acuradamente numa faixa de erro de 10% em relação às análises convencionais de plugues. O método é robusto para medidas em rochas moderadamente anisotrópicas e heterogêneas (Halvorsen & Hurst, 1990; Robertson & McPhee, 1990), sendo necessário cuidado com amostras muito laminadas ou com heterogeneidade na escala da ponteira (*vugs*, fraturas ou arenitos conglomeráticos) (Goggin, 1993).

## **2.1 Desenho do aparelho**

Os componentes básicos de um minipermeâmetro são sumarizados na Figura 2-1. Os instrumentos podem variar profundamente entre si conforme a utilização (Eijpe & Weber, 1971; Halvorsen & Hurst, 1990; Robertson & McPhee, 1990; Jones, 1992). Porém os componentes básicos para coletar os dados são similares (Sutherland *et al.*, 1993): uma sonda de pequeno diâmetro, uma ponteira selante que fará o contato com a superfície da rocha,

uma fonte de gás inerte e um sistema de monitoramento da pressão e vazão de fluxo do gás e da temperatura ambiente (para medidas em estado de fluxo permanente). Para medidas através de declínio de pressão o monitoramento da vazão não é necessário (Jones, 1992).

#### **a) Sonda**

A sonda consiste de um tubo de pequeno diâmetro, conectado a um suprimento de gás, com uma ponteira de injeção. O desenho da sonda é flexível e pode ser construído conforme a aplicação (Sutherland *et al.*, 1993).

#### **b) Ponteira selante**

A ponteira selante deve permitir o fluxo irrestrito de gás para o espaço poroso e prevenir o escape de gás pela superfície de contato entre a rocha e a ponteira. Deve ser feita com material impermeável, compressível o suficiente para permitir selo de forma efetiva porém de forma a evitar deformação. Deve também ser robusta o suficiente para manter a integridade do selo após inúmeras medições (Sutherland *et al.*, 1993).

A ponteira deve ser aplicada aproximadamente normal à superfície da amostra a uma força constante e conhecida. A força deve ser suficiente para evitar vazamento, mas controlada tanto para evitar alterações no material a ser medido (especialmente em rochas friáveis) quanto mudanças nas dimensões da área de contato da ponteira e portanto, alterações nos raios internos e externos da mesma. Como estes raios são utilizados na equação que calcula a permeabilidade, qualquer alteração nos mesmos gera erro no valor estimado.

Amostras friáveis requerem pressão de injeção e compressão sobre a ponteira reduzidas para não deformar a amostra, embora não possa haver uma redução muito grande na compressão para evitar vazamentos. Segundo Jones (1992) com regulação criteriosa de ambas é possível se fazer leitura mesmo em amostras friáveis com o minipermeâmetro PDPK-300™.

A profundidade e raio de investigação podem ser incrementados pelo aumento na razão raio externo/raio interno e no tamanho do raio externo da ponteira (Jones, 1992).

### **c) Fonte de gás**

A utilização de um gás inerte e seco é necessário para que não haja alteração na amostra durante a medição. Nitrogênio é o gás mais apropriado para ser usado como fonte por ser barato e facilmente obtido. Na impossibilidade de se obter nitrogênio pode ser utilizado ar, porém deve-se ter em conta que o uso de ar sem desumidificação pode levar a erros na estimativa da permeabilidade pela possível introdução de uma quantidade significativa de vapor de água no meio poroso (Sutherland *et al.*, 1993).

## **2.2 Classificação relacionada ao uso**

O desenho do minipermeâmetro é controlado por sua aplicação, sendo dividido normalmente em duas categorias: laboratório e portátil.

### **a) Laboratório**

Os instrumentos utilizados em laboratório podem ser manuais ou automáticos. A simplicidade dos componentes permite flexibilidade no desenho (Hurst & Goggin, 1995). Mesmo os primeiros aparelhos de fluxo permanente, manualmente operados, podiam adquirir centenas de dados diários (Eijpe & Weber, 1971).

As vantagens de se usar sistemas automatizados em testemunhos no laboratório são (Goggin, 1993):

- i) aplicação controlada de força da sonda contra a amostra fornece uma geometria da ponteira selante constante e repetível;
- ii) posicionamento digital da sonda fornece condições de medições repetíveis e permite investigação controlada de heterogeneidades milimétricas ou centimétricas; e

iii) estado da arte da instrumentação, que fornecem medições com acuracidade equivalente a permeâmetros ao gás convencionais (Halvorsen & Hurst, 1990; Jones, 1992).

Na presente dissertação, mesmo com alguns problemas e falta de experiência, atingiu-se uma média de 80 medições por hora.

## **b) Portátil**

A simplicidade dos minipermeâmetros torna possível a construção de instrumentos portáteis, com sondas manuais, para o uso em afloramentos (Hurst & Goggin, 1995). Apesar da principal utilização ser em afloramentos, nada impede sua utilização em laboratório (Siqueira *et al.*, 1996). Os principais problemas operacionais são: peso (aproximadamente 15 kg); fonte de gás; mudanças nas condições durante as medidas (principalmente temperatura e saturação do afloramento); e a superfície normalmente intemperizada dos afloramentos (Hurst & Goggin, 1995).

A aplicação em afloramentos torna possível o desenvolvimento de modelos análogos para ampliar o conhecimento de reservatórios de petróleo (Dreyer *et al.*, 1990; Jacobsen & Rendall, 1991; Knutson *et al.*, 1993, Lewis *et al.*, 1993; Grant *et al.*, 1994, North & Taylor, 1996).

No Brasil, o trabalho pioneiro em afloramentos foi realizado na Formação Açu da Bacia Potiguar, visando identificar e quantificar os atributos de rocha que influenciam a permeabilidade, além de obter sua distribuição espacial (Siqueira *et al.*, 1996)

## **2.3 Classificação relacionada ao princípio físico**

Dois tipos básicos de aparelho podem ser definidos quanto ao princípio físico utilizado na estimativa da permeabilidade. O primeiro, utilizado desde os trabalhos pioneiros, utiliza o princípio do estado de fluxo permanente para calcular a permeabilidade (Hurst & Goggin, 1995). O segundo utiliza o princípio do estado de fluxo transiente (Jones, 1992).

### **a) Fluxo permanente**

Nos minipermeômetros de fluxo permanente, a pressão e vazão do gás devem ser conhecidas para estimar a permeabilidade (Goggin *et al.*, 1988a). É conveniente manter pressão ou vazão constante e registrar o valor da outra variável quando o estado permanente for atingido (Hurst & Goggin, 1995). Normalmente, a variação no fluxo é registrada a uma pressão constante apropriada (p. ex. Halvorsen & Hurst, 1990; Robertson & McPhee, 1990).

A permeabilidade não é medida diretamente por permeômetros de sonda de fluxo permanente (Hurst & Goggin, 1995). A transformação da vazão de fluxo em permeabilidade é feito através de relações derivadas empiricamente entre as vazões de fluxo do minipermeômetro e medidas de permeabilidade em plugues em celas Hassler (Hurst & Goggin, 1995) ou pelo uso de equações analíticas (Goggin *et al.*, 1988a; Halvorsen & Hurst, 1990). Correlação excelente pode ser obtida entre ambas as medidas em material similar num intervalo entre 0,1 mD e 10 D (Hurst & Goggin, 1995).

A precisão das medidas de um minipermeômetro de fluxo permanente é comparável aquelas convencionais feitos em celas Hassler em plugues de testemunhos (Hurst *et al.*, 1995).

### **b) Fluxo transiente**

Até 1992, todos os permeômetros reportados eram aparelhos de fluxo permanente (Jones, 1992). Nestes permeômetros, em amostras com permeabilidades inferiores a 1 mD as medições duravam 20 min, ou mais, até ser atingido o estado de fluxo permanente, após o qual a leitura de fluxo se mantinha entre zero e um no último dígito significativo. Portanto, mesmo que a calibração fosse exata, a incerteza no cálculo de permeabilidades muito baixas era de  $\pm 50\%$  por problemas de arredondamento da última casa no mostrador do medidor de vazão. Já para as faixas de altas permeabilidades a ocorrência de resistência inercial frequentemente causava erros significativos no cálculo da permeabilidade. A necessidade de se tomar medidas em grandes quantidades incentivou os pesquisadores a trabalhar em um permeômetro que



utilizasse o declínio de pressão ao se liberar um volume calibrado de gás para o espaço poroso, através da sonda, para se medir a permeabilidade.

Removeu-se o controle de fluxo e adicionou-se reservatórios com volumes calibrados diferentes, com possibilidade de serem interconectados através de um sistema de válvulas comandadas automaticamente. O tempo de decaimento da pressão, quando o gás flui para o espaço poroso, produz uma medida direta da permeabilidade. O tempo requerido para amostras de baixa permeabilidade foi reduzido de 20 minutos para 24 segundos, e a incerteza no cálculo da permeabilidade foi reduzida para menos de 5% (Jones, 1992).

A presente dissertação foi realizada utilizando uma versão mais atualizada (PDPK-300™) do permeâmetro descrito por Jones, 1992 (PDPK-200™). Como diferença, o primeiro possui posicionamento manual e o segundo, motorizado. O aparelho é conectado a um microcomputador que controla toda a operação através de um programa denominado *Profile Permeameter Software (PROPERM)*, operando em ambiente *WINDOWS™*. O programa é amigável e todos os dados de registros são automaticamente salvos numa planilha *EXCEL™*, em formato pré-definido. A Figura 2-2 mostra esquematicamente o *Pressure Decay Profile Permeameter*.

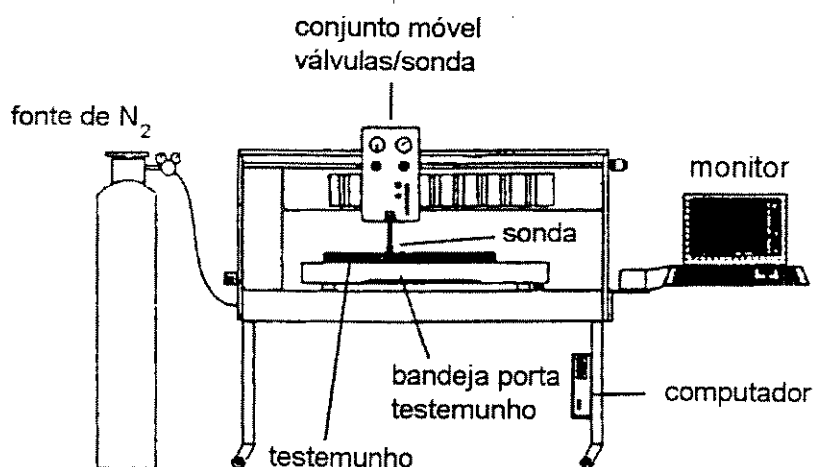


Figura 2-2: Esquema do mntpermeâmetro de fluxo transiente PDPK-300™ (CoreLab, 1994)

O funcionamento completo do aparelho encontra-se detalhado no manual de funcionamento do mesmo (Core Laboratories Instruments, 1994). A seguir serão descritas alguns pontos operacionais:

O minipermeâmetro PDPK-300™ funciona pelo princípio de fluxo transiente (declínio de pressão) e pode medir, segundo o fabricante, valores de permeabilidade ao gás de 0,001 mD a valores superiores a 30 Darcy. Não é necessário calibrações empíricas para diferentes tipos de rocha. Os valores medidos são corrigidos para efeito de escorregamento (Klinkenberg) e resistência inercial (Forchheimer).

A vazão de fluxo não é medida, mas somente o declínio da pressão e o tempo de descarga. Desta maneira a única calibração é realizada no transdutor de pressão. O computador controla a abertura das válvulas entre as diversas câmaras, monitora e registra as coordenadas do ponto de amostragem, o tempo e declínio de pressão, profundidades medidas, recuo do eixo da amostra, permeabilidades aparente ao gás ( $k_A$ ) e corrigidas para o efeito Klinkenberg ( $k_L$ ). A permeabilidade é calculada diretamente, através de equações analíticas (Goggin *et al.*, 1988a) adaptadas para o fluxo transiente.

O volume do reservatório do instrumento está relacionado com a faixa de permeabilidade da rocha. Amostras fechadas necessitam pouco gás enquanto amostras altamente permeáveis necessitam muito gás para haver tempo do aparelho captar o transiente de pressão. O instrumento foi construído com quatro câmaras separadas para acomodar mais de sete ordens de magnitude de permeabilidade. Após uma estimativa inicial grosseira da permeabilidade da rocha, o processador comanda a abertura das válvulas. Em amostras fechadas somente a câmara pequena é usada, e em amostras muito permeáveis, todas as câmaras são utilizadas. Para amostras com alta permeabilidade o tempo de descarga é inferior a quatro segundos, enquanto para fechadas o tempo máximo de operação é de normalmente 24 segundos, podendo ser estendido para 30 segundos<sup>1</sup> quando a permeabilidade é menor que 0,01 mD.

Apesar de não indicado pelo fabricante, como não há estabilização nem da vazão de fluxo e nem da pressão de injeção, eventuais vazamentos entre a ponteira e a superfície da amostra são difíceis de detectar. Na prática,

---

<sup>1</sup> Apesar do fabricante afirmar que o tempo máximo seria de 30 segundos, ocorreu durante algumas medições de amostras com baixas permeabilidades (menor que 0,1 mD) tempos superiores a 300 segundos, devido ao fato do programa ter escolhido um volume grande, ou seja, a medição preliminar considerou que a amostra tinha boa permeabilidade.

observou-se que na maioria das vezes é possível perceber a ocorrência de vazamentos ou devido ao fato da medida ser anômala em relação às circunvizinhas ou também devido a um ruído característico. Porém em amostras com altas permeabilidades (>1500mD) o ruído de descarga do gás para o interior do espaço poroso é semelhante ao de um vazamento.

## **2.4 Estimativa da permeabilidade**

Para fluxo permanente, a vazão de fluxo do minipermeâmetro pode ser convertida em permeabilidade de três maneiras diferentes (Halvorsen & Hurst, 1990):

### **a) Comparação com permeabilidade de plugues medidas no mesmo intervalo**

É um método de calibração comum porém com diversos problemas. Inicialmente, as medidas de minipermeamtria não são realizadas nas posições onde os plugues foram retirados, mas adjacentes, portanto a comparação direta possui um valor de incerteza. Este problema pode ser solucionado se a minipermeamtria preceder o processo de retirada dos plugues, ou se a medidas com o minipermeâmetros forem feitas nos plugues antes da limpeza dos mesmos. Este último procedimento fornece uma indicação adicional da diferença que ocorre com o valor de minipermeamtria antes e após a limpeza. Outro problema pode ocorrer se as amostras forem heterogêneas, podendo gerar baixa correlação. Normalmente em plugues razoavelmente homogêneos um correlação melhor é obtida.

Quando medições feitas em fatias de testemunhos são comparadas com plugues adjacentes, as tendências exibidas pelos dados de minipermeamtria são frequentemente deslocados em relação aos dados de plugues (Hurst *et al.*, 1995). Este deslocamento pode ser positivo ou negativo. Desvio positivo (isto é, permeabilidade mais alta no minipermeâmetro que no plugue) ocorre provavelmente por um ou vários dos seguintes fatores: microfraturas, efeito de pressão de confinamento e heterogeneidade da amostra. As microfraturas, que frequentemente se formam ao longo de partições delgadas argilosas ou micáceas, podem ter um efeito muito maior na minipermeamtria que na cela de Hassler (Halvorsen, 1993). Em geral, a permeabilidade decresce com o

incremento na pressão de confinamento. Como a cela de Hassler trabalha com pressão de confinamento de aproximadamente 290 psi e a minipermeamtria não trabalha sob pressão de confinamento, é razoável se esperar algum desvio positivo, principalmente se microfraturas se fecham sob pressão de confinamento.

Desvios negativos são principalmente atribuídos a diferenças na condição física dos plugues, em comparação aos testemunhos. Enquanto os plugues são limpos e secos, os testemunhos são deixados secar com os fluidos originais e restos de filtrado do fluido de perfuração.

Em comum com medidas em celas de Hassler, os dados de minipermeamtria não são adquiridos sob condições de reservatório e correções para estas condições são similares àquelas para medidas em celas Hassler. Apesar da minipermeamtria fornecer informações melhoradas com respeito ao contraste de permeabilidade, estimativas da permeabilidade absoluta devem ser obtidas de análises especiais de testemunhos, onde os efeitos da pressão litostática (confinamento) e permeabilidade relativa podem ser avaliadas (Hurst *et al.*, 1995).

### **b) Calibração com plugues “homogêneos”**

Para se fazer calibrações empíricas entre dados de minipermeamtria e plugues, as medições por minipermeamtria são feitas nas faces planas de plugues com permeabilidade conhecida  $k_g$ , obtida de forma convencional. Usando regressão, uma relação é encontrada entre a  $k_g$  e a resposta do minipermeâmetro em termos de vazão e pressão (Sutherland *et al.*, 1993).

Uma coleção de plugues “homogêneos” é necessária com uma larga faixa de permeabilidades. Para qualquer litologia, um conjunto em condições ótimas de medição (geometria da ponteira, força de aplicação, pressão do gás) devem ser definidas e medida as vazões de fluxo em cada uma das faces dos plugues (Halvorsen & Hurst, 1990).

Ao comparar as vazões do minipermeâmetro com permeabilidade de celas Hassler, recomenda-se a metodologia modificada de Cadman (1984) *apud* Sutherland *et al.*, 1993: (a) tomar no mínimo sete medidas em cada face

plana do plugue; (b) calcular a média geométrica das vazões de cada face; e (c) calcular a média harmônica das duas médias geométrica das faces.

Outros procedimentos podem ser encontrados em Corbett & Jensen (1992a). Quando se adquire medidas com a sonda nas faces planas dos plugues, a possibilidade de vazamento pelas bordas laterais do plugue deve ser evitada. O efeito de borda pode ser detectado fazendo-se medições transversais através da face do plugue.

Coleção de plugues "homogêneos" não é uma tarefa trivial. Hurst & Rosvoll (1991) eliminaram amostras heterogêneas usando tomografia computadorizada. Subsequentemente, amostras aparentemente homogêneas foram eliminadas quando a média geométrica da permeabilidade de cada face (conf. Cadman, 1984 *apud* Hurst & Rosvoll, 1991) provaram ser significativamente diferentes. A similaridade entre os valores das médias aritméticas, geométricas e harmônicas das faces é um bom indicador da homogeneidade da amostra com respeito às medidas de minipermeamtria.

A despeito da incerteza que cerca a física da minipermeamtria, é encorajador ver a excelente correlação entre os valores medidos em celas de Hassler e em minipermeamtria em plugues homogêneos (Hurst & Goggin, 1995). Correlações típicas entre a permeabilidade e a vazão mostram alto grau de correlação usando este método (Halvorsen & Hurst, 1990).

### c) Solução analítica

Até 1988, as medidas de vazão, tomadas a uma pressão de injeção fixa, eram calibradas em plugues de permeabilidade conhecida, conforme visto acima. Entretanto, a permeabilidade só podia ser computada diretamente dentro da faixa de calibração e caso as condições de operação sofressem modificações (por exemplo, diferentes pressões de injeção ou ponteira com raio interno e/ou externo diferente), as calibrações precisavam ser repetidas. Goggin *et al.* (1988a) construíram um simulador numérico para estudar as características de fluxo de um minipermeâmetro de fluxo permanente e apresentam uma versão modificada da Lei de Darcy, que permite o cálculo da permeabilidade em todas as condições de vazão, pressão de injeção, dimensões de ponteira e de amostra, através da proposição de um fator

geométrico adimensional, dependente apenas da geometria da ponteira da sonda e das dimensões da amostra a ser analisada. Com isso, as limitações são superadas e um grande avanço no uso da minipermeamtria é observado.

### 2.4.1 Geometria de fluxo e lei de Darcy modificada

O estudo de Goggin *et al.* (1988a) foi definido para duas geometrias básicas conforme as relações entre pressão de injeção e vazão para fluxo em torno da ponteira do minipermeâmetro: fluxo para geometria semi-infinita em afloramentos ou amostras de grandes dimensões e fluxo em plugues não confinados. Foi também assumido que a rocha é homogênea e isotrópica, isto é, a permeabilidade calculada da rocha é considerada como sendo um tensor constante dentro do volume investigado. Foi considerado ainda um fluxo radialmente simétrico de um fluido compressível.

As duas geometrias básicas geraram duas soluções diferentes para o fator geométrico. A distribuição pseudo-potencial de fluxo em plugues não confinados foi resolvida através de aproximação por diferenças finitas radiais enquanto que uma função em anéis-fonte foi implementada para a geometria de meio espaço infinito.

Para a solução da geometria em plugues não confinados, as equações foram adimensionalizadas, considerando-se o raio interno da ponteira ( $r_i$ ) como comprimento característico, gerando as seguintes medidas:

$b_D = r_e / r_i$ , espessura adimensional da parede da ponteira (selo), onde  $r_e$  é o raio externo;

$R_D = R_{plug} / r_i$ , raio adimensional do plugue; e

$L_D = L_{plug} / r_i$ , comprimento adimensional do plugue.

As condições de contorno foram então definidas para combinações das dimensões da ponteira ( $b_D$ ) e da amostra ( $R_D$ ,  $L_D$ ).

A Figura 2-3 mostra um exemplo da distribuição da massa adimensional,  $m_D$  para o caso  $b_D = 2$ ,  $R_D = L_D = 3$ . As curvas pseudo-potenciais indicam que o fluxo entrando ou saindo da amostra concentra-se próximo à

superfície de contato da ponteira da sonda. Esta região de alto fluxo de massa tende a dominar o padrão de fluxo e a razão vazão mássica *versus* pressão de injeção. Como consequência, Goggin *et al.* (1988a) consideram que o volume de rocha investigado pelo gás é fortemente relacionado às dimensões da ponteira e menos influenciado pelo tamanho da amostra, exceto no caso de amostras muito pequenas. Através de refinamento automático da malha próximo da interface rocha/ponteira reduziu-se o erro final do balanço de materiais, estimados pelo fluxo de entrada e saída de massa de cada cela, até um valor final menor que 0,1%.

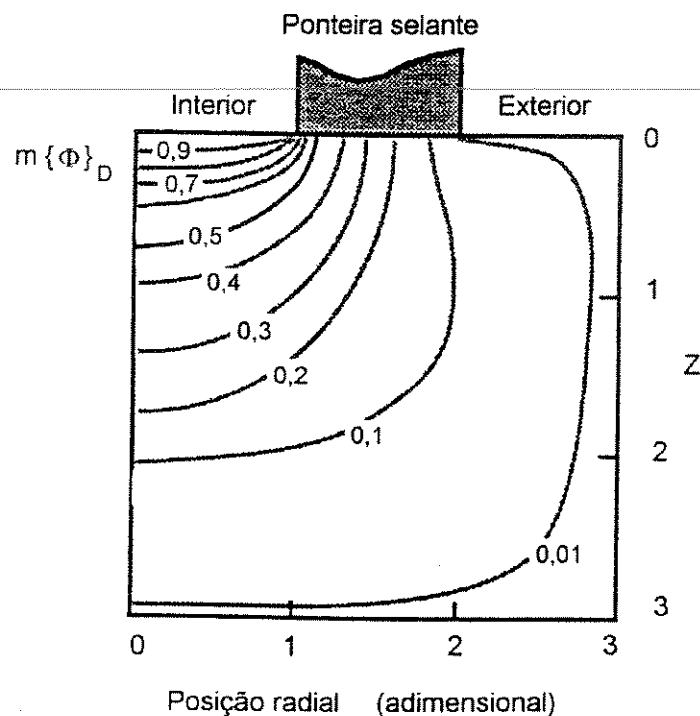


Figura 2-3: Contornos pseudo-potenciais adimensionais para o caso:  $b_D = 2$ ,  $R_D = L_D = 3$ , conforme Goggin *et al.* (1988a).

A geometria de fluxo em semi-espaco pode ser definida como fluxo resultante de medidas tomadas em amostras cujos  $R_D$  e  $L_D$  se aproximam do infinito. Para esta geometria, as equações de conservação de massa foram solucionadas através da inversão de um sistema linear de equações derivadas de uma aproximação numérica da integral das vazões mássicas em anéis-fonte concêntricos, localizados na superfície da amostra.

Os autores definiram a lei de Darcy numa forma integral como obtida da razão de massa  $\dot{m}_o$  que entra no meio poroso. Numa forma dimensionalmente consistente, a equação torna-se

$$\dot{m}_o = -r_i \cdot G_o(b_D, R_D, L_D) k_o^\infty \cdot \Delta m\{\Phi\} \quad (2-1)$$

onde  $k_o^\infty$  é a permeabilidade ao líquido ou à baixa velocidade,  $\Delta m\{\Phi\}$  é a queda pseudo potencial do gás real e  $G_o(b_D, R_D, L_D)$  é um fator geométrico adimensional, sendo definido como

$$G_o(b_D, R_D, L_D) = 2\pi \int_0^1 \left\{ \frac{\partial m_D}{\partial Z_D} \right\}_{Z_D=0} r_D dr_D \quad (2-2)$$

onde  $m_D\{\Phi\}$  é a função pseudo potencial do gás real adimensional,  $Z_D = z/r_i$  é a altura vertical adimensional e  $r_D = r/r_i$  é a posição radial adimensional.

As Figuras 2-4, 2-5 e 2-6 mostram o efeito resultante no fator  $G_o$  em função da variação de  $b_D$  para diversos pares de comprimento e raio da amostra e para amostras de dimensões reduzidas. A curva para amostras semi-infinitas com  $G_o(b_D, \infty)$  também é apresentada para comparação. Observa-se que  $G_o$  decresce com o aumento de  $b_D$  para todas as curvas, mantendo-se fixos  $R_D$  e  $L_D$ .

A profundidade efetiva de investigação pode ser estimada comparando-se o valor de  $G_o$  para um conjunto  $(b_D, R_D, L_D)$  qualquer com o valor correspondente de  $G_o$  para o semi-espaço, isto é, para amostras semi-infinitas. Analisando-se a Figura 2-4 observa-se que para  $R_D = L_D = 4$ , a curva difere da curva de semi-espaço em menos de 5%, para uma gama ampla de dimensões de ponteiros selantes. Aceitando-se este nível de distorção, o volume de investigação seria equivalente a uma semi-esfera com raio de cerca de quatro vezes o raio interno da ponteira. Como a profundidade de investigação é baseada no efeito de condições de contorno, qualquer amostra com dimensão maior que quatro vezes o raio interno da ponteira pode ser considerada semi-infinita.



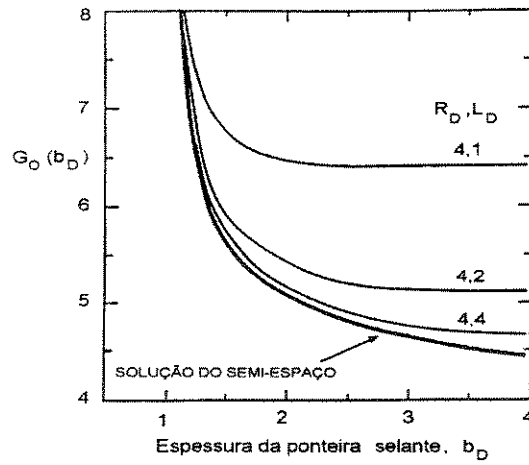


Figura 2-4: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito do comprimento da amostra, conforme Goggin et al. (1988a).

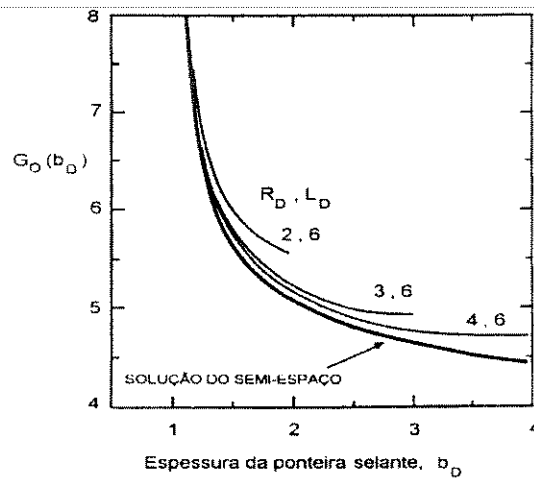


Figura 2-5: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito do rato da amostra, conforme Goggin et al. (1988a).

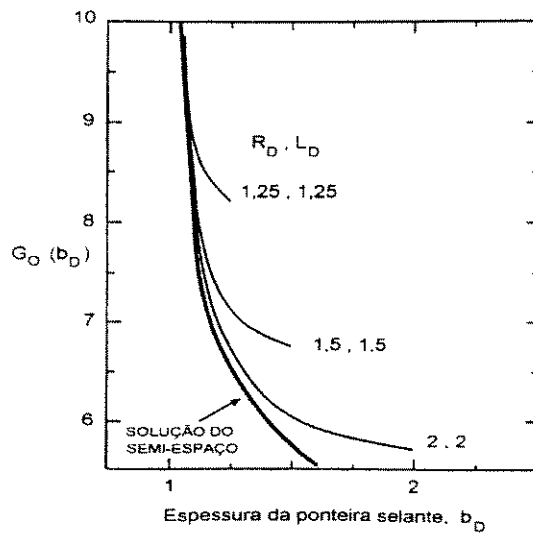


Figura 2-6: Curvas do fator geométrico mostrando o efeito de amostras de tamanho pequeno, conforme Goggin et al. (1988a).

Desprezando os efeitos não-Darcy (escorregamento do gás e alta velocidade), assumindo-se comportamento de gás ideal e viscosidade do gás constante, a equação modificada da lei de Darcy pode ser escrita como:

$$k_{\text{aparente}} = \frac{2q_1 \mu p_1}{r_i G_o (p_1^2 - p_{\text{atm}}^2)} \quad (2-3)$$

onde,  $q_1$  = vazão volumétrica de injeção à pressão de injeção  $p_1$ ;  $p_{\text{atm}}$  = pressão atmosférica e  $r_i$  = raio interno da ponteira selante. O fator  $G_o$  substitui a expressão  $2\pi$ , que seria utilizada caso a geometria de fluxo fosse perfeitamente semi-esférica.

---

Goggin *et al.* (1988a) desenvolveram os modelos para prever  $G_o$  baseados em meios porosos homogêneos e isotrópicos, não sendo válidos em outras condições. A principal aplicação da minipermeamtria é quantificar a heterogeneidade da permeabilidade numa escala pequena, onde estes modelos não devem descrever adequadamente o fluxo. Porém, diversos experimentos de calibração tem demonstrado a acuracidade da Equação 2-3 em plugues aproximadamente "homogêneos" em regime de fluxo Darcy (Goggin *et al.*, 1988a; Corbett & Jensen, 1992a; Jones, 1992; Robertson & Mcphee, 1990; Grant *et al.* 1994). Halvorsen & Hurst (1990) encontraram boa correlação entre a solução analítica e a calibração empírica em condições experimentais diferentes. Na prática, utilização da Equação 2-3 para o cálculo da permeabilidade é bastante generalizada, sendo considerada suficientemente satisfatória para as aplicações rotineiras de estudo de reservatórios apesar de não haver ainda a confirmação de diversas características adotadas nas simulações numéricas.

Como é frequente a similaridade entre soluções definidas teoricamente e empiricamente, é apropriado computar soluções teóricas para permeabilidade de séries específicas de medições de fluxo de gás (Halvorsen & Hurst, 1990). Desvios entre as soluções teóricas e empíricas devem provavelmente refletir definições inaccuradas das dimensões na ponteira ou materiais inadequados para o selo que, se usados, são sujeitos a distorções na sua geometria quando comprimidos (Sutherland *et al.*, 1993).

Embora a Equação 2.3 tenha sido desenvolvida para fluxo em estado permanente, através de adaptações ela pode ser usada para fluxo transiente (Jones, 1992), conforme pode ser visto no Item 2.4.3, adiante.

## 2.4.2 Correções para efeitos de fluxo não-Darcy

Dois efeitos importantes foram observados por Goggin *et al.* (1988a) para as permeabilidades obtidas através do uso de minipermeâmetro. Para valores abaixo de 20 mD, a permeabilidade era superior aos valores convencionais enquanto que para valores acima de 500 mD ocorria o inverso. Estes desvios são atribuídos aos efeitos de escorregamento do gás e de fluxo em alta velocidade, respectivamente.

---

As correções para efeitos de fluxo não-Darcy são conseguidas através de procedimentos numéricos iterativos usando publicações de correlações entre a permeabilidade e coeficientes de escorregamento e fluxo inercial, tanto para fluxo permanente quanto transiente (Goggin *et al.*, 1988a; Jones, 1992).

### 2.4.2.1 Correção para efeito de escorregamento do gás

De maneira similar ao que ocorre nos ensaios convencionais de permeabilidade ao gás, também na minipermeamtria ocorre efeito de escorregamento do gás: a baixas pressões, a permeabilidade ao gás calculada pela Equação 2.3 é maior que a real (Siqueira *et al.*, 1996). À medida que se aumenta a pressão média de fluxo, o valor da permeabilidade aparente ao gás diminui, aproximando-se cada vez mais de um valor,  $k_{\infty}$ , que Klinkenberg (1941) concluiu ser igual à permeabilidade do meio poroso a um líquido não reativo.

Os efeitos de escorregamento do gás em amostras com baixa permeabilidade a baixas pressões médias podem ser corrigidos usando a equação padrão de Klinkenberg (1941):

$$k_{\infty} = \frac{k_{\text{aparente}}}{1 + \frac{B}{P_{\text{media}}}} \quad (2.4)$$

onde o fator de escorregamento do gás,  $B$ , pode ser encontrado (a) da correlação entre  $B$  e  $k_{ro}$ , ou (b) estimado de medições múltiplas numa mesma localização com diferentes vazões/pressões de injeção. A correlação normalmente não é aceita de forma generalizada (Cornell & Katz, 1953 *apud* Goggin *et al.* (1988a), Jones, 1972 *apud* Goggin *et al.* (1988a), Jones, 1992) enquanto que a segunda opção só é válida para o conjunto a ser estudado e apresenta problemas operacionais na faixa de operação dos minipermeâmetros.

Para o caso de fluxo transiente, dados de uma medida única de decaimento de pressão também podem fornecer informações para o cálculo de  $B$ , através de processos iterativos (Jones, 1992). O programa *PROPERM*, do minipermeâmetro PDPK-300™, utiliza este método para fornecer a permeabilidade corrigida automaticamente.

#### ***2.4.2.2 Correção para efeito de alta velocidade no fluxo***

A baixas velocidades, gás fluindo através dos poros obedece a lei de Darcy (retirando-se o efeito Klinkenberg). Toda resistência ao fluxo é devido ao cisalhamento viscoso. Forchheimer (1901) *apud* Jones (1992) demonstrou que a altas velocidades a lei de Darcy subestima o gradiente de pressão requerido para manter uma dada vazão num valor proporcional ao produto da densidade do gás pelo quadrado da sua velocidade. A dissipação inercial de energia ocorre devido a incontáveis mudanças de direção e intensidade da velocidade que o gás sofre ao se deslocar pelos caminhos tortuosos do espaço poroso. Estas acelerações causam padrões de fluxo secundários na qual parte da energia de fluxo é convertida em calor através de cisalhamento viscoso.

As medições por minipermeamtria são sujeitas a altas velocidades de fluxo localizadas e, portanto, a resistência inercial ao fluxo significativa, apesar das baixas pressões de trabalho (Jones, 1992). Caminhos curtos (na ordem de milímetros, em comparação aos centímetros dos plugues) e variáveis (o gás que entra na amostra junto da parede da ponteira, flui para a atmosfera assim que o diâmetro externo da ponteira é atingido, viajando mais rápido que o gás que entra no centro da ponteira) são os responsáveis pela

alta velocidade. Ela também pode ocorrer devido a heterogeneidade que pode gerar altas velocidades localizadas.

Desde que a geometria de fluxo seja não-linear, uma forma vetorial da equação de Forchheimer, 1901 (*apud* Goggin *et al.*, 1988a) pode ser usada para modelar a perda adicional de pressão devido aos efeitos de alta velocidade no fluxo em qualquer ponto do campo do fluxo

$$-\nabla P = \frac{\mu}{k^\infty} \vec{u} + \alpha \rho \vec{u} \left| \vec{u} \right| \quad (2-5)$$

Infelizmente, não há base teórica profunda para esta equação, sendo que o último termo representa uma aproximação do termo não-linear inercial na equação de Navier-Stokes. Esta equação tem sido aplicada somente para geometria de fluxo unidimensional na qual o coeficiente de alta velocidade  $\alpha$  é considerado como sendo uma função empírica da permeabilidade da amostra, independente da direção. Entretanto, em geometria de fluxo em duas dimensões do minipermeâmetro, e principalmente na presença de forte anisotropia, um tensor representando  $\alpha$  é requerido. Goggin *et al.* (1988a) deixaram o problema em aberto e assumiram que a amostra é homogênea e isotrópica dentro do volume de investigação.

Jones (1992) ilustra o problema de suavização da magnitude de erros causados pela resistência inercial quando se faz medidas unitárias por ponto. Este problema pode ser suavizado se a permeabilidade das amostras com fluxo em alta velocidade sejam avaliadas através de fluxo transiente.

### 2.4.3 Princípio de medição no fluxo transiente

O minipermeâmetro PDPK-300™ calcula a permeabilidade do ponto amostrado automaticamente, utilizando a equação definida por Goggin *et al.* (1988a) adaptada por Jones (1992).

A Figura 2-7 ilustra os princípios envolvidos nas medidas por decaimento de pressão como aplicadas ao permeâmetro de fluxo transiente. Após a ponteira da sonda ser colocada contra a face da amostra, a válvula inferior é aberta, liberando o gás contido numa câmara interna de volume  $V_T$

e pressão desejada. A queda de pressão no tanque é então registrada em função do tempo. Quantitativamente, a inclinação da curva de queda de pressão (num tempo qualquer após um período inicial, durante o qual um gradiente suave de pressão é estabelecido na amostra) fornece uma função instantânea de vazão. O valor da *pressão manométrica* neste tempo é igual a  $\Delta p$ . A equação da vazão pode ser escrita como:

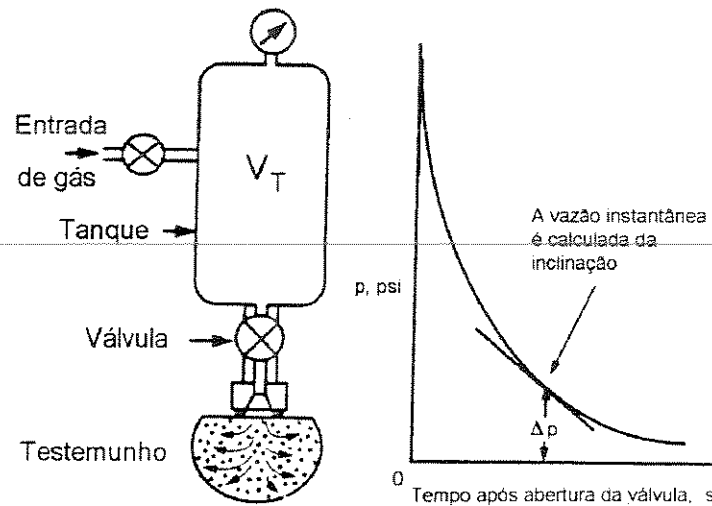


Figura 2-7: Princípio de medição da permeabilidade por decaimento de pressão, conforme Jones (1992).

$$q = \frac{-V_T}{P} \left( \frac{dP}{dt} \right) = -V_T \left( \frac{d \ln P}{dt} \right) \quad (2.6)$$

aonde  $V_T$  se refere a todo volume ocupado por gás na pressão de comunicação (a montante da face de injeção da amostra) e  $P$  é a pressão absoluta no tempo  $t$ . É mais conveniente usar pressão manométrica  $p$ ; portanto, multiplicando-se ambos os lados da Equação 2.6 por  $p$  e sabendo que  $dp = dP$ , obtém-se:

$$q = \frac{-pV_T}{pP} \left( \frac{dP}{dt} \right) = -\frac{pV_T}{P} \left( \frac{d \ln p}{dt} \right) \quad (2.7)$$

Agora pode-se definir a *função instantânea de fluxo*,  $y$ :

$$y \equiv -V_T \left( \frac{d \ln p}{dt} \right) = \frac{qP}{\Delta p} \quad (2.8)$$

O  $\Delta p$  aparece por ser numericamente igual (como definido) à pressão manométrica a montante,  $p$ . A função de vazão pode ser substituída na Equação 2.3, modificada pela Equação 2.4, lembrando-se que  $P = p + P_{atm}$ :

$$k_{\infty} = \frac{29392\mu y}{G_o r_i \Delta p (p_1 - 2P_{atm} + 2B)} \quad (2-9)$$

Na Equação 2.9,  $y$  é extraído da inclinação da curva num gráfico semi-log da queda de pressão com o tempo (Figura 2-8). Dois pares pressão-tempo qualquer adjacentes são usados para determinar  $y$ :

$$y = \frac{V_T \ln \left( \frac{P_{n-1}}{P_n} \right)}{t_n - t_{n-1}} \quad (2-10)$$

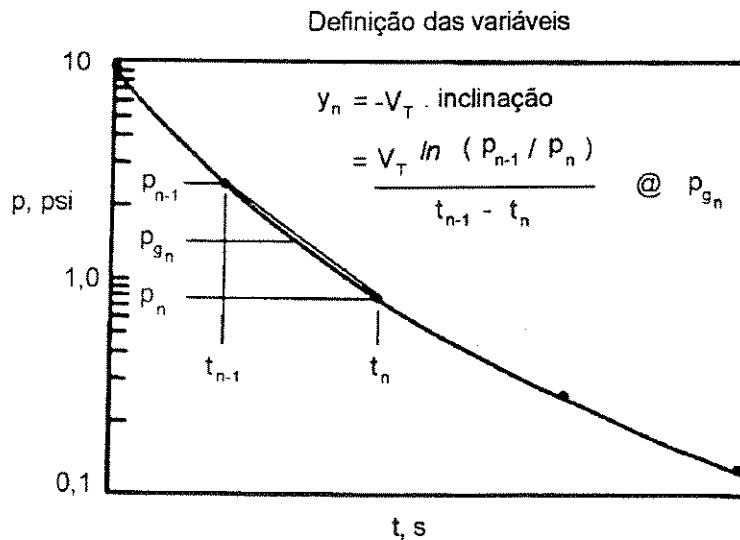


Figura 2-8: Construção da variáveis de fluxo  $y_n$  e  $P_{g_n}$ , conforme Jones (1992).

O ponto médio na escala de pressão, mostrado na Figura 2-8, é a média geométrica dos dois pontos de pressão e determina, juntamente com o ponto médio do tempo, onde a derivada, da qual  $y_n$  é calculado, é estimada.

$$P_{g_n} = \sqrt{P_{n-1} \cdot P_n} \quad (2-11)$$

A substituição por  $y$  na Equação 2.3, produzindo a Equação 2.9 não é rigorosamente permitido, porque o fluxo de massa em qualquer superfície isopotencial da amostra não é igual ao fluxo de massa entrando na amostra.

devido à queda de pressão que cria um incremento no fluxo de massa com o aumento do raio num instante qualquer. Porém, dois fatores virtualmente eliminam o erro ao se assumir o fluxo de massa espacial constante. O primeiro é que o volume poroso é pequeno em relação ao volume do reservatório do instrumento. Segundo, especialmente a pressão declina abruptamente na amostra, próximo ao círculo de injeção. Devido estas duas condições o erro varia de 0,1% (sonda com diâmetro pequeno) a 0,5% (sonda com diâmetro = 2,5 cm) (Jones, 1992).

## ***2.5 Comparação entre medições de permeabilidade com plugues e minipermeâmetros***

---

Nos parágrafos seguintes serão comparadas as principais diferenças entre ambos (baseado em Corbett & Jensen, 1992a) aplicadas ao caso estudado nesta dissertação:

### **a) Volume investigado:**

Plugues: Possuem dimensões de 1,5 polegadas de altura por 1,5 polegadas de diâmetro, e volume de cerca de 43 cm<sup>3</sup>.

Minipermeâmetro: Intimamente relacionado ao raio interno da sonda. Goggin *et al.*, 1988a sugerem que o raio de investigação é de cerca de 4 vezes o raio interno da ponteira (vide Item 2.4.1). Winterbottom (1990) *apud* Corbett & Jensen (1992a) considera 2,5 vezes o raio interno uma boa relação. Considerando-se o trabalho de Goggin *et al.* (1988a) como referência, e para a sonda usada neste estudo ( $r_i = 0.31$  cm), o raio de investigação situa-se na faixa de 1,24 cm e o volume de investigação<sup>2</sup> é da ordem de 4 cm<sup>3</sup>.

Devido esta diferença no volume investigado, somente a rocha mais homogênea (à escala de plugue) terá medidas similares pelos dois métodos.

### **b) Geometria de fluxo:**

Plugue: geometria linear e confinada (linhas de fluxo paralelas).

---

<sup>2</sup> volume da quasi semi-esfera limitada pela superfície plana da amostra.



Minipermeâmetro: geometria quasi semi-esférica e não confinada (linhas de fluxo divergentes).

**c) Pressão de confinamento:**

Plugues:  $\pm 290$  psi.

Minipermeâmetro: as amostras não são confinadas durante a medição.

Segundo Jones (1992) devido a ausência de confinamento na minipermeamtria, as medidas de permeabilidade devem ser sempre maiores que as respectivas permeabilidades obtidas por métodos convencionais.

---

**d) Pressão de injeção:**

Plugues:  $\pm 8$  psi e constante.

Minipermeâmetro PDPK-300™: Pressão inicial de  $\pm 9,5$  psi e decrescente com o tempo após a abertura da válvula de descarga.

**e) Preparação das amostras neste projeto:**

Plugues: limpos e secos (espaço poroso 100% saturado por ar).

Minipermeâmetro: testemunho fatiado, seco naturalmente à temperatura ambiente e sujo (saturação residual de fluidos originais desconhecida - óleo morto, salmoura e restos de fluido de perfuração).

Este é um dos fatores que geram desvios negativos nas medidas de minipermeamtria em relação aos plugues, ou seja, os valores dos primeiros tornam-se menores que os dos segundos devido à redução da permeabilidade causada pelos elementos contaminantes do espaço poroso.

Devido a estas diferenças, a calibração do minipermeâmetro com plugues selecionados é recomendado para incrementar a comparação entre os mesmos. O quinto fator, entretanto, pode não ser capaz de ser compensado para um trabalho sistemático (Corbett & Jensen, 1992a).

## 3. Coleta de dados

---

### 3.1 Minipermeametria

O procedimento para medição por minipermeâmetros é fortemente dependente dos objetivos (Sutherland *et al.*, 1993), sendo tratado em duas categorias: preparação das amostras e coleta dos dados. Na primeira, os efeitos da saturação residual e limpeza da superfície são importantes. Na última, atenção particular deve ser tomada de acordo com a aplicação.

#### 3.1.1 Estado dos testemunhos e plugues (preparação das amostras)

Amostras secas e limpas são ideais pois somente nestas condições ( $S_g=100\%$ ) a lei de Darcy é válida, mas a preparação das amostras é determinada pelos objetivos do experimento (Sutherland *et al.*, 1993). A limpeza do espaço poroso de um testemunho, a exemplo de como se faz com plugues, para se fazer minipermeametria é praticamente impossível, tanto pelas dificuldades técnicas quanto pelos altíssimos custos que resultariam de tal operação. Quando mede-se testemunhos frescos ou parcialmente saturados, a resposta do minipermeâmetro é função da saturação, da natureza dos fluidos, e da presença de qualquer sólido estranho dentro da amostra. Correções para saturação residual de fluidos podem ser estimadas por experimentos em amostras cujos fluidos originais tenham sido removidos. Experimentos podem ser conduzidos para avaliar a influência da saturação residual de fluidos (Halvorsen & Hurst, 1990) ou modelado por simulação numérica (Daltaban *et al.*, 1991). O problema da

saturação residual pode ser parcial ou totalmente solucionado pela correção dos dados através de correlação com plugues.

Fluxos de gás prolongados durante as medições podem causar dispersão parcial dos fluidos e podem resultar em permeabilidades aparentes transientes (Sutherland *et al.*, 1993). Migração de finos também pode ocorrer. Este fenômeno tem sido reconhecido em análises de plugues em celas de Hassler. O uso de baixas pressão de injeção e vazão, típico de aplicações laboratoriais (Halvorsen & Hurst, 1990) pode evitar este problema. Na prática, a migração de finos pode ter efeito similar à vazão para saturação de água residual (Sutherland *et al.*, 1993).

Os testemunhos utilizados na presente dissertação foram sacados em agosto de 1985, e encontram-se acondicionados em galpão à temperatura ambiente. O estado atual dos mesmos é relativamente bom, encontrando-se secos, e localmente desagregados. Desta forma, todo o fluido móvel deve ter evaporado do espaço poroso, estando o mesmo saturado por ar e óleo residual morto. Hurst & Rosvoll (1991) relatam que análises realizadas em testemunho seco revelaram saturação residual muito baixa.

Não foi realizada nenhuma forma de limpeza dos testemunhos, a não ser varredura da superfície com uma escova macia para remover a poeira superficial, e portanto as respostas do aparelho estão refletindo esta condição, ou seja, medição da permeabilidade à saturação desconhecida. Para corrigir este efeito foi realizada correlação entre os dados de plugues (medidos em celas de Hassler) e os pontos adjacentes aos mesmos, com bons resultados (Item 5.2).

Sutherland *et al.* (1993) descrevem um experimento limitado em testemunho em que os efeitos de secagem em medições por minipermeamtria, num testemunho fresco, foram pronunciados em materiais de baixa permeabilidade (2-20 mD) mas pouco significativo para materiais com permeabilidades altas (>100 mD). No presente trabalho houve oportunidade de se fazer um experimento com um trecho do testemunho

que estava molhado por água. A Figura 3-1 mostra um trecho de 20 cm do perfil de permeabilidade amostrado em um arenito grosso, com grânulos dispersos, maciço e com boa permeabilidade. Observa-se queda pronunciada na permeabilidade medida no trecho molhado. Portanto, quando se amostrar testemunhos recém cortados, deve-se observar este efeito. Carrasco *et al* (1993) fizeram medições em amostras de afloramento antes e após secagem a 60° C durante 24 horas, resultando em valores maiores pós-secagem, indicando que a água intersticial influencia as medidas dificultando a transmissibilidade do gás através do meio poroso.

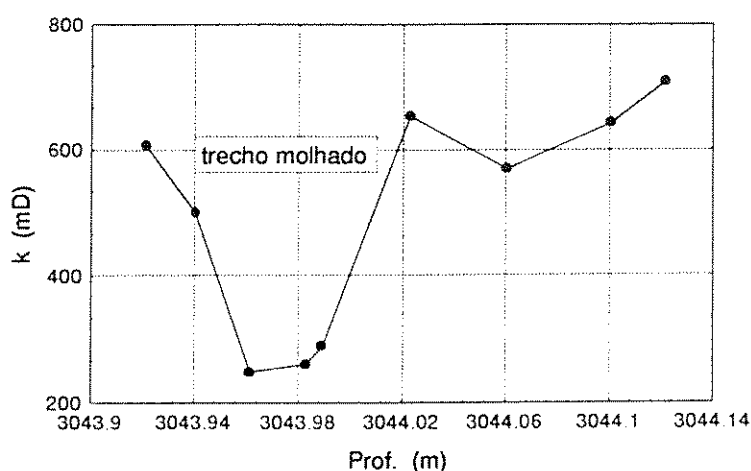


Figura 3-1: Variação na permeabilidade causada por variação na saturação de líquido.

A presença de fluidos residuais não é necessariamente prejudicial ao uso de minipermeamtria. Medições feitas em testemunhos frescos são medidas de permeabilidade efetiva ao gás feitas sob condições de saturação desconhecidas. Entretanto, as tendências e contrastes de permeabilidade são acuradamente detectadas, apesar de haver deslocamento negativo significativo dos valores medidos subsequentemente com cela de Hassler (Hurst *et al.*, 1995).

A resposta da minipermeamtria é sensível aos efeitos da superfície e à geometria da ponteira; conseqüentemente, é recomendado uma superfície uniforme e plana. Qualquer preparação da amostra antes da medição pode resultar em alterações na permeabilidade aparente (Sutherland *et al.*, 1993).

Na presente dissertação, somente superfícies planas e sem rugosidade conseguiram ser amostradas, mostrando que o minipermeâmetro PDPK-300™ é bastante sensível a irregularidades. Apesar da afirmativa de Jones (1992) de que através de regulagens na pressão de injeção e na compressão da sonda sobre a amostra é possível coletar-se dados de rochas friáveis, não foi possível realizar-se medições nas amostras mais friáveis, pois havia vazamentos constantes.

Se possível, a extração dos plugues deve ser posterior à minipermeamtria, para evitar os efeitos prejudiciais que a extração dos plugues possam causar no testemunho. Halvorsen & Hurst (1990) mostraram que, em muitos casos, cerca de 70% da superfície serrada do testemunho havia sido perdida para amostragem por minipermeamtria devido à extração padrão de plugues. O testemunho objeto do presente trabalho teve alto grau de amostragem por plugues, com afastamento médio de 30 cm, além de amostragem para outras análises (retortagem e lâminas delgadas). Mesmo em caixas em que a rocha não se encontrava desagregada, de 30 a 70% da superfície da mesma estava impossibilitada de ser amostrada devido a ocorrência de buracos de plugues, aliado a frequentes quebras causadas por sua extração. Devido à superfície curva do buraco do plugue, foi impossível amostrá-la.

Os plugues do poço em questão na presente dissertação foram sacados a cerca de 10 anos para análises petrofísicas de rotina (porosidade e permeabilidade ao gás), encontrando-se acondicionados em caixas fechadas, à temperatura ambiente. O espaço poroso foi limpo dos fluidos originais para as análises de rotina. A não ser por uma camada superficial de poeira que foi facilmente retirada com o auxílio de uma escova macia, nenhuma outra alteração foi observada.

### 3.1.2 Programa de amostragem

A estratégia de amostragem através de minipermeâmetro deve visar capturar a heterogeneidade presente e dizer respeito à escala de variações. Litologias diferentes requerem densidades de amostragem diferentes e descrições geológicas podem guiar a densidade amostral (Sutherland *et al.*, 1993). Nesta dissertação foram realizados cinco tipos de amostragem, conforme os objetivos (Tabela 3-1).

Tabela 3-1: Tipo e quantidade de amostras de minipermeamtria.

tipo de amostragem	original <sup>1</sup>	edição final
<i>contínua</i>	1867 <sup>2</sup>	1554 <sup>3</sup>
<i>faces dos plugues</i>	318	293
<i>densa</i>	249	210
<i>repetidas</i>	188	175
<i>estudo de borda</i>	76	76
TOTAL	2698	2308

#### a) Medição contínua no testemunho

Como os testemunhos encontram-se serrados ao meio no sentido longitudinal, utilizou-se a superfície plana de uma das metades para se tomar as medidas com a sonda do minipermeâmetro (Figura 3-2). No acondicionamento uma das metades fica apoiada sobre a outra na sua superfície plana. Normalmente no ponto de contato ocorre concentração de óleo residual que escorreu da metade superior. Sempre que possível optou-

<sup>1</sup> Todas as medições, inclusive as espúrias.

<sup>2</sup> Dados referentes aos três eixos longitudinais,  $y' = 0$  cm,  $y'' = 2$  cm e  $y''' = -2$  cm (vide Item Medição contínua no testemunho).

<sup>3</sup> Dos quais 678 são dados do eixo central ( $y' = 0$  cm), que foram utilizados nos estudos de reservatório e o restante se referem aos eixos  $y = 2$  cm e  $-2$  cm.

se por amostrar a metade superior, mais limpa. Quando não era possível, procurou-se evitar a porção coberta pelo óleo residual, quando presente.

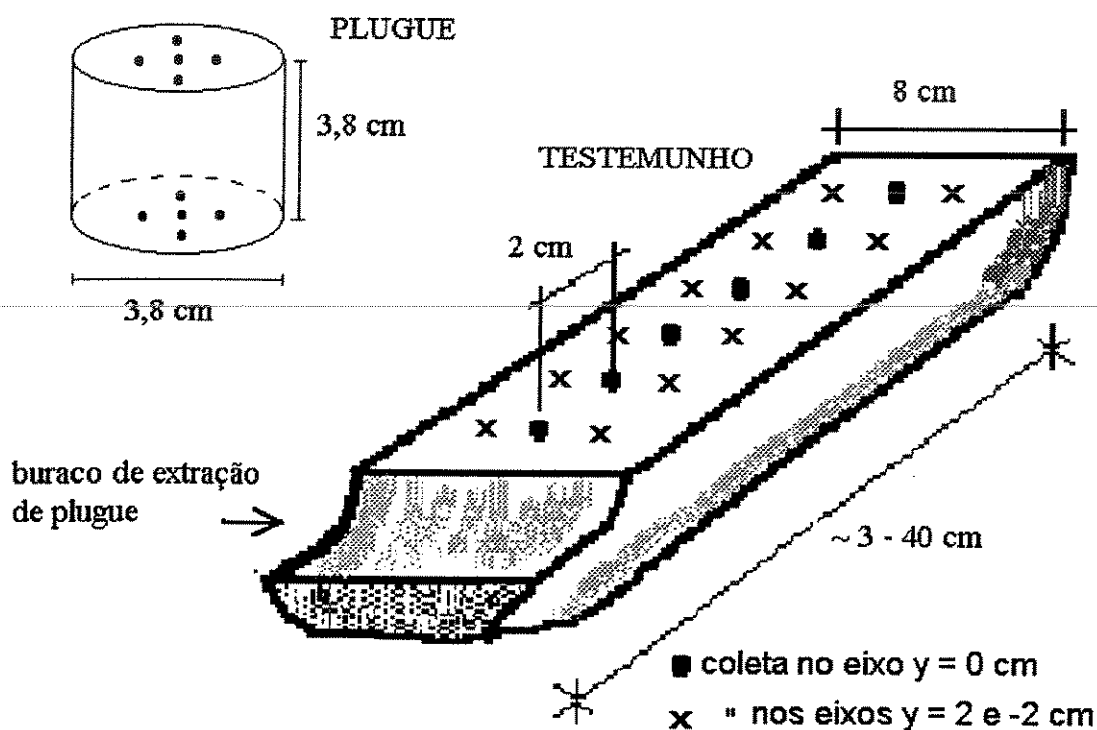


Figura 3-2: Esquema de amostragem nos testemunhos e nas faces planas dos plugues

O objetivo inicial era amostrar continuamente o testemunho com afastamento de 2 cm entre pontos na direção do eixo longitudinal do testemunho (eixo  $x$ ). No entanto, como o testemunho estava bastante fragmentado e desagregado, nem sempre foi possível manter-se a amostragem no espaçamento desejado. Desta forma, nos pedaços com mais de quatro centímetros de comprimento, amostrou-se quando possível a cada 2 cm no sentido longitudinal e nos pedaços menores, apenas um ponto. Assim, enquanto que em alguns trechos de testemunho foi possível uma amostragem com a densidade pré-definida, em outros a amostragem foi esparsa. Em certos trechos, mesmo contínuos, não foi possível manter-se a regularidade devido a ocorrência de vazamentos nas leituras, causados pelos problemas abaixo relacionados:

i) Nos arenitos siltico-argilosos ou siltitos arenosos ocorrem, em alta frequência, micro-fraturas e esfoliações. O tempo de acondicionamento em temperatura ambiente (10 anos) causou desidratação das argilas.

ii) Ocorrem irregularidades, micro-fraturas e fraturas em determinados trechos da superfície dos arenitos finos a grossos.

iii) Os arenitos com granulometria muito grossa e conglomerados granulados normalmente possuíam superfície rugosa devido ao desagregamento dos grãos de menor tamanho que existiam nos interstícios dos grãos maiores, permanecendo na superfície somente os últimos. O fabricante fornece uma ponteira desenhada especialmente para porosidade vugular e tamanho de grão muito grosso a granular, denominada ponteira moldada, com diâmetro interno idêntico à da ponteira padrão (0,31 cm) mas com diâmetro externo maior (1,27 cm contra 0,6 cm). No entanto a tentativa de se utilizar tal ponteira nos conglomerados e arenitos muito grossos (quando rugosos) mostrou-se infrutífera, ocorrendo vazamento inclusive em pontos onde a leitura com a ponteira padrão obteve sucesso.

Foram coletadas três linhas paralelas longitudinais de dados (uma central ao testemunho (aqui definida como  $y' = 0 \text{ cm}$ ) e duas laterais ( $y'' = 2 \text{ cm}$  e  $y''' = -2 \text{ cm}$ ). A amostragem em três linhas paralelas gerou valores medidos no eixo central em geral superiores aos medidos nos eixos laterais. Análise detalhada mostrou a existência de dano de formação nos testemunhos (vide Item 5.3). Desta maneira, em todos os estudos de caracterização do reservatório em relação à permeabilidade utilizou-se somente os dados do eixo central. Os dados dos eixos laterais (2 e -2 cm) só foram utilizados para correlação com os dados do eixo central no Item 5.3.

#### **b) Medição nos plugues**

Visando correlacionar-se os dados de minipermeamtria com os dados de permeabilidade ao gás dos plugues, obtidos de forma tradicional através de celas de Hassler, fez-se uma amostragem sistemática das faces



dos plugues. A amostragem constou de cinco medições em cada face do plugue (Figura 3-2) conforme metodologia modificada de Cadman (1984) *apud* Sutherland *et al.* (1993). Nem sempre foi possível tomar-se as cinco medidas por face devido ocorrência de rugosidade em algumas amostras, a exemplo do testemunho.

### **c) Medição em malha densa no testemunho**

Foram escolhidos dois pedaços de testemunho com tamanhos de 18 cm e 11 cm respectivamente e realizada amostragem densa nos mesmos.

No primeiro pedaço realizou-se amostragem em malha 9x21 num total de 167 pontos: 9 colunas longitudinais, com afastamento entre colunas de 0,5 a 0,9 cm, num total de 21 linhas com afastamento médio entre linhas de 0,8 cm. O objetivo desta amostragem foi verificar o efeito de variação lateral na permeabilidade causada por dano de formação observado no testemunho.

No segundo pedaço realizou-se amostragem no eixo central do testemunho, com afastamento médio entre pontos de 2,6 mm, num total de 52 pontos. O objetivo desta amostragem foi caracterizar variações de permeabilidade condicionadas a variações na coloração observadas no testemunho.

### **d) Medição repetida**

Com objetivo de analisar a repetibilidade do aparelho ao se efetuar medidas subsequentes num mesmo ponto, foi realizada amostragem repetida em trechos dos testemunhos e em faces planas de plugues. Nos testemunhos, escolheu-se três trechos distintos em pedaços com boa continuidade. Após a leitura inicial dos dados de cada trecho com afastamento de 2 cm, repetia-se as leituras através do *Repeat mode*, que refaz a seqüência previamente definida no modo *Automated Measurement Using the Motorized Drive*. Foram tomadas medidas duplas em 144 pontos.

Utilizando-se três plugues foram coletados dados repetidos em 31 pontos, através do modo manual.

### e) Estudo de efeito de borda

Visando analisar a influência da borda no valor de permeabilidade medida pelo aparelho e comparar o resultado com o modelo teórico de Goggin *et al.* (1988a) foram realizadas amostragens nas bordas de alguns plugues e buracos de plugues (nos testemunhos), utilizando o fator  $G_0$  para amostras semi-infinitas. O aparelho tem possibilidade de deslocamento no eixo  $x$  com afastamento de 1 mm. Desta forma, iniciou-se as amostragens a uma distância de aproximadamente 25 mm da borda, aproximando-se a sonda da borda após cada medição.

## 3.2 Análise sequencial dos testemunhos

Foi realizada análise sequencial dos testemunhos, na escala 1:20, visando estabelecer as características litológicas e sedimentológicas que condicionam a permeabilidade, com ênfase para o tipo litológico, classes granulométricas, estruturas sedimentares e presença de óleo e cimento. A análise sequencial dos testemunhos deve ser feita numa escala semelhante à da coleta de dados por minipermeamtria visando melhor correlacionar a permeabilidade com os fatores que a controlam e preferencialmente anterior à coleta dos dados visando caracterizar as litofácies e melhor direcionar o intervalo de amostragem, conforme o grau de heterogeneidade da rocha.

Na análise da textura dos arenitos, utilizou-se uma lupa binocular de luz refletida, em todas as caixas dos testemunhos, dividindo-se os arenitos em 10 classes modais de tamanho de grão, em unidades  $\phi^i$  (Klumbein, 1938) desta maneira subdividindo as classes principais de Wentworth, 1922 (muito fino, fino, etc.) em duas subclasses, conforme escala visual

---

<sup>1</sup>  $\phi^i$  = negativo do logaritmo na base 2 do diâmetro médio dos grãos

comparativa utilizada pela Petrobrás. O objetivo deste procedimento foi de melhor pesquisar a influência da moda do tamanho de grão na permeabilidade.

### **3.3 Petrografia de lâminas delgadas**

Foram descritas 43 lâminas delgadas do reservatório, utilizando-se microscópio petrográfico, sendo que destas, 14 lâminas foram especialmente confeccionadas para este trabalho enquanto que as 29 restantes haviam sido obtidas em 1988, para estudos anteriores (Becker, *et al.*, 1988). Foram contados 200 pontos por lâmina para análise da composição (arcabouço, cimento e macroporosidade) e 100 pontos para índice de empacotamento, conforme Kahn (1956) *apud* Netto (1980). Para a classificação textural, utilizou-se a metodologia de Beard & Weyl (1973) para seleção e comparação visual com escala em lupa binocular de luz polarizada para a moda de tamanho de grãos.

### **3.4 Petrofísica convencional**

Foram utilizados os dados de permeabilidade ao gás, obtidos de forma convencional através de celas de Hassler, de um total de 71 plugues sendo 54 plugues horizontais e 17 plugues verticais. Devido ao fato dos valores de plugues fornecidos não terem sido corrigidos para o efeito de escorregamento de Klinkenberg, não foram utilizados os valores corrigidos dos dados de minipermeametria, apesar do programa fornecer tal valor automaticamente em conjunto com o valor correspondente não corrigido. Na prática, não houve grande influência nos resultados, pois a correção de Klinkenberg em termos relativos é alta a baixas permeabilidade (15% a 10mD), mas baixa a altas permeabilidades (3% a 1000 mD). Porém a baixas permeabilidades a variação absoluta é pequena (1,5 a 10 mD). De qualquer modo a não utilização da correção nos dois conjuntos de dados normalizou as comparações.

### **3.5 Tratamento dos dados**

O programa *PROPERM* endereça todos os valores de medição de permeabilidade com os dados de profundidade, para uma planilha *MicroSoft EXCEL™* pré-formatada. Após a conclusão da coleta de dados começa a etapa de edição dos dados. Esta etapa é importante, pois nela são eliminados os dados com problemas, como por exemplo vazamento, ou duvidosos, sendo normalmente tão, ou mais, demorada quanto a fase de coleta, devido à elevada quantidade de dados resultantes (Tabela 3-1). Os dados editados finais foram utilizados em diversas análises, utilizando-se os seguintes programas:

*AnaSete*: Análise sequencial de testemunhos;

*Statistica®* e *Excel™*: Análise estatística básica e multivariada;

*Isatis™*: Variografia experimental.

## 4. Caracterização geológica do reservatório

O reservatório estudado nesta dissertação é constituído por espessos pacotes de arenitos e arenitos conglomeráticos, com espessuras individuais de até 20 metros e espessura total do reservatório superior a 90 metros. O mesmo pode ser dividido em três sub-unidades, separados por intercalações pelíticas, sendo denominadas de zonas estratigráficas 1, 2 e 3 (Figura 4-1). A superior, bastante estratificada, possui camadas de arenitos com poucos centímetros até mais de seis metros de espessura, separadas por pacotes interlaminados de margas, folhelhos calcíferos, calcilutitos e siltitos. As duas inferiores são mais espessas, constituindo os principais reservatórios, com espessuras variando de 12 a 20 metros.

Bruhn & Walker (1995) classificam estes reservatórios como turbiditos de granulometria grossa, pertencentes à megassequência marinha transgressiva que foi depositada entre o Albiano superior e o Terciário inferior nas bacias marginais orientais do Brasil, com até 282 metros de espessura na área onde localiza-se o poço aqui estudado. Shimabukuro (1989)<sup>1</sup> classificou a idade dos reservatórios, através de nanofósseis calcários, como pertencentes à zona N-260, de idade Coniaciano/Santoniano, do Cretáceo Superior. Estes turbiditos estão largamente confinados em *canyons* de orientação NNW-SSE para WNW-ESE estabelecidos em ambientes de talude e que combinaram efeitos de subsidência ao longo de falhas listricas e erosão por correntes de turbidez (Bruhn & Walker, 1995).

---

<sup>1</sup> Relatório Interno do Cenpes, Petrobrás.

POÇO: \_\_\_\_\_

LOGO: \_\_\_\_\_

DATA: \_\_\_\_\_

ESCALA: 1:600

**LEGENDA:**

- Desagregado
- Escorregamento
- Estrat. lam. plano-paral.
- Estrutura em prato
- M Macico
- Pilar

**ESCALA: 1:600**

- S-LÂMINA
- S-DEB
- M-REV
- C-CRANULOGRAFIA
- C-CALCULOGRAFIA
- F-PLUG
- F-FRTO DE DETALHE
- PA-PALCOLOGRAFIA

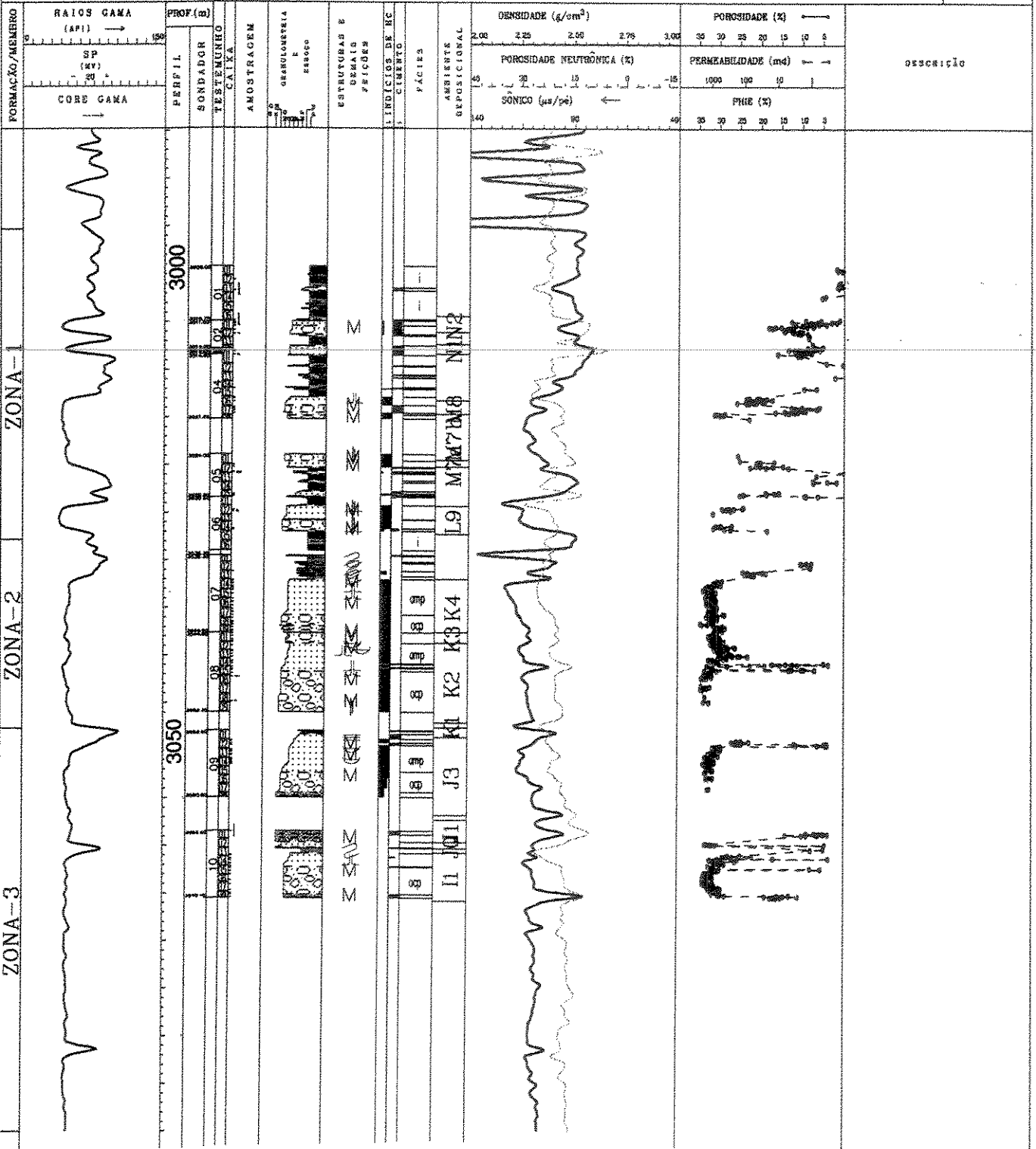


Figura 4-1: Análise sequencial do reservatório.

## 4.1 Identificação das litofácies

Foram descritas seis litofácies, na escala 1:20, modificadas de Becker *et al.* (1988) visando a correlação entre estas litofácies e o modelo permoporoso. Cada litofácies foi subdividida em permeável (índice P) e cimentada (índice C), conforme a obliteração ou não do espaço intergranular tanto por cimento calcífero quanto por pseudomatriz argilosa, em geral silicificada<sup>2</sup>. Nas litofácies permeáveis o teor de cimento e/ou pseudomatriz é insuficiente para evitar a ocorrência de porosidade efetiva.

### a) Conglomerado arenoso (CA<sub>P</sub> [permeável] e CA<sub>C</sub> [cimentado]):

Formado basicamente por grânulos e também seixos pequenos com até 1,5 cm de diâmetro, imersos em matriz de arenito com granulometria grossa a muito grossa. A rocha é pobremente selecionada. Os clastos compõe-se principalmente de quartzo, feldspatos e fragmentos de rochas ácidas quartzo-feldspáticas. Ocorrem também fragmentos dispersos de rochas calcárias.

Os conglomerados são em geral maciços, observando-se gradação normal, com redução progressiva, da base para o topo, tanto no diâmetro quanto na frequência dos clastos, sendo que os seixos chegam a um teor máximo de 15% na base das camadas.

Os conglomerados permeáveis (CA<sub>P</sub>) são semi-friáveis a friáveis e não foram amostrados pela minipermeametria devido ao caráter rugoso da sua superfície, ocasionado pela desagregação diferencial dos grãos, pois com a liberação da matriz arenosa da superfície serrada do testemunho, os grânulos e seixos formam “pontas” que não permitem a vedação pela ponteira da sonda (vide Item 3.1.2). Também não foram realizadas análises petrofísicas de rotina nesta litofácies devido seu caráter friável.

---

<sup>2</sup> Embora a pseudomatriz argilosa seja derivada da compactação e deformação de intraclastos pelíticos, a litofácies foi denominada cimentada devido ao fato da pseudomatriz estar em geral parcial ou totalmente substituída por cimento silicoso.

### **b) Arenito conglomerático (AC<sub>P</sub> e AC<sub>C</sub>):**

É uma das duas principais litofácies presentes no poço. São arenitos de granulometria média a muito grossa. Ocorrem grânulos e seixos dispersos pela rocha, com teor e tamanho médio aumentando para a base até passar gradativamente à litofácies conglomerado arenoso, gerando gradação normal. A passagem para a litofácies arenito maciço no topo é difusa e foi considerada quando os grânulos praticamente desaparecem, sendo ajustada por uma quebra existente na curva de  $\rho_B$  do perfil de densidade ( $\rho_B \pm 2,28 \text{ g/cm}^3$ ). A rocha é moderada a mal selecionada.

A rocha é predominante maciça, e além da gradação normal acima descrita e de forma localizada, ocorre orientação do eixo de maior comprimento dos seixos, e níveis de maior concentração de seixos e grânulos gerando estratificação sutil. São observadas também algumas estruturas de escape de fluido do tipo "prato".

A rocha em geral é friável (litofácies AC<sub>P</sub>), sendo esta uma característica que influenciou na amostragem, pois determinados trechos da rocha não puderam ser amostradas, ou pela friabilidade ou, em determinadas ocasiões, por problemas de rugosidade semelhantes à observada na litofácies conglomerado arenoso (CA<sub>P</sub>). A cimentação calcítica ocorre tanto nos contatos com corpos pelíticos, quanto disseminados de forma aleatória sob a forma de nódulos, pelos estratos. Na porção superior do reservatório, em camadas com menor espessura, ocorre pseudomatriz argilosa silicificada, por vezes obliterando a porosidade intergranular da rocha.

### **c) Arenito maciço (AM<sub>P</sub> e AM<sub>C</sub>):**

Em conjunto com a litofácies arenito conglomerático, é a litofácies mais importante observada neste reservatório. São arenitos finos a muito grossos, com seleção variando de moderada a boa. Possuem uma forma geral de granodecrescência ascendente, desde a base gradacional com a litofácies arenito conglomerático, até o topo com arenitos finos a médios, onde por vezes ocorrem intraclastos de rochas pelíticas.



As rochas são maciças, sendo comum a ocorrência de estruturas de escape de fluido, do tipo “prato” e “pilar”. Na porção superior de alguns pacotes observa-se laminação plano-paralelas, em geral pouco desenvolvida.

Esta litofácies é menos friável que as anteriores, tendo sido proporcionalmente a litofácies mais amostrada pela minipermeamtria. A cimentação calcífera e a pseudomatriz argilosa ocorrem de forma similar à da litofácies arenito conglomerático.

#### **d) Arenito estratificado (AE<sub>p</sub> e AE<sub>C</sub>):**

Litofácies sem importância como reservatório, por ser normalmente de ~~pequena espessura, com camadas de no máximo 30 cm, ocorrendo intercalada~~ a sedimentos pelíticos, além de normalmente estarem completamente obliterados por calcita (5-30%) além de pseudomatriz argilosa (até 13%). Possuem granulometria fina a muito fina, mostrando muitas vezes sequências de Bouma (1962) do tipo T<sub>cd</sub> e T<sub>cd</sub>. São comuns estratificações onduladas, micro-estratificações cruzadas cavalgantes e laminações plano-paralelas.

#### **e) Arenito argiloso deformado (AD<sub>p</sub> e AD<sub>C</sub>):**

Não possui nenhuma importância como reservatório, sendo constituída por arenitos muito fino a finos, argilosos, fazendo parte de uma mistura pouco definida com folhelhos calcíferos, margas e siltitos arenosos extremamente deformados por movimentação plástica decorrentes de escorregamento quando a rocha se encontrava pouco consolidada. Algumas camadas com até 15 cm de espessura estão menos deformadas, e possuem baixa permeabilidade, estando parcialmente impregnadas por óleo.

#### **f) Interlaminados (I):**

Litofácies que engloba todas as rochas não-reservatório, ocorrendo intercalada com as camadas arenosas. São mais comuns no topo do reservatório. É composta por folhelhos calcíferos, margas e calcilutitos com intercalações centimétricas de arenitos muito fino e siltitos. As espessuras individuais variam de alguns milímetros a poucos centímetros. As principais estruturas sedimentares são laminação paralela, micro-estratificação cruzada

cavalgante e ondular. A rocha em geral encontra-se bioturbada, comumente do tipo *zoophycus*, *condrites* e *helminthopsis*.

## 4.2 Arquitetura das litofácies

As litofácies conglomerado arenoso, arenito conglomerático e arenito maciço constituem turbiditos completos, que Bruhn & Walker (1995) interpretaram como turbiditos de granulação grossa depositados por correntes de turbidez de alta densidade (Lowe, 1982). Normalmente possuem pouca intercalação de interlaminados pelíticos, sugerindo ausência de intervalos entre deposições ou erosão das litofácies mais finas pelas correntes de turbidez de alta densidade subsequentes. Os turbiditos são de grande possança chegando, em certos casos, a possuírem espessuras individuais superiores a oito metros!

Bruhn & Walker (1995) individualizaram 23 unidades de turbiditos na área onde localiza-se o poço em estudo (Figura 4-2). Estas unidades foram denominadas através de letras (A a W) da mais velha para a mais jovem. Cada unidade constitui um turbidito individual ou um grupo de até 18 turbiditos amalgamados. Dentro de um grupo, os turbiditos individuais foram numerados (por exemplo K1,....K4 dentro da unidade K). Estas unidades foram identificadas e mapeadas em toda a área, utilizando-se o perfil de densidade em poços não testemunhados. São ainda definidas oito sucessões de fácies de afinamento e granodecrescência ascendente, que englobam as 23 unidades arenosas, denominadas de S1 a S8. A granodecrescência das sucessões é mostrada na Figura 4-2 com setas com índice *ga*, e foram definidas nos poços não testemunhados a partir do perfil de densidade, que neste reservatório possui uma correlação muito boa com o perfil granulométrico porque quanto mais grossa a rocha reservatório, maior o valor de densidade lida, ocasionada pela pior seleção, empacotamento mais fechado e acréscimo no teor de minerais densos (granada)<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Devido a silicificação das argilas do reservatório, com perda de potássio, o perfil de raios gama não tem boa resolução como perfil litológico nas rochas reservatório aqui estudadas (vide Item 4.3).

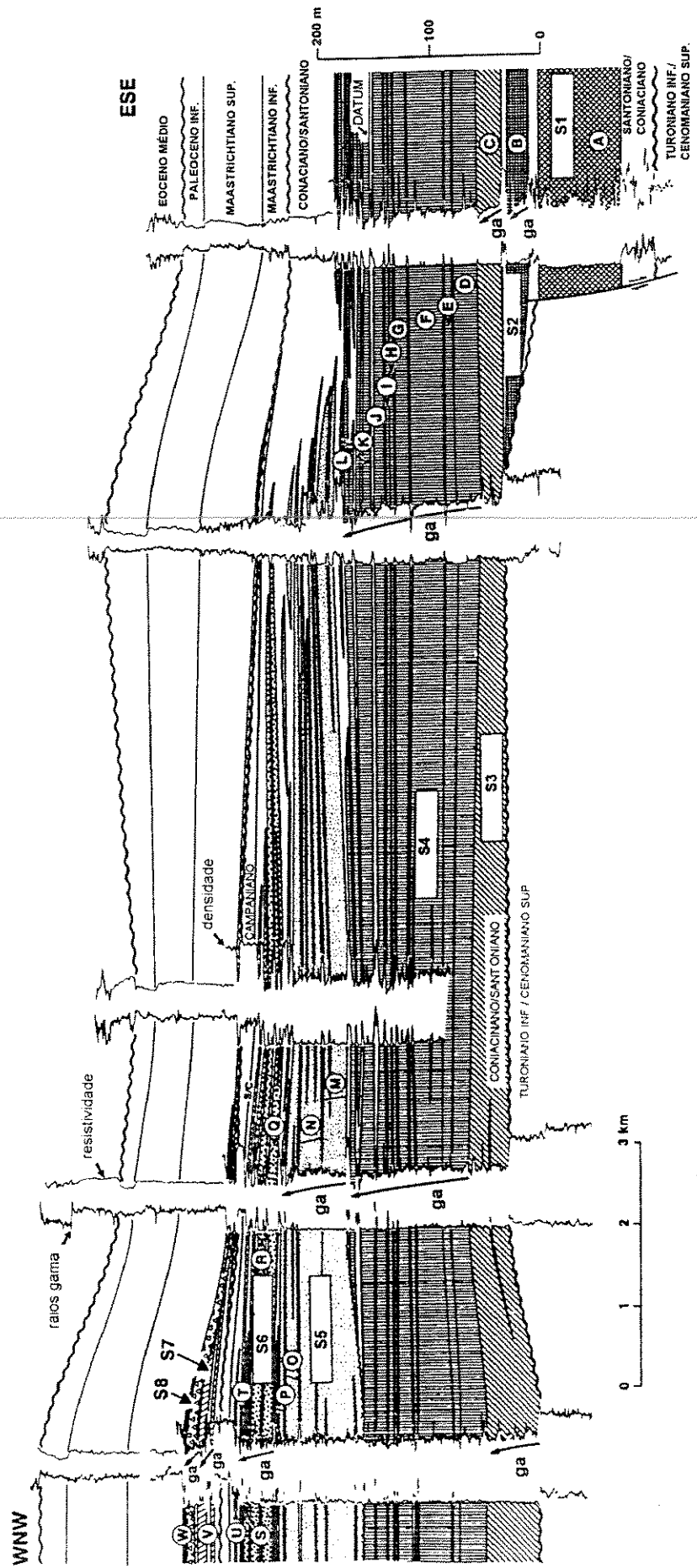


Figura 4-2: Seção geológica mostrando as unidades de turbiditos (letras A a W) e sucessões de fácies (S1 a S8). As setas com a indicação ga indicam as principais sucessões de granodrecrescência ascendente. Modificado de Bruhn & Walker (1995).

No poço estudado ocorrem as unidades I, J, K e L, pertencentes à sucessão de fácies S4 e unidades M e N, pertencentes à sucessão de fácies S5. Destas, os turbiditos melhores representados nos testemunhos foram os de número I1, J3, K2, K3, K4 (Figura 4-3), L9, M8, N1 e N2 (Figura 4-4). Eles constituem pacotes completos com gradação normal, variando da base para o topo, em geral, da litofácies conglomerado arenoso CA com base abrupta, passando gradativamente para a fácies arenito conglomerático AC e arenito maciço AM, sendo que em alguns casos o topo é abrupto, passando tanto para outro turbidito quanto para camadas pelíticas (por exemplo turbidito K4), indicando neste segundo caso erosão por correntes de turbidez subsequentes sem deposição do turbidito seguinte. Em outros casos, a passagem é gradativa até os interlaminações pelíticas, como é o caso do turbidito J3. No caso das amalgamações é visível a erosão do topo do turbidito pelo subsequente (turbiditos K2 e K3). Os outros turbiditos (J1', J1, J2, K1 e M7) foram recuperados parcialmente ou não tiveram recuperação na testemunhagem. No topo do reservatório, onde as camadas tornam-se menos espessas e mais estratificadas com interlaminações ocorrem normalmente turbiditos individuais (sem amalgamação).

Desta forma, a tendência de granodecrescência e afinamento ascendentes dos pacotes ocorre em duas ordens de grandezas superimpostas, sendo algumas vezes sutis e em outras bastante visível (Figuras 4-1 e 4-2). A primeira envolve as sucessões S4 e S5 e culmina com o recobrimento do reservatório por espessas camadas pelíticas e faz parte de um processo de retrogradação geral do sistema em direção à margem da bacia, causada pelo decréscimo no suprimento de materiais devido a subida relativa do nível do mar de longo termo, que teria movido os depocentros em direção à costa (Bruhn & Walker, 1995). A segunda ocorre nos turbiditos que, em geral, mostram granodecrescência ascendente muito bem definida.

POCO:

Geólogo:

DATA:

ESCALA: 1:200

LEGENDA:

- Desagregado
- Escorregamento
- Estrat. lam. plano-paral.
- Estrutura em prato
- Macico
- Pilar

ESCALA: 1:200

- L-LÂMINA
- S-S&S
- B-B&B
- C-CAROLINENSE
- D-DELMONTENSE
- F-F&F
- P-FOTO DE DETALHE
- PA-PALEONTOLOGIA

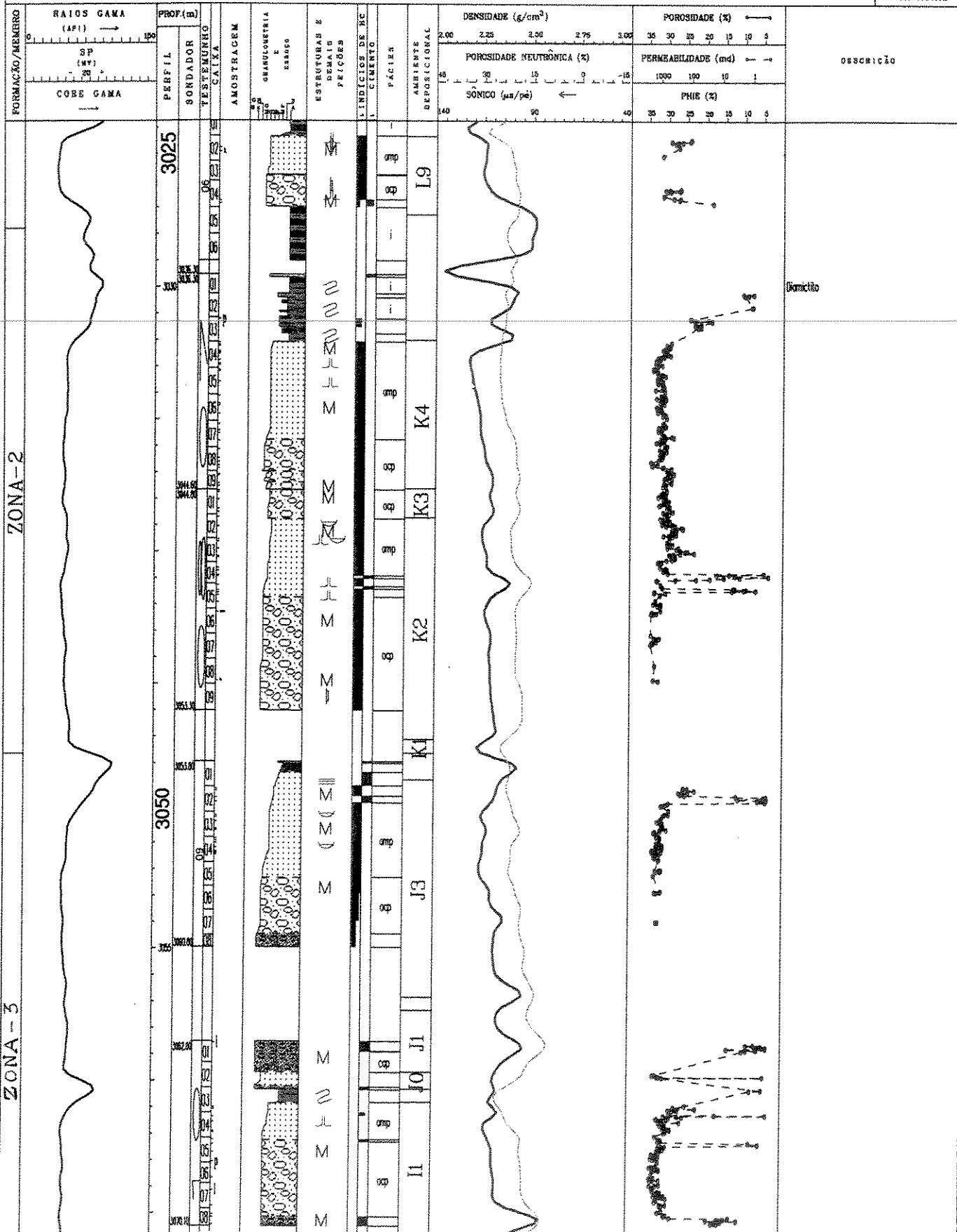


Figura 4-3: Análise sequencial das zonas 2 (turbiditos J1, J0, J1 e J3) e 3 (turbiditos K4, K3, K2 e K1).

POÇO: \_\_\_\_\_

CÓDIGO: \_\_\_\_\_

DATA: \_\_\_\_\_

ESCALA: 1:200

**LEGENDA:**

- Desagregado
- Escorregamento
- Estrat. lam. plano-paral.
- Estrutura em prato
- Maciço
- Pilar

**ESCALA: 1:200**

- L-LÂMINA
- S-S&S
- M-M&M
- C-CRANULOMETRIA
- G-GRANULOMETRIA
- P-PLUG
- F-FOTO DE DETALHE
- PA-PALINTOLOGIA

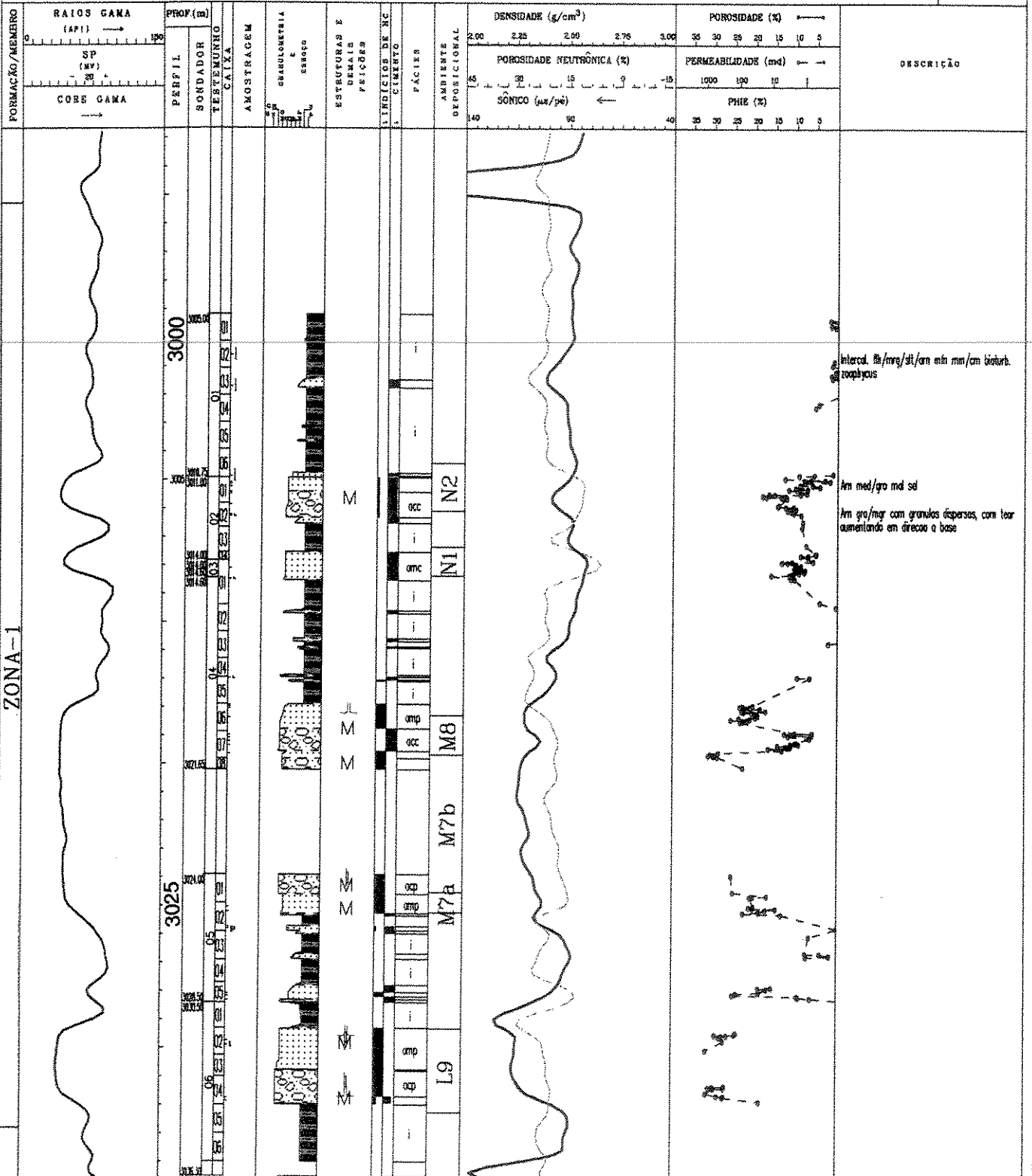


Figura 4-4: Análise sequencial da zona 1 (turbiditos N2, N1, M8, M7 e L9).

Bruhn & Walker (1995) mapearam sucessões individuais com extensão lateral de 1-12 km de corpos arenosos tabulares ou linguóides<sup>4</sup> e que normalmente ocupam a largura total do *canyon*. Desta forma, por exemplo, a unidade K, com espessura máxima de 17 metros, largura média de cerca de 7 km e comprimento superior a 20 km, possui relação espessura *versus* largura e comprimento de aproximadamente 1:440 e 1:1250, respectivamente.

### 4.3 Petrografia microscópica

Foram analisadas 43 lâminas delgadas no intuito de se caracterizar qual o controle da permeabilidade em relação à composição e textura do reservatório. O arcabouço da rocha constitui-se principalmente de grãos de quartzo, feldspato e fragmentos de rochas ácidas (basicamente constituídos por cristais de quartzo e feldspato), sendo classificada como arcócio e, em alguns casos, sub-arcócio (Folk, 1974) (Figura 4-5).

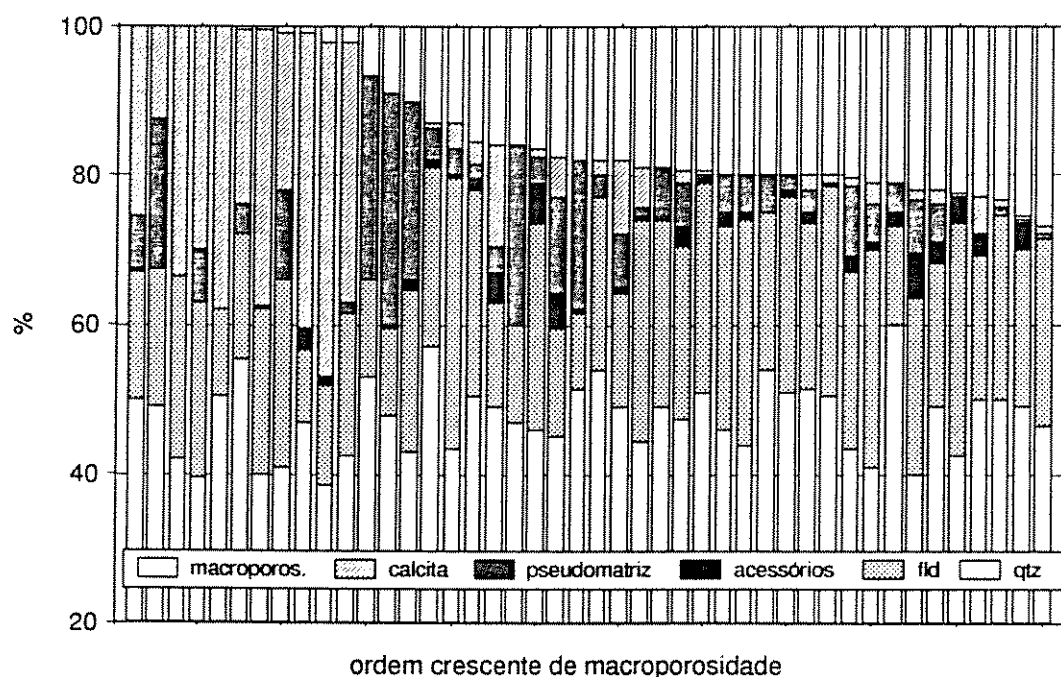


Figura 4-5: Composição dos arenitos por lâmina delgada, por ordem crescente da macroporosidade.

O feldspato mais comum é o microclínio, praticamente inalterado, ocorrendo também ortoclásio e plagioclásio. Nestes últimos observa-se

<sup>4</sup> Os autores preferem o termo linguóide a lobo/lobado, para evitar confusão que resultaria se lobos turbidíticos fossem definidos dentro de *canyons*.

alteração mais intensa, gerando porosidade intraclastal. Em menor teor, como acessórios, ocorrem micas (principalmente biotita e muscovita), granada (principalmente nas fácies conglomerado arenoso e arenito conglomerático) e clastos calcários (fragmentos de calcilutitos, moluscos e foraminíferos) e pirita.

Como importante constituinte aparece pseudomatriz argilosa ou matriz de compactação e intraclastos argilosos, principalmente na zona-1, onde os teores variam de 4 a 31% do conteúdo da rocha (Figura 4-6 e Tabela 4-1). Nas zonas 2 e 3 o teor é menor, variando de 0 a 9,5%. Normalmente a mesma está silicificada, sob a forma de cimento de opala e microquartzo (Foto 4-1). Há ocorrência de microporosidade, visível à luz natural, apresentando cores esverdeadas à pseudomatriz devido à impregnação por resina. Devido ao processo de silicificação, mesmo os intervalos com altos teores de pseudomatriz não sofrem acréscimo na resposta do perfil de raios gama.

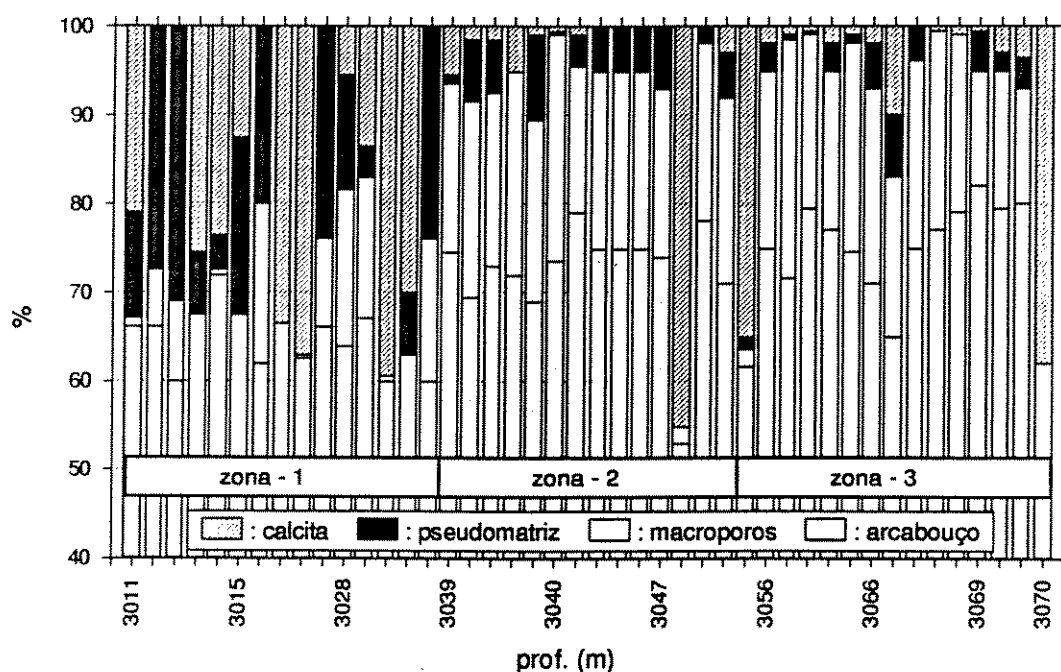


Figura 4-6: Composição dos arenitos por lâmina delgada, por profundidade.

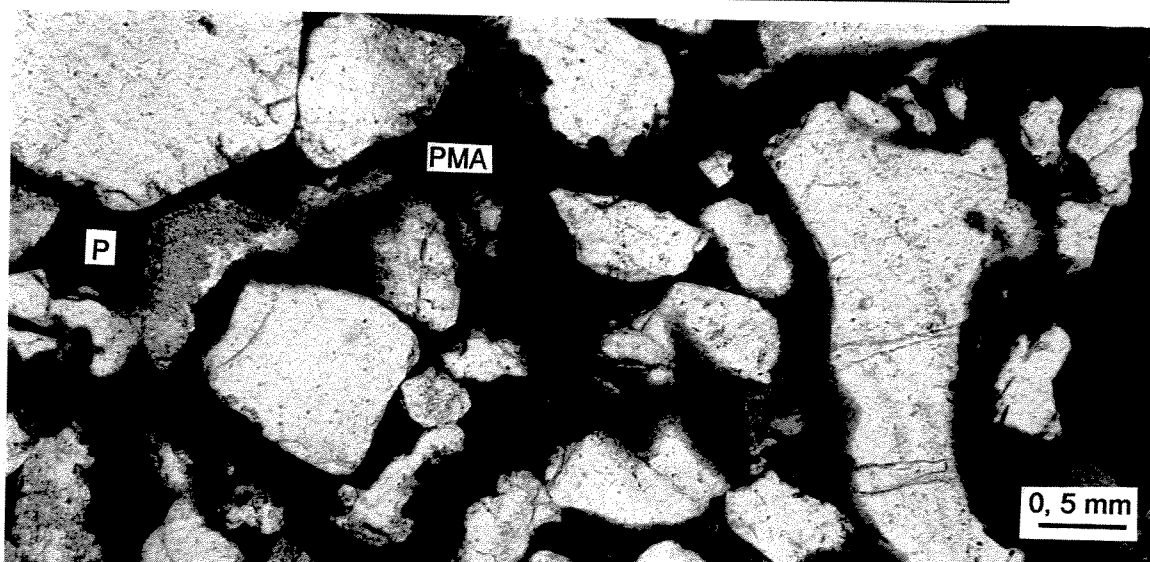
Becker *et al.* (1988) definiram a sequência de produtos diagenéticos para os arenitos estudados, inicialmente com a formação da pseudomatriz, gerada por soterramento e deformação de intraclastos pelíticos. Posteriormente, ainda na eodiagenese, ocorreu a silicificação da pseudomatriz, cuja possível fonte do silício seriam: (a) material biogênico



abundante em pelitos adjacentes, bem como nos próprios intraclastos; (b) transformações diagenéticas nos argilominerais das camadas adjacentes e intraclastos; e (c) liberação de sílica por processo de carbonatização em camadas inferiores. A silicificação não foi global, sendo quase inexistente na base do reservatório, onde a composição é próxima da original.

*Tabela 4-1: Teor de pseudomatriz argilosa e cimento calcífero, por litofácies e zona.*

fácies /zona	pseudomatriz (%)	calcita (%)	calcita + pseudomatriz (%)
AC <sub>P</sub>	0 / 24	0 / 3,5	0,5 / 24
AM <sub>P</sub>	0 / 24	0 / 10	1 / 24
AC <sub>C</sub>	0 / 31	0 / 38	31 / 38
AM <sub>C</sub>	0 / 28	0 / 45	28 / 45
Zona 1	4 / 31	0 / 32,5	20 / 33
Zona 2	0 / 9,5	0 / 39,5	1 / 39,5
Zona 3	0 / 7	0 / 45	0,5 / 45



*Foto 4-1: Arenito médio/grosso (fácies ACP) com alto teor (24%) de pseudomatriz argilosa (PMA), em parte silicificada, obliterando parcialmente o espaço poroso (P = 10%) resultando em rocha com baixa permeabilidade (21 mD) e empacotamento frouxo. Luz natural.*

O processo diagenético importante seguinte, na fase de mesodiagênese, é a cimentação calcítica intensa, exceto nas camadas ricas em pseudomatriz (Becker *et al.* 1988). A cimentação corroeu intensamente os grãos do arcabouço, a pseudomatriz e o cimento silicoso. O cimento calcífero em geral aparece de duas maneiras: na primeira ela aparece disseminada em

porcentagens baixas (0 a 5,5%) através do reservatório (Foto 4-2-A). Na segunda, aparece sob forma de nódulos de tamanho variável (10 a 50 cm) e que oblitera totalmente a porosidade, de maneira aleatória pelo reservatório (Foto 4-2-B). Texturalmente aparece sob forma grosseira, poiquilotópica, intergranular, por vezes englobando diversos grãos e sob forma microcristalina, substituindo a matriz. Na zona 1 ocorre maior intensidade de cimentação calcífera, em pacotes com pouca presença de pseudomatriz argilosa.

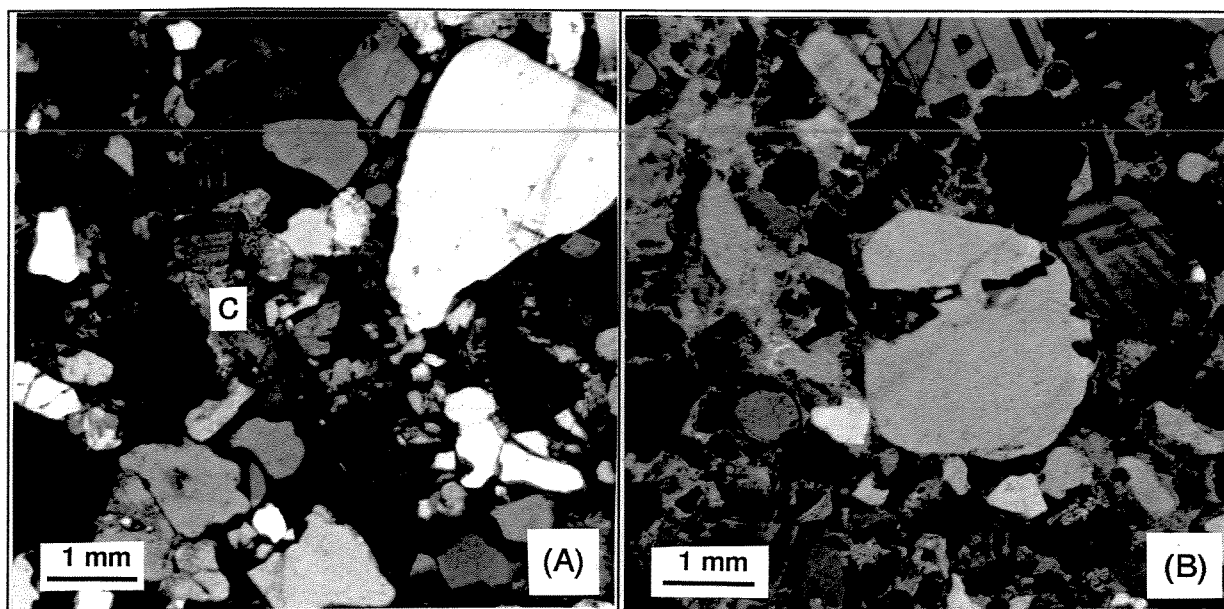


Foto 4-2: Arenitos muito grossos, conglomeráticos ( fácies AC) com cimentação calcífera. Foto (A): Calcita poiquilotópica ( $C = 3,5\%$ ) e pseudomatriz argilosa ( $3,5\%$ ) ocupando poro da rocha. Macroporosidade ( $P$ ) =  $13\%$ . Permeabilidade =  $361$  mD. Foto (B): Obliteração do espaço poroso por calcita poiquilotópica (teor =  $38\%$ ). Macroporosidade =  $0\%$ . Permeabilidade =  $1$  mD. Luz polarizada.

O empacotamento, expresso pelo índice de fechamento (Kahn, 1956 *apud* Netto, 1980) é frouxo tanto nos pacotes com altos teores de pseudomatriz quanto de calcita, indicando a precocidade de ambos os elementos diagenéticos. Moraes (1985) *apud* Becker *et al.* (1988) aventa que houve precocidade suficiente na cimentação calcífera de forma a evitar o maior avanço da compactação, tendo em vista a raridade de contatos côncavo-convexos, apesar da profundidade de soterramento.

A rocha em geral possui boa porosidade, sendo principalmente intergranular, causada pela dissolução do cimento calcífero. Becker *et al.* (1988) caracterizaram o processo de geração de porosidade secundária como o

passo seguinte importante na mesodiagênese. Esta porosidade foi causada devido o alargamento dos poros primários, sendo definida conforme critérios petrográficos muito comuns nos arenitos deste reservatório (Foto 4-3):

- dissolução parcial do cimento calcítico;
- moldes de grãos;
- grãos corroídos;
- feldspatos alveolados;
- poros agigantados e/ou alongados; e
- heterogeneidade de empacotamento.

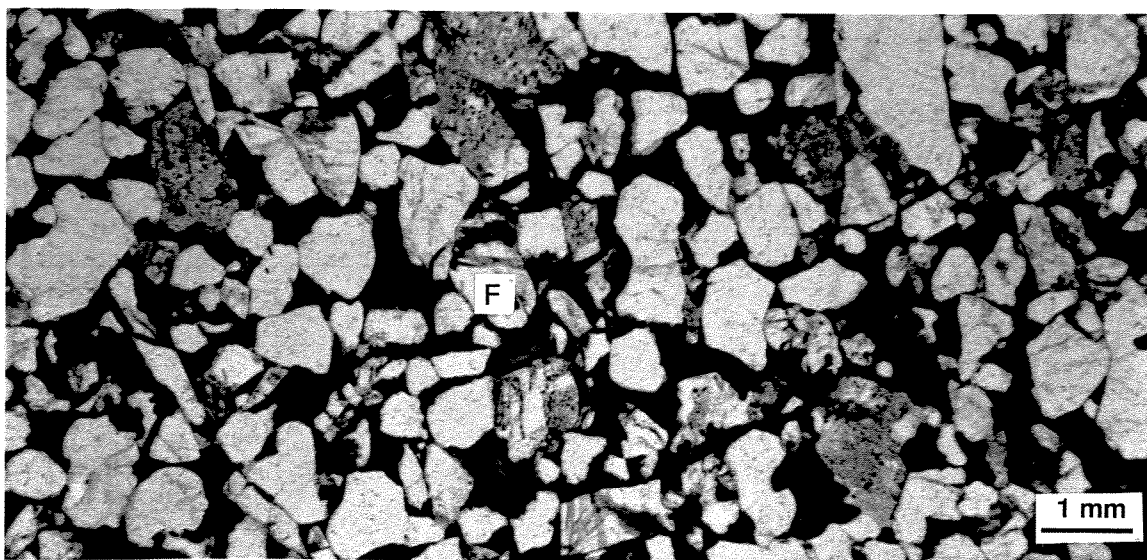


Foto 4-3: Arenito médio (fácies AMP) com porosidade intergranular secundária (P) mostrando corrosão de grãos, poros agigantados e irregulares, além de heterogeneidade no empacotamento (frouxo a normal). Observa-se também porosidade intragranular em feldspatos alterados (F). Teor da macroporosidade intergranular ( $P = 24\%$ ). Calcita = 1% e pseudomatriz argilosa = 1%. Permeabilidade = 1050 mD. Luz natural.

A microporosidade torna-se importante conforme aumenta o teor de pseudomatriz silicificada, enquanto que nas porções onde a mesma manteve sua composição argilosa original observa-se porosidade de encolhimento (Foto 4-1). Observa-se ainda porosidade intragranular em feldspatos e bioclastos. Em geral há um aumento da macroporosidade e redução da microporosidade do topo para a base do reservatório, em consequência principalmente da redução de teores da pseudomatriz (Figura 4-6).

## 5. Análise dos dados de minipermeametria

### 5.1 Qualidade dos dados e confiabilidade do método

Visando comprovar a qualidade dos dados e a confiabilidade do método foram realizados três experimentos direcionados para este fim: (a) coleta de dados nas bordas do testemunho e de plugues, visando conferir o efeito da borda na estimação da permeabilidade; (b) análise de repetibilidade; e (c) correlação entre a permeabilidade medida através de métodos convencionais (cela de Hassler) e a permeabilidade medida através do minipermeâmetro nas faces planas dos respectivos plugues. Este último item também serviu para avaliar o grau de heterogeneidade dos plugues.

#### 5.1.1 Efeito de borda

Experimentos de Hurst & Rosvoll (1991) mostraram que se deve evitar amostragem a menos de 15 mm da borda da amostra. A ponteira utilizada em toda a coleta de dados de permeabilidade desta dissertação foi a mesma, com raio interno de 3,1 mm. Usando-se as considerações de Goggin *et al.* (1988a) apresentadas no Item 2.5, podemos considerar o raio de investigação de cerca de 12,4 mm, ou seja, para amostragens em que a borda da amostra esteja abaixo desta distância em relação ao centro da ponteira, devemos utilizar  $G_0$  para amostras finitas, conforme a Figura 2-4.

Os testemunhos utilizados nesta dissertação por estarem muito fragmentados (vide Item 3.1.2) possuem muitos pedaços de pequenas dimensões, onde era possível tomada de somente um ponto e onde poderiam

ocorrer possíveis efeitos de borda no cálculo da permeabilidade. Para se estudar efeitos da borda na medição da permeabilidade, diversas medidas foram realizadas nas bordas de três buracos de onde os plugues foram sacados dos testemunhos e também nas faces planas de dois plugues, conforme descrito no Item 3.1.2. A permeabilidade em todos os pontos foi calculada utilizando-se o fator  $G_0$  para amostras semi-infinitas, ou seja, mesmo quando a distância da borda da amostra para o centro da ponteira da sonda era inferior ao raio de investigação, não se utilizou o valor de  $G_0$  para amostras finitas.

Foram obtidos os seguintes resultados na amostragem realizada nas bordas dos buracos de plugues dos testemunhos (Figura 5-1):

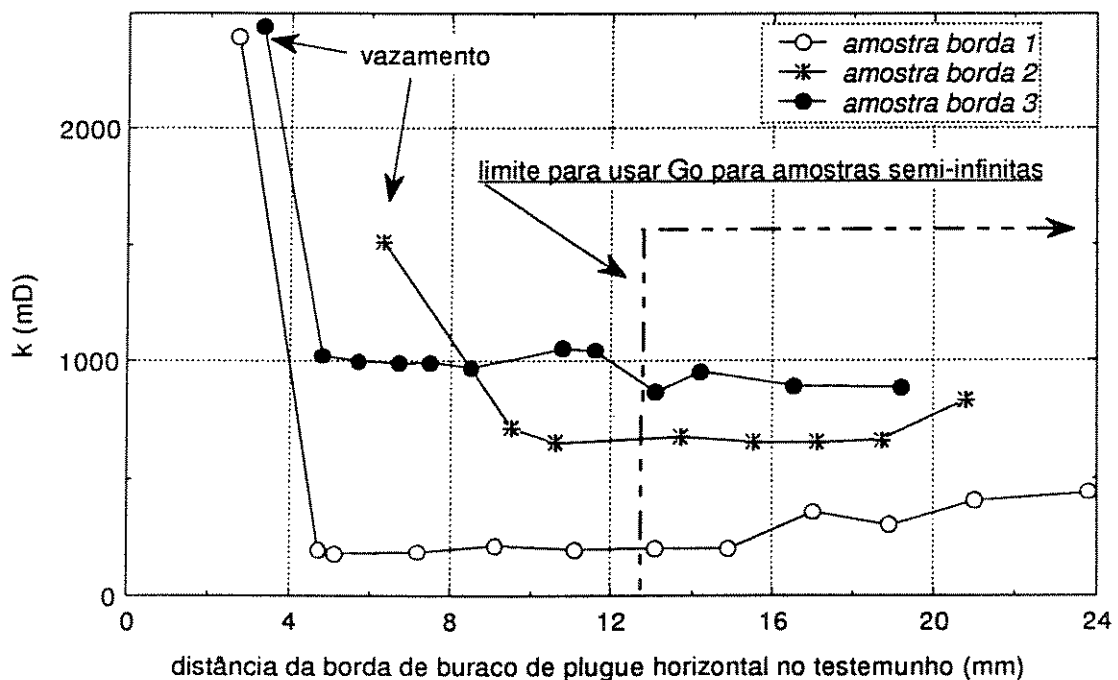


Figura 5-1: Efeito de borda em testemunho. Amostragem na borda de buraco de retrada de plugue horizontal.

- Na amostragem denominada *amostra borda 1*, observa-se um acréscimo de 9% na permeabilidade, nos pontos tomados a uma distância entre o centro da sonda e a borda do buraco do plugue inferior a 12,4 mm, em relação aos pontos tomados a uma distância superior a 12,4 mm. Porém os valores mantiveram-se aproximadamente constantes até uma distância de 4,8 mm (distância inferior ao raio externo da sonda, de 6 mm). Abaixo desta distância houve vazamento. Desta forma, o acréscimo nos valores de

permeabilidade podem ter sido causados por uma variação local na mesma, visto que se esperaria um aumento gradativo nos valores lidos com a proximidade da borda.

- Na amostragem denominada *amostra borda 2*, observa-se um pequeno acréscimo no ponto situado a pouco menos de 10 mm da borda e vazamento no ponto seguinte, a uma distância de 6,2 mm.

- Na amostragem denominada *amostra borda 3*, após um pequeno decréscimo no valor da permeabilidade acima da distância de 12,4 mm, causado por variação na permeabilidade da amostra, observa-se que a permeabilidade mantém-se constante até a distância de 4,8 mm da borda, a exemplo da *amostra borda 1*.

Nas amostragens nas faces dos plugues (Figura 5-2) foram obtidos resultados similares.

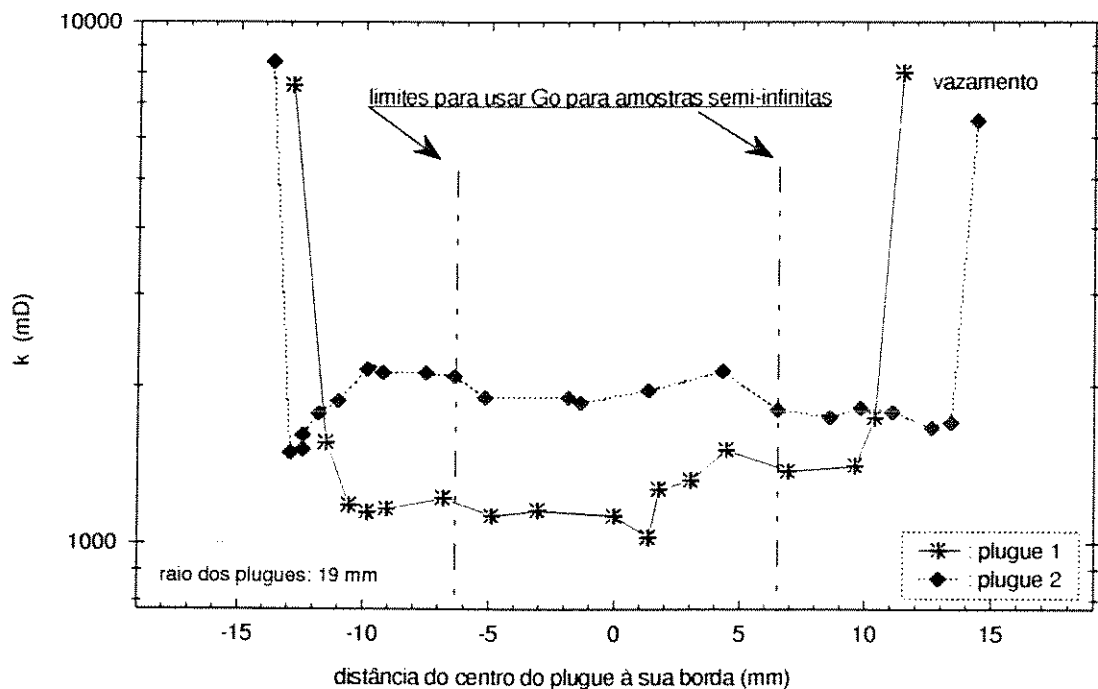


Figura 5-2: Efeito de borda em plugue. Amostragem na face plana, do centro para as bordas.

Na amostragem denominada *plugue 1*, observa-se um aumento no patamar dos valores medidos à direita do centro do plugue a uma distância da borda superior a 12,4 mm, causada por variação da permeabilidade da amostra e variações nas medidas causadas pelo efeito de borda a distâncias

de cerca de 9 mm da mesma, enquanto que à esquerda do centro do plugue observa-se o efeito de borda à uma distância de também 9 mm.

Na amostragem denominada *plugue 2*, ocorre uma redução na permeabilidade medida próximo às bordas do plugue, ou seja, o inverso do que se esperaria, possivelmente causado por variação na permeabilidade da amostra, sendo que os vazamentos ocorrem a menos de 7,5 mm das bordas.

Desta forma, ou o raio de investigação é inferior ao estimado por Goggin *et al.* (1988a) ou, mesmo com este raio de investigação, o tamanho da amostra não tem tanta influência sobre o fator  $G_0$ , a não ser a distância menores que a estimada. De qualquer maneira procurou-se, na medida do possível, evitar a coleta de amostras a menos de 15 mm da borda dos testemunhos, e na poucas vezes que tal não foi possível, analisou-se a validade do mesmo antes de sua utilização, além de não ter sido realizada nenhuma amostragem a menos de 10 mm da borda.

### 5.1.2 Análise de repetibilidade

Para Hurst & Goggin (1995) a qualidade dos dados de minipermeamtria pode ser avaliada através da repetição de medidas, ou seja, reposicionando-se a sonda exatamente no mesmo local e coletado-se novos dados. Para testar a repetibilidade do aparelho foram coletadas amostras duplas (vide Item 3.1.2).

A análise dos resultados mostra que tanto a coleta de pontos duplos nos testemunhos (Figura 5-3) quanto nos plugues (Figura 5-4) mostraram boa repetibilidade, principalmente nos plugues com os pontos praticamente caindo sobre a reta  $y = x$ . No caso dos testemunhos, a repetibilidade pode ser considerada boa com erro médio de 1,3%. Nas permeabilidades acima de 800 mD, começa a haver um desvio da curva de ajuste para baixo, indicando que a primeira medida em geral é maior que a segunda. Não há, no entanto, um aumento grande na dispersão. O motivo para esta tendência pode estar associado a uma possível migração de finos (vide Item 3.1.1). Os testemunhos estavam cobertos por poeira que, mesmo tendo sido varrida com uma escova macia, não deve ter sido totalmente retirada. Desta forma, a primeira medida pode ter movimentado a poeira remanescente para o interior do espaço poroso entupindo parcialmente as gargantas dos poros.

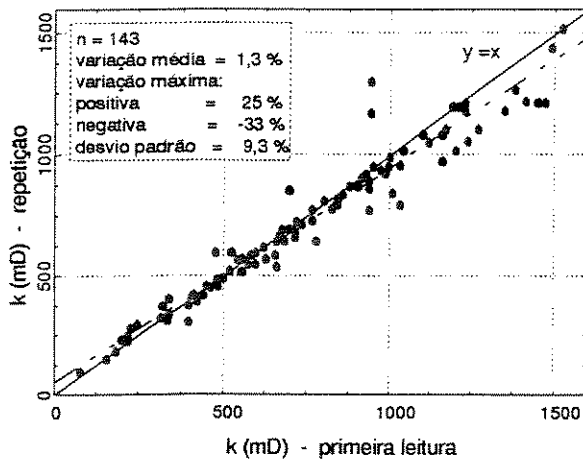


Figura 5-3: Análise de repetibilidade nos testemunhos.

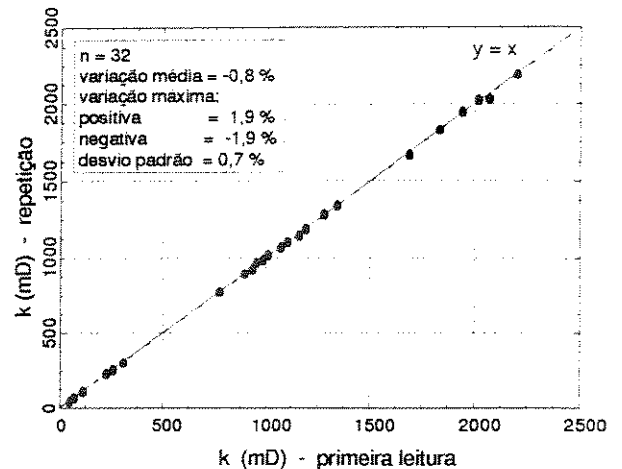


Figura 5-4: Análise de repetibilidade nos plugues

### 5.1.3 Correlação entre os dados de permeabilidade convencional e os dados de minipermeametria obtidos nas faces dos plugues

Para testar a consistência do método de minipermeametria e analisar o grau de homogeneidade dos plugues, foi realizada pesquisa utilizando-se os plugues secos e limpos. Os dados de permeabilidade dos plugues obtidos com o minipermeâmetro, nas faces planas dos mesmos, foram correlacionados com os respectivos valores convencionais obtidos em celas de Hassler. Cadman (1984) *apud* Sutherland *et al.* (1993) recomenda que se tome a média geométrica de cada face e a média harmônica dos resultados de cada face. Neste trabalho, a título de comparação tomou-se também as médias geométricas e aritméticas. O resultado foi comparado com os dados convencionais (Figura 5-5).

Observa-se que as três médias possuem regressões muito semelhantes, com altos índices de determinação ( $r^2 = 0.93$  a  $0.95$ ). Na grande maioria dos casos os três pontos (das médias harmônicas, aritméticas e geométricas respectivamente) são praticamente coincidentes, enquanto que em alguns poucos casos há significativa variação entre cada média. Tal fato pode ser explicado pelo grau de homogeneidade dos plugues. Quanto mais homogêneo o mesmo, maior será a semelhança entre as permeabilidades medidas em cada face e, portanto as três médias tendem a calcular valores semelhantes (Hurst & Rosvoll, 1991). Em geral as médias dos plugues heterogêneos caíram fora da faixa de boa correlação, sendo que nestes casos, nos pontos cuja permeabilidade obtida pela cela de Hassler é maior que a obtida pelo



minipermeâmetro, a melhor correlação foi obtida com a média aritmética enquanto que em pontos com resultado inverso, a melhor correlação ocorreu com a média harmônica. Os plugues homogêneos tiveram boa correlação para praticamente todos os pontos.

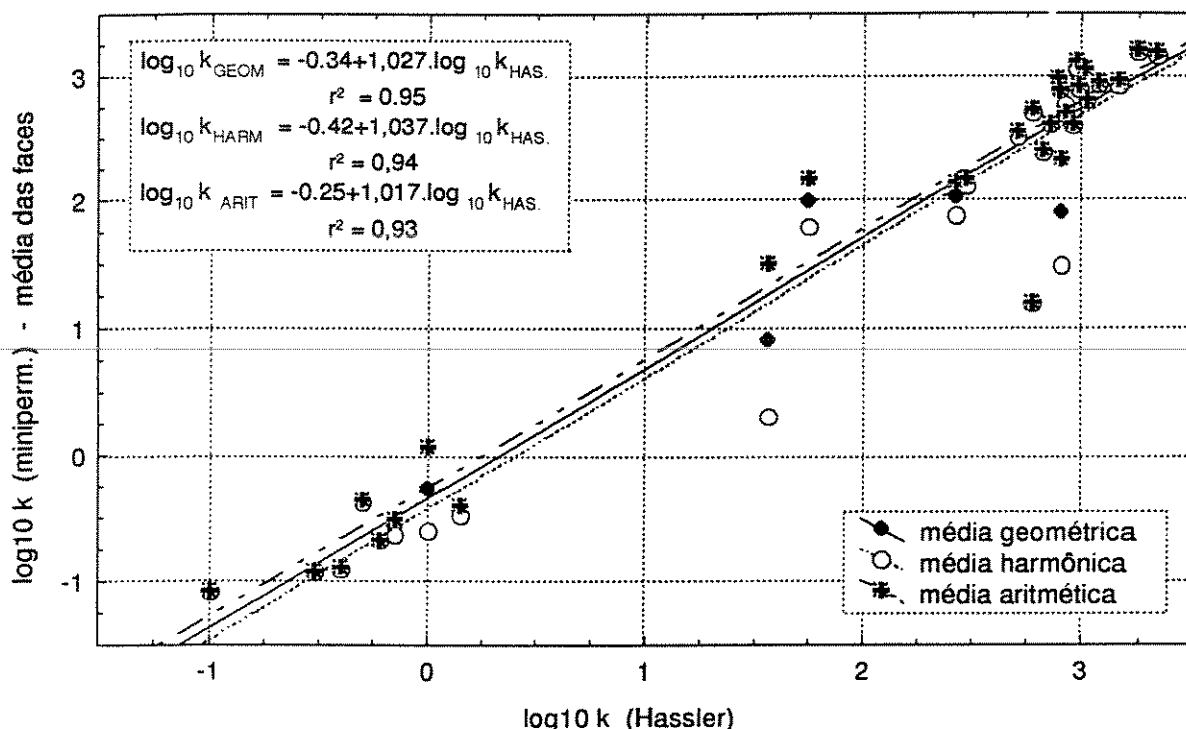


Figura 5-5:  $\log_{10}$  da permeabilidade de minipermeatrimta das faces planas dos plugues. VS.  $\log_{10}$  da permeabilidade convencional dos plugues (médias das faces).

Robertson & McPhee (1993) fizeram um estudo de determinação da heterogeneidade de plugues, utilizando o minipermeâmetro nas faces planas dos mesmos, e consideraram como sendo homogêneos plugues onde a razão  $k_{\text{max}}/k_{\text{min}} < 2$ . Os autores concluíram que em formações heterogêneas as medidas com minipermeâmetros não podem ser diretamente comparadas com plugues, enquanto que em formações homogêneas tal comparação é permitida.

A Figura 5-6 mostra a correlação entre a permeabilidade convencional e as permeabilidades obtidas em cada face dos plugues, através do minipermeâmetro. As permeabilidades de cada face são apresentadas por losangos unidos pela linha horizontal. Quanto maior esta reta, maior a diferença entre faces e portanto maior a heterogeneidade. Dos 29 plugues onde se realizaram medidas nas duas faces, oito plugues possuem razão

$k_{\text{máx}}/k_{\text{mín}} > 2$ , sendo que destes, cinco possuem razão  $k_{\text{máx}}/k_{\text{mín}}$  entre 2,1 e 4,9 e três podem ser considerados bastante heterogêneos, com razão  $k_{\text{máx}}/k_{\text{mín}} > 5$ . Um dos plugues mostra razão 60. Tal fato ocorre devido a presença de um clasto argiloso em uma das faces do plugue, ou seja, não é representativo do reservatório, onde tais clastos são pouco frequentes em relação ao volume total do reservatório, restringindo-se à porção superior dos turbiditos. Desta forma, pode ser feita a correlação entre os dados dos plugues e os dados do minipermeâmetro.

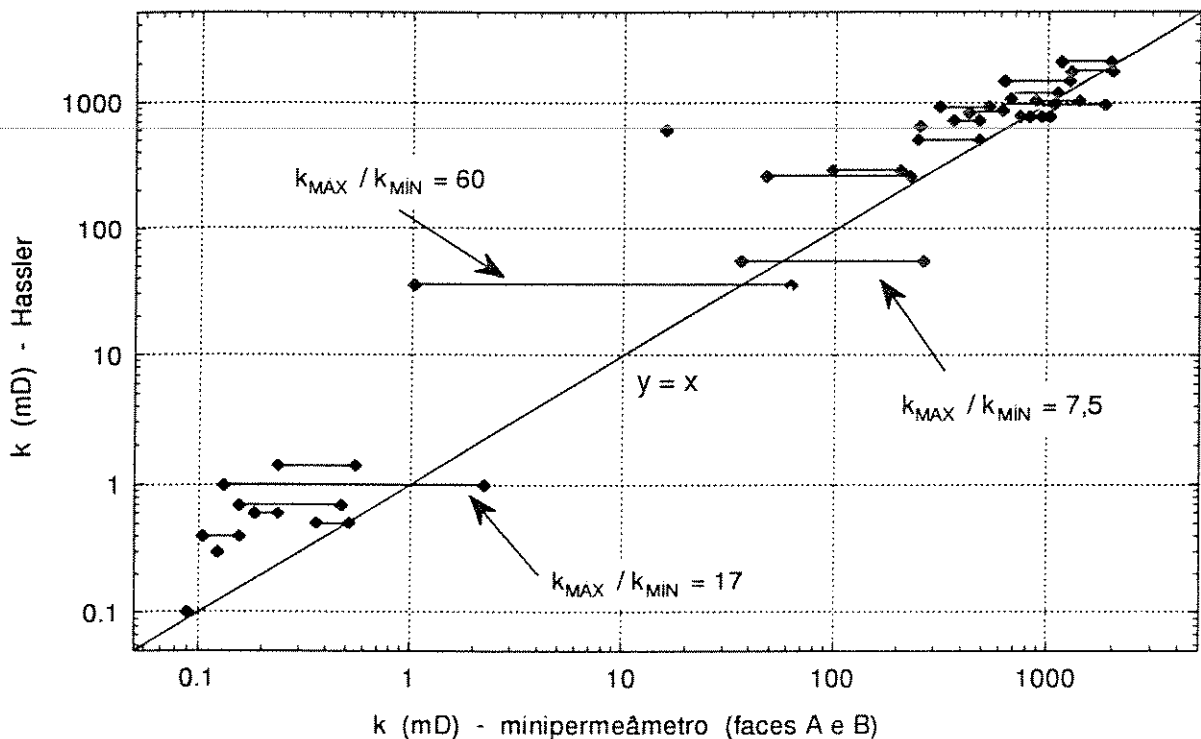


Figura 5-6: Permeabilidade convencional dos plugues VS. permeabilidade da minipermeametría das faces dos plugues.

#### 5.1.4 Dados brutos

As figuras 5-7 e 5-8 apresentam os perfis verticais de quatro turbiditos individualizados das zonas 2 e 3 com os valores de permeabilidade de minipermeametría e de plugues, além do perfil granulométrico. Os dados de minipermeametría são os dados originais, ou seja, conforme calculados automaticamente pelo programa *PROPERM* do minipermeâmetro PDPK-300™, e portanto sem nenhuma correção para efeitos que possam estar afetando os mesmos (como por exemplo: saturação de fluidos).

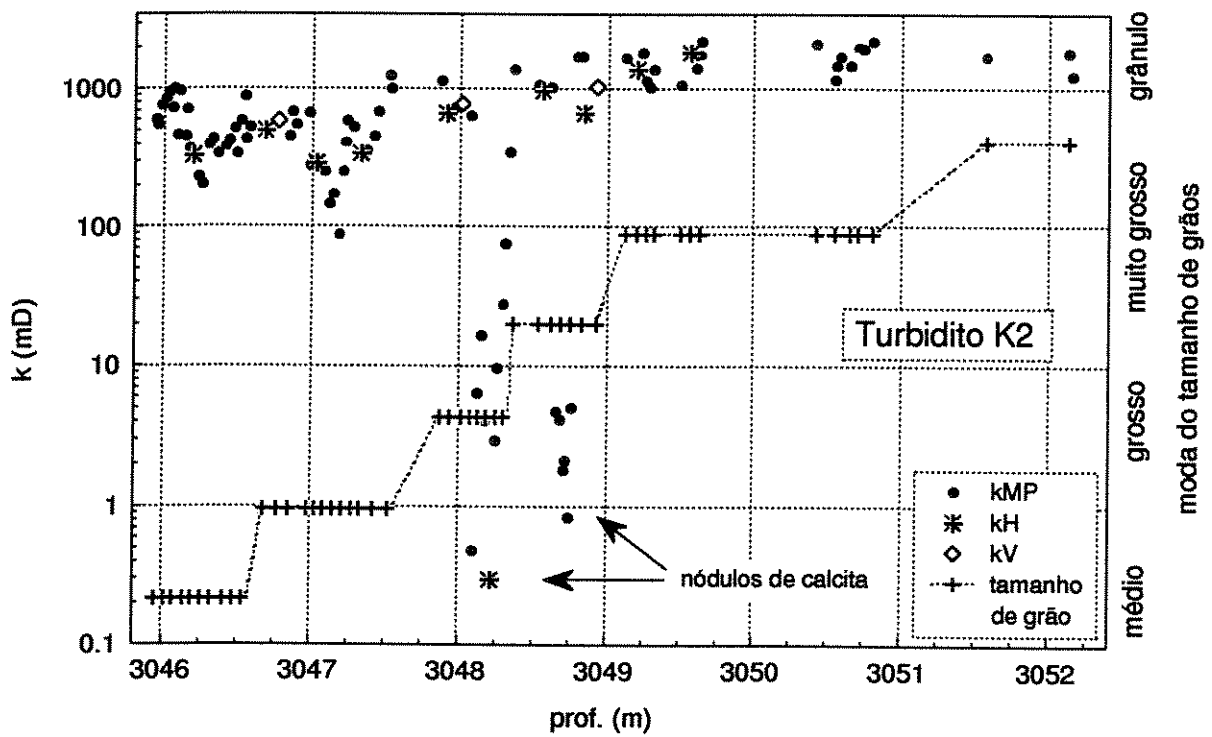
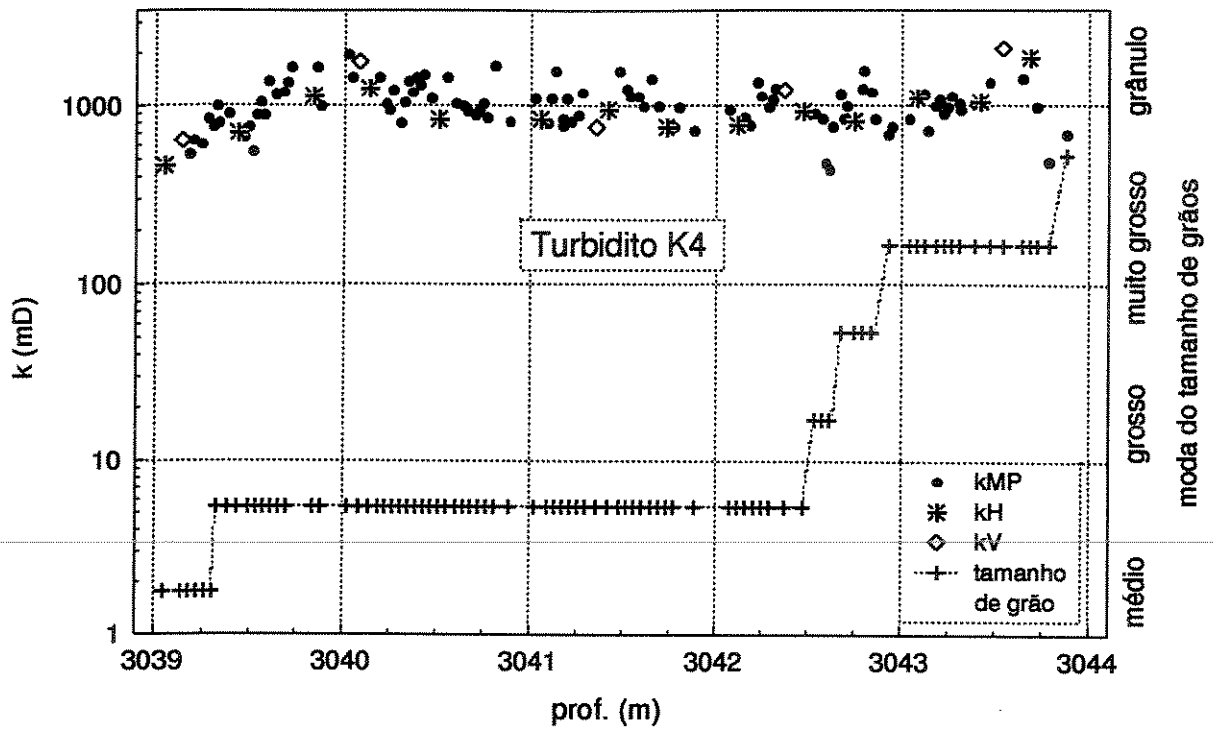


Figura 5-7: Perfis verticais com os dados de minipermeabilidade ( $k_{MP}$ ) e plugues ( $k_H$  e  $k_V$ ) e a moda do tamanho de grãos de dois turbiditos individualizados da zona 2 (profundidade de sondador).

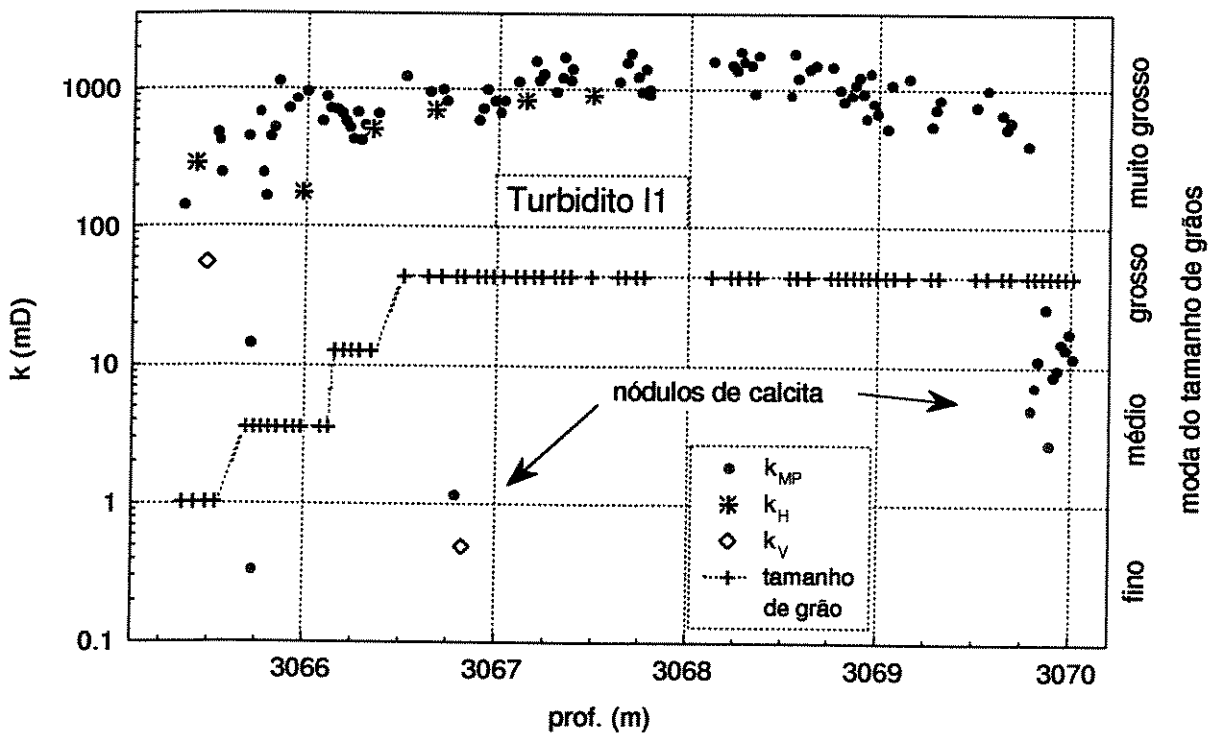
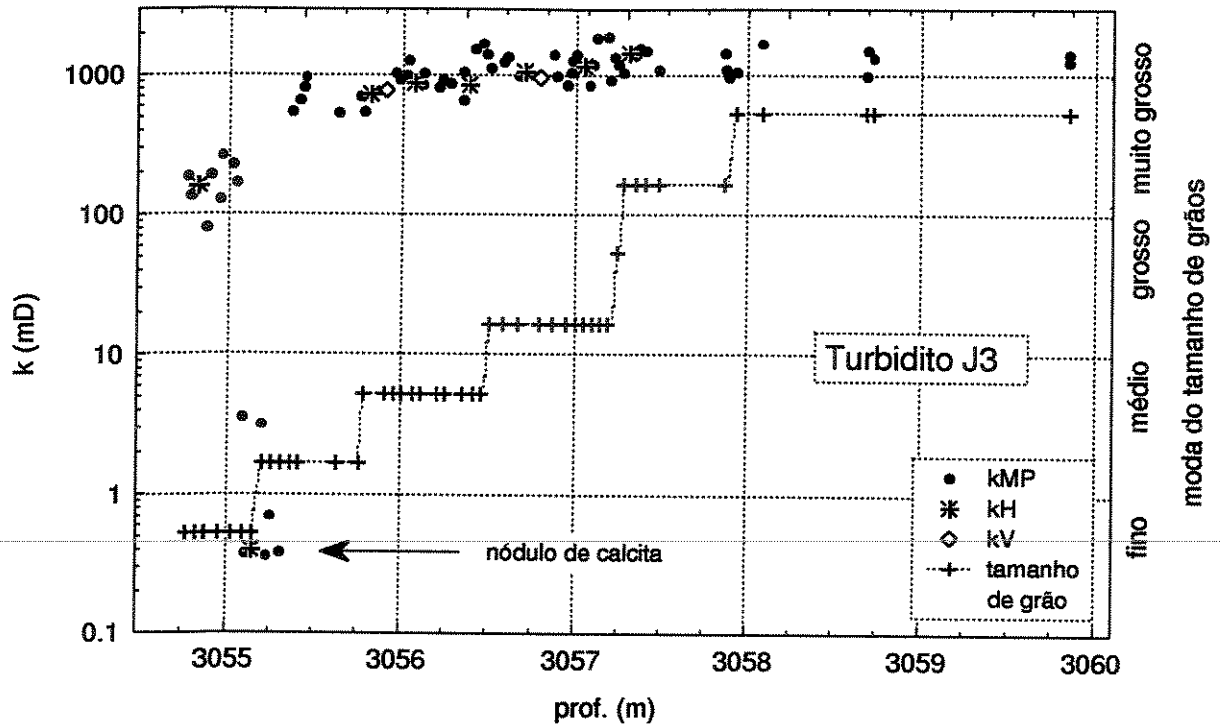


Figura 5-8: Perfis verticais com os dados de minipermeabilidade ( $k_{MP}$ ) e plugues ( $k_H$  e  $k_V$ ) e a moda do tamanho de grãos de dois turbiditos individualizados da zona 3 (profundidade de sondador).

A análise das Figuras 5-7 e 5-8 mostra que os pontos de minipermeamtria têm um ajuste relativamente bom com os dados dos plugues, acompanhando as tendências gerais destes. Para um estudo qualitativo, os dados originais, obtidos através da equação de Darcy modificada (Goggin *et al.*, 1988a) são suficientes, pois têm boa correlação com a sedimentologia. Ocorre correlação razoável entre os valores de permeabilidade e o perfil granulométrico, em geral com tendência de acréscimo da permeabilidade conforme aumenta a moda do tamanho de grãos, principalmente nos turbiditos K2, J3 e I1. No turbidito K4 o controle da permeabilidade pela granulometria só é marcante no topo do mesmo. Na sua porção basal o acréscimo no tamanho de grãos não é acompanhado por ~~acréscimo na permeabilidade. Tal tendência por vezes é quebrada por~~ ocorrência de nódulos de calcita. Observa-se também, superimposto à macrotendência, um comportamento levemente senoidal da permeabilidade, com comprimento de onda inferior a um metro.

Em geral, os pontos de minipermeamtria possuem valores superiores aos valores dos plugues. Conforme visto no Item 2.4, desvios positivos (isto é, permeabilidade mais alta no minipermeâmetro que no plugue) são causados provavelmente por um ou vários dos fatores seguintes: microfraturas (tendência a medir maior permeabilidade na minipermeamtria que na cela de Hassler), efeito de pressão de confinamento (tendência a reduzir mais a permeabilidade nos plugues devido ao confinamento) e heterogeneidade da amostra. Por outro lado, a existência de saturação residual de óleo tende a reduzir a permeabilidade medida pelo minipermeâmetro, visto que os plugues são limpos antes das análises convencionais. Como a tendência média da permeabilidade obtida através do minipermeâmetro em geral é maior que a dos plugues, os fatores que aumentam a permeabilidade medida pelo minipermeâmetro sobrepujaram o efeito de saturação residual. Hurst & Rosvoll (1991) relatam que análises realizadas em testemunho seco revelaram saturação residual muito baixa. Como o testemunho encontra-se a muito tempo sob condições ambientais, a saturação residual deve ser baixa, e portanto pouco atuante na redução da permeabilidade.

## 5.2 Correção dos dados

Como visto no item anterior, os dados obtidos através do minipermeâmetro não refletem a permeabilidade real. Desta forma estes dados brutos necessitam ser corrigidos para serem utilizados em estudos de reservatório. Para a correção dos pontos de  $K_{MP}$  foram tomados os pontos coletados, nos testemunhos, acima e abaixo dos buracos de onde foram sacados os plugues e comparados com os dados de permeabilidade dos plugues respectivos, que haviam sido calculados de forma convencional através de celas de Hassler.

Os histogramas de distribuição dos plugues (Figura 5-9) e os de minipermeamtria adjacente (Figura 5-10) mostram similaridade quanto à distribuição, sendo que além da bimodalidade comum, ocorre distribuição mais platicúrtica para a minipermeamtria e mais assimétrica para os plugues. A Tabela 5-1 apresenta a estatística básica dos dados. As médias (harmônica, geométrica e aritmética) dos dados de minipermeamtria são 10 a 30% superiores aos dos plugues, corroborando o Item 5.1.4 quanto ao fato dos valores de minipermeamtria serem em geral maiores que os dos plugues.

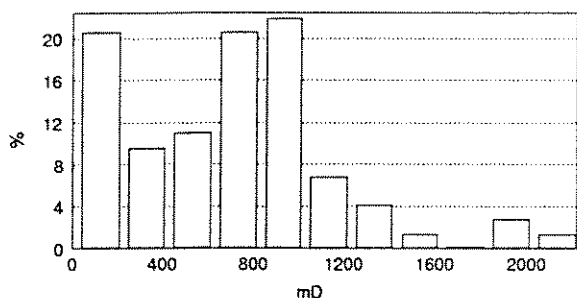


Figura 5-9: Distribuição da permeabilidade dos plugues.

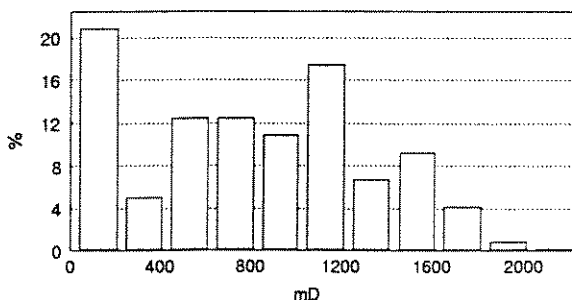


Figura 5-10: Distribuição da permeabilidade da minipermeamtria adjacente aos plugues.

Tabela 5-1: Estatística básica dos dados de plugues e minipermeamtria adjacente aos plugues.

variável	plugues	minip. adj.	
n	73	120	
média arit.	669	771	mD
média geom.	280	322	mD
média harm.	5,2	7,3	mD
mínimo	0,3	0,19	mD
mediana	720	768	mD
máximo	2107	1870	mD
desvio padr.	465	516	mD
coef. de var.	0,69	0,67	mD
variância	216673	266179	mD <sup>2</sup>
assimetria	0,58	-0,002	
curtose	0,72	-1,04	

O desvio padrão dos dados de minipermeametria adjacente é 10% superior ao desvio padrão dos plugues, o que é de se esperar, pois os plugues tendem a minimizar a variância em relação à minipermeametria, por possuírem volume de investigação cerca de 10 vezes superior ao volume de investigação estimado para a sonda utilizada neste projeto. Podemos considerar os dois conjuntos similares, pois ambos encontram-se numa mesma faixa de grandeza.

A correção dos dados de minipermeametria foi realizada em duas etapas. Na primeira, fez-se análise de regressão simples entre o logaritmo decimal da permeabilidade dos plugues e o logaritmo decimal da permeabilidade obtida pela minipermeametria adjacente aos respectivos plugues. Devido ao fato de cada plugue possuir dois pontos adjacentes de minipermeametria (acima e abaixo do respectivo plugue), os valores dos plugues foram duplicados, formando dois pares ( $k_{MINIP}$ ,  $k_{PLUGUE}$ ), um para cada valor de minipermeametria<sup>1</sup>. Como os pares de plugues horizontais e verticais do poço em estudo possuem correlação entre  $k_H$  e  $k_V$  praticamente 1:1, com razão média  $k_H / k_V \approx 1^2$ , os plugues verticais foram incluídos no estudo de regressão conjuntamente com os plugues horizontais.

A reta de regressão obtida através dos mínimos quadrados (Figura 5-11) apresenta ajuste muito bom, com coeficiente de determinação elevado ( $r^2 = 0,92$ ). Nas permeabilidades superiores a 10 mD (faixa de permeabilidade efetiva do reservatório) observa-se baixa dispersão dos dados em torno da equação de ajuste, enquanto que para permeabilidades inferiores a 10 mD, pertencentes às fácies cimentadas (com altos teores de calcita e/ou pseudomatriz argilosa silicificada), ocorre maior dispersão que pode ser creditada à maior probabilidade de ocorrer leituras discrepantes entre o minipermeâmetro e a metodologia convencional, devido à distribuição irregular do cimento calcífero e da pseudomatriz argilosa silicificada.

---

<sup>1</sup> Como nem todos os plugues possuem dois pontos adjacentes, o total de pares formados (120) foi inferior ao dobro do número de pluges existentes (73).

<sup>2</sup> Fato já observado por Bruhn (1989, informação verbal) para reservatórios turbidíticos espessos da plataforma continental brasileira.

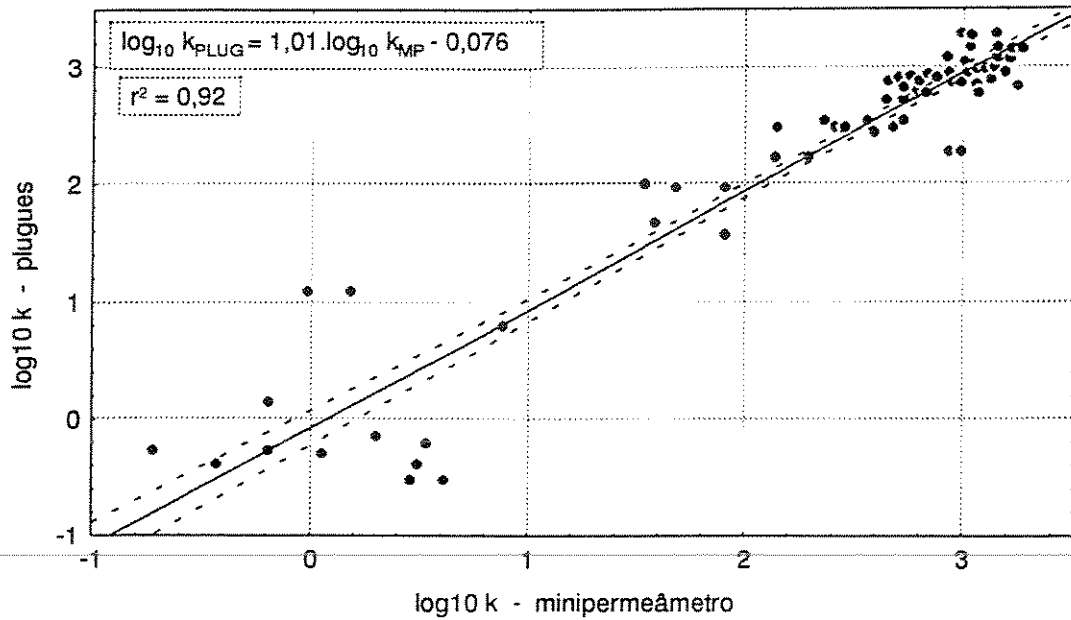


Figura 5-11: Correlação do  $\log_{10}$  da permeabilidade dos plugues vs.  $\log_{10}$  da permeabilidade de minipermeametría adjacente aos plugues.

O histograma de resíduos padronizados do  $\log_{10}$  da permeabilidade prevista (Figura 5-12) e o gráfico de resíduo normalizado pelo desvio padrão vs. a permeabilidade prevista (Figura 5-13) indicam robustez na estimativa, com distribuição homocedástica, principalmente para permeabilidade acima de 10 mD e maior dispersão dos resíduos dos plugues das fácies cimentadas, onde se observam alguns *outliers*. A análise de variância (ANOVA) [Wonnacott & Wonnacott, 1990] mostrou alta consistência na reta de regressão obtida da correlação entre os dados de permeabilidade dos plugues *versus* os dados de permeabilidade obtida pela minipermeametría adjacente aos plugues.

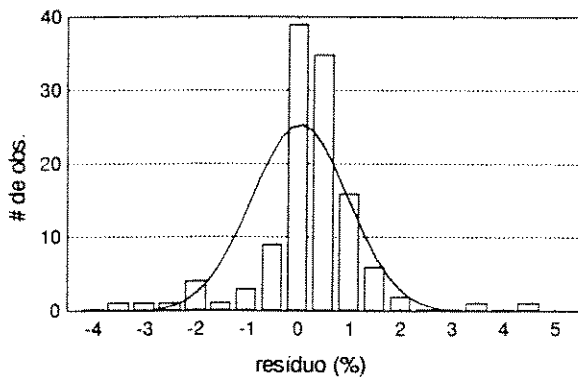


Figura 5-12: Distribuição dos resíduos padronizados do  $\log_{10}$  da permeabilidade prevista ( $k^*$ ).

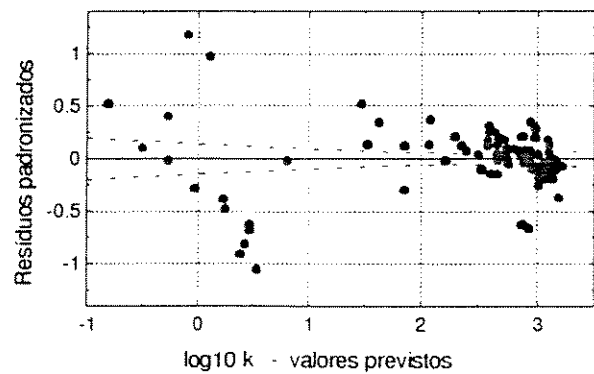


Figura 5-13: Resíduos padronizados vs. valores previstos ( $\log_{10} k^*$ ).



Numa segunda etapa, utilizou-se a equação de regressão obtida na Figura 5-11 para a correção de todos os dados de minipermeamtria, conforme o modelo:

$$\log K_{a_{\text{CORR.}}} = 1,01 \cdot \log K_a - 0,076 \quad \text{ou} \quad K_{a_{\text{CORR.}}} = 0,84 \cdot K_a^{1,01} \quad (5-1)$$

sendo que aos valores corrigidos obtidos, foram adicionados os valores de plugues existentes para os estudos de reservatório que se seguiram.

### **5.3 Dano de formação**

Uma análise detalhada dos testemunhos mostrou a existência de bandas verticais na superfície serrada do testemunho, com cores mais escuras na faixa central e mais claras nas bordas, indicando haver restos de fluido de perfuração preenchendo os poros na forma de anel cilíndrico (Foto 5-1).

O dano de formação é caracterizado pela redução na permeabilidade da rocha e pode ter diversas origens: na fase de perfuração, principalmente causado pelo fluido de perfuração, e/ou nas fases de completação e produção. No caso do testemunho, que é sacado do poço imediatamente após ser cortado, o mais provável é que tenha havido invasão do fluido de perfuração, devido as altas permeabilidades existentes.

Para a amostragem contínua da minipermeamtria, foram realizadas medições longitudinais com afastamento lateral de 2 cm em três eixos dos testemunhos: uma no eixo central e duas afastadas 2 cm para cada lado do eixo central (vide Item 3.1.2). Observou-se que em geral os valores medidos no eixo central eram maiores que os valores medidos nos eixos laterais. A Figura 5-14 mostra a correlação existente entre os dados amostrados pelo minipermeâmetro no eixo central e os dados amostrados nos eixos laterais. Observa-se claramente que a maioria dos pontos situam-se abaixo da reta  $y = x$ , e portanto, para cada par, o valor da abcissa é normalmente maior que o da ordenada correspondente, ou seja, a permeabilidade medida no eixo central é em geral maior que a permeabilidade medida nos eixos laterais a uma mesma profundidade. Observa-se também que quanto maior a permeabilidade da rocha, maior a diferença existente entre os respectivos pares.

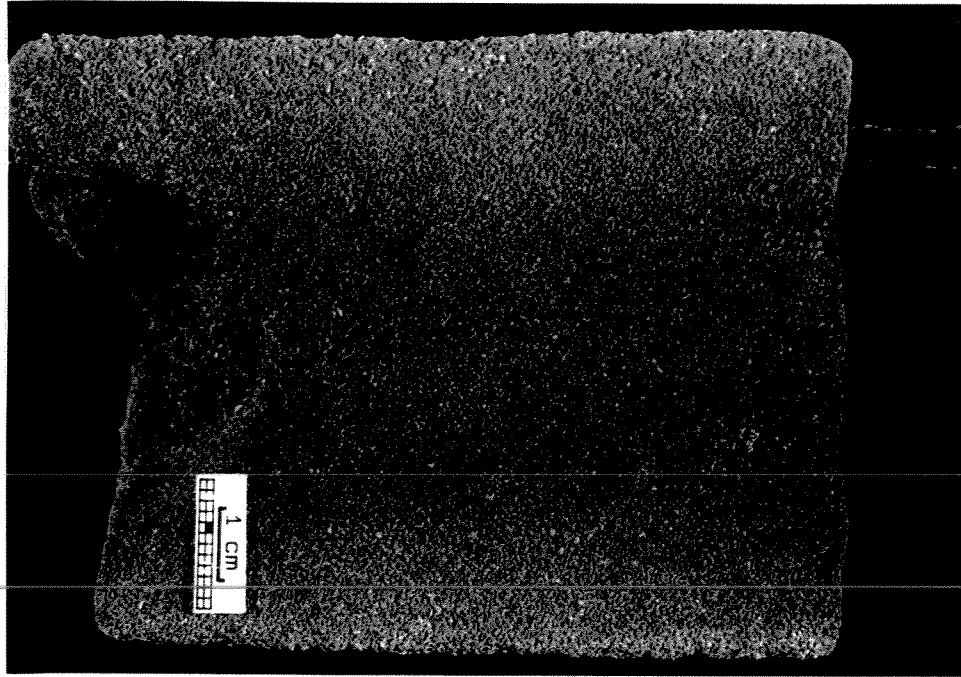


Foto 5-1: Detalhe de testemunho mostrando efeito de dano de formação. A rocha, com alta permeabilidade (1030mD), mostra ocorrência de auréola de tonalidade mais clara causada por restos do fluido de perfuração que invadiu o espaço poroso.

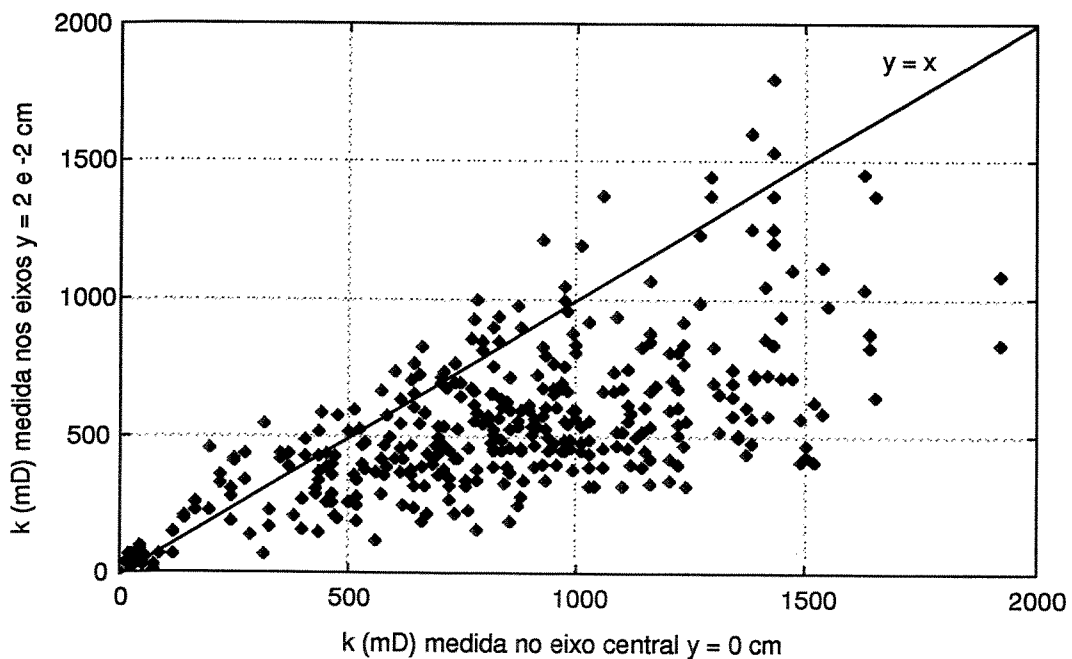


Figura 5-14: Correlação entre a medida feita no eixo longitudinal central dos testemunhos ( $y' = 0$  cm) e as medidas feitas nos eixos laterais ( $y'' = 2$  cm e  $y''' = -2$  cm).

Mesmo em trechos dos testemunhos onde a variação lateral de cor não é aparente, ocorre esta diferença de permeabilidade do centro para a borda do testemunho. Em um pedaço de amostra com 30 cm de comprimento, onde a variação de cor não é visível, realizou-se amostragem em malha densa com

objetivo de se verificar o efeito de variação lateral na permeabilidade causada pelo dano de formação observado no testemunho, com nove linhas longitudinais de amostragem, afastadas entre si de aproximadamente 9mm. Cada linha, por sua vez, constou de 21 pontos de medição, com afastamento médio entre pontos de 9 mm. A Figura 5-15 mostra a média geométrica dos valores de permeabilidade de cada linha. Observa-se que conforme nos afastamos do centro para a borda do testemunho a permeabilidade decresce constantemente de um valor médio no eixo central de cerca de 1065 mD até um patamar 800 mD menor, conforme nos aproximamos das bordas do testemunho, ou seja, uma redução de cerca de 3,5 vezes na permeabilidade média, numa distância lateral de 3 cm, mostrando o alto grau de dano de formação a que esta rocha foi submetida, causado pelo fluido de perfuração.

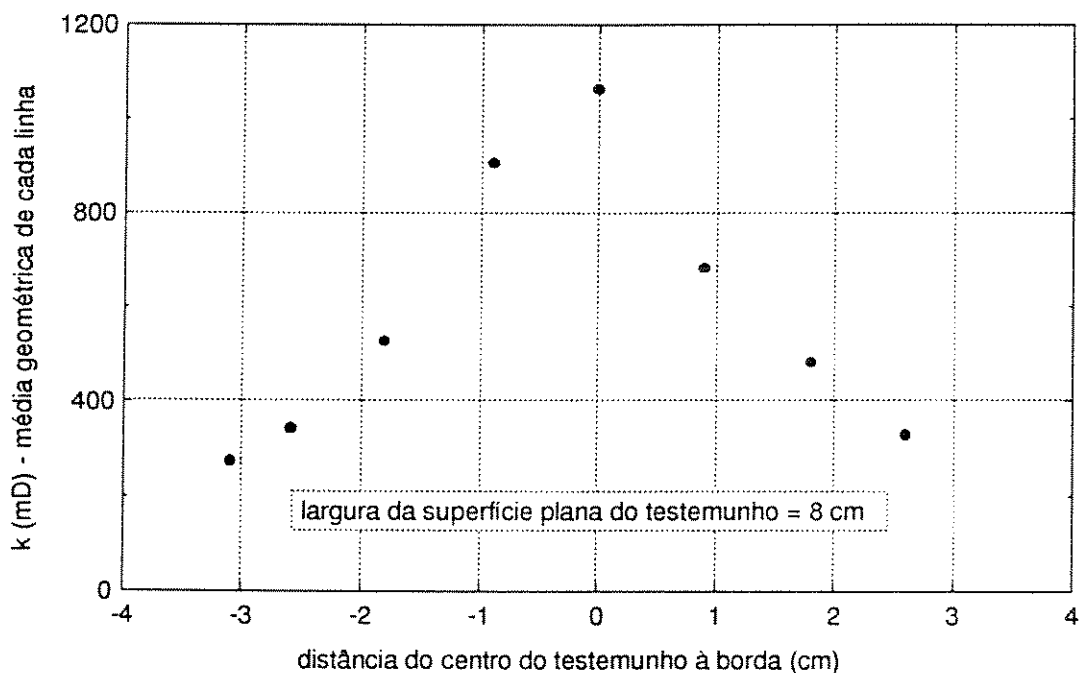


Figura 5-15: Média geométrica da permeabilidade, por linha, em amostra do testemunho com dano de formação.

Como o fluido de perfuração ao penetrar no espaço poroso expulsa os fluidos originais e como o testemunho tem forma cilíndrica, é de se esperar que a região central do mesmo não esteja contaminada, visto que o fluido original só é empurrado em direção ao eixo central até o limite de sua compressibilidade. Portanto, pode-se considerar que o núcleo cilíndrico do testemunho não esteja danificado e as medidas de permeabilidade aí tomadas

sejam confiáveis. Desta forma, em todos os estudos de reservatório realizados nesta dissertação só foram utilizados os dados amostrados no eixo central.

Os plugues foram extraídos da parte central do testemunho e aparentemente a limpeza do espaço poroso para a realização de análises petrofísicas eliminou os elementos contaminantes que existiam nos mesmos.

Manrique *et al.* (1994a e 1994b) estudaram o efeito da espessura de zonas danificadas na medição da permeabilidade e apresentam uma metodologia para se calcular a espessura e a permeabilidade de zonas danificadas. Para tanto deve-se tomar medidas de permeabilidade com duas ponteiros de diferentes diâmetros em cada ponto. Os autores observaram que conforme a espessura danificada desaparece, a permeabilidade medida converge para a permeabilidade da zona limpa e conforme a espessura da zona torna-se maior, comparada com a ponteira da sonda, a permeabilidade medida converge para  $k_{\text{dano}}$ . Esta característica pode ser explorada para estimar a espessura e a permeabilidade da zona danificada.

A Equação 5.1 mostra o fator geométrico para zonas danificadas:

$$G_o = 2\pi \frac{k_{\text{aparente}}}{k_{\text{inj}}} \int_0^1 \left[ \frac{\partial m_D}{\partial x_D} \right]_{x_D=0} r_D dr_D \quad (5-1)$$

Quando  $k_{\text{aparente}} = k_{\text{inj}}$  (permeabilidade na face de injeção), o fator geométrico torna-se o fator para formações homogêneas. Se não, o fator é chamado de fator geométrico heterogêneo. A relação entre ambos é:

$$\frac{G_o \text{ Het}}{G_o \text{ Hom}} = \frac{k_{\text{aparente}}}{k_{\text{inj}}} \quad (5-2)$$

A equação Equação 5.2 indica que a razão é maior que 1 para formações danificadas e menor que 1 para formações estimuladas.

Quando a espessura danificada é maior que uma vez e meia o raio de injeção da ponteira, todas as razões de  $G_o$  convergem para uma linha reta com inclinação negativa. Esta característica pode ser explorada para estimar

a espessura e a permeabilidade da zona danificada. As razões de  $G_0$  tornam-se unitárias quando a espessura danificada torna-se 10 vezes o raio de injeção.

Fazendo duas medidas com duas ponteiros com raio de injeção pequeno, diferentes, com correspondente espessura da zona danificada adimensional maior que a unidade e menor que 10, a espessura e a permeabilidade da zona danificada podem ser estimadas pela relação linear:

$$k_{\text{aparente}} = \frac{k_{\text{dano}}}{9} \left( 19 - \frac{X_{\text{dano}}}{r_{\text{inj}}} \right) \quad (5-3)$$

Destas duas medidas podemos obter duas permeabilidades aparentes para cada sonda e resolver a Equação 5.3 para duas constantes: espessura e permeabilidade da zona danificada. Com uma medida adicional tomada com um raio de injeção tal que a espessura danificada adimensional seja menor que 1,5, a permeabilidade da zona limpa pode ser obtida da Figura 5-16. Desde que conhecemos os parâmetros dos eixos vertical e horizontal, seu intercepto dá a razão entre as permeabilidades das zonas limpa e danificada.

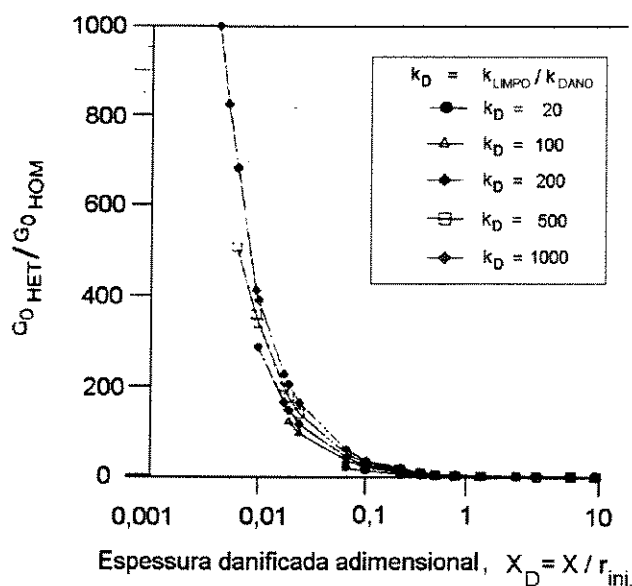


Figura 5-16: Variação na razão do fator geométrico pela espessura danificada para vários  $k_D$ 's (conforme Manrique et al., 1994a).

A metodologia completa encontra-se em Manrique et al. (1994a e 1994b). Por problemas operacionais não foi possível se fazer um estudo com a metodologia acima descrita nos testemunhos do poço estudado.

## **6. Controle e distribuição da permeabilidade**

O vento e a água, os dois principais agentes carreadores de sedimentos, têm componentes periódicos significativos no seu espectro de energia deposicional, frequentemente gerando aspectos fortemente determinísticos aos sedimentos clásticos a escalas diversas. Estas feições sistemáticas e periódicas são bem conhecidas pelos geólogos e formam as bases para a análise geológica (Jensen *et al.*, 1996).

Processos pós-deposicionais (diagênese) podem modificar a estrutura primária nos sedimentos. Estas mudanças podem ou não ser sistemáticas e podem realçar ou diminuir a estrutura. Portanto, em muitos reservatórios, pode haver um componente aleatório substancial na variação da permeabilidade, mesmo em sedimentos com forte padrão primário. No entanto, mesmo em sedimentos com forte controle diagenético, a estrutura primária é ainda com frequência um importante controlador da variação na permeabilidade (Jensen *et al.*, 1996).

### **6.1 Fatores de controle da permeabilidade**

A distribuição da permeabilidade das diversas zonas e turbiditos mostra, em geral, aumento nos valores médios e máximos com a profundidade, tanto a nível de zona, quanto principalmente a nível de turbidito (Figura 6-1). Isto deve-se à tendência de granodecrescência e afinamento ascendentes observadas nas zonas e nos turbiditos (conforme visto no Item 4.2). Nos casos onde tal não ocorre, é visível que o topo do turbidito foi erodido por correntes subsequentes, restando apenas a porção

mediana e basal, normalmente com distribuição de permeabilidade mais regular (p. ex. turbidito K4). Tal padrão por vezes não é tão claro devido a ocorrência de nódulos de calcita (por exemplo, zona 3 e base do turbidito I1).

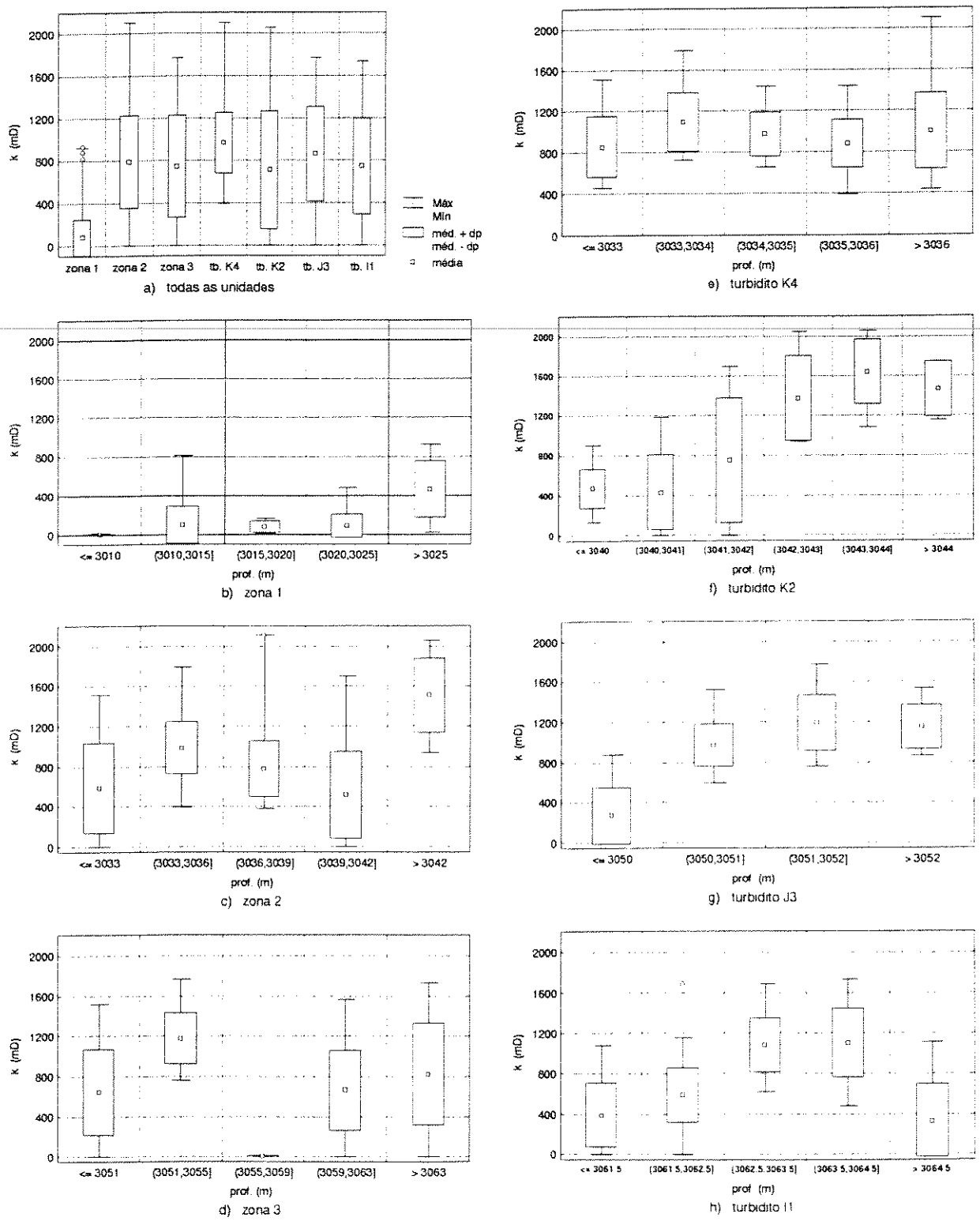


Figura 6-1: Distribuição da permeabilidade nas zonas 1, 2 e 3 e nos turbiditos K4, K2, J3 e I1.

A análise da distribuição da permeabilidade por classe granulométrica das litofácies permeáveis (AC<sub>P</sub>, AD<sub>P</sub>, AE<sub>P</sub> e AM<sub>P</sub>) (Figura 6-2) confirma o aumento da permeabilidade máxima e média com aumento da granulometria. Por outro lado, a dispersão dos dados é muito grande, ocorrendo valores em todas as ordens de magnitudes de permeabilidade. O grau de correlação é baixo, devido a grande dispersão que pode ser explicada por três causas:

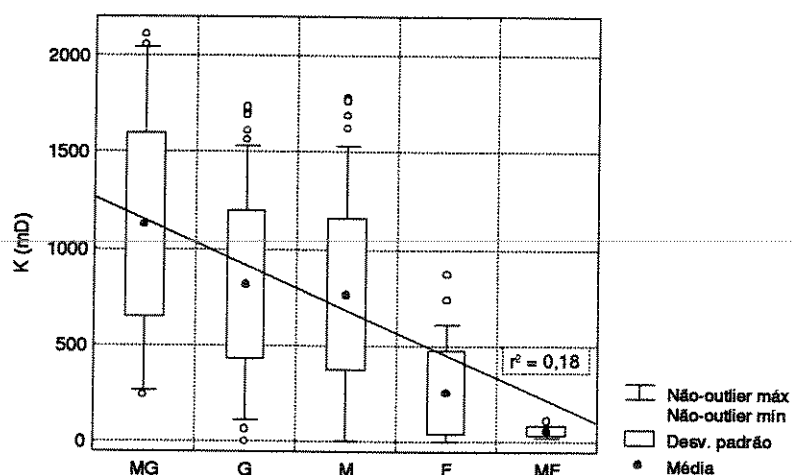


Figura 6-2: Distribuição da permeabilidade por classe granulométrica.

a) Variabilidade intrínseca ao método (erro de medição): A análise de consistência do método mostra coerência (Capítulo 3), descartando esta hipótese como importante na resposta global.

b) Escala de análise do perfil granulométrico mais grosseira que a análise da minipermeamtria: O perfil granulométrico foi definido através de lupa e escala visual comparativa, não tendo sido realizado através de peneiramento, que é a melhor técnica para se definir o tamanho de grãos em rochas pouco cimentadas (Beard & Weyl, 1973). No entanto, a análise visual, além de ser de utilização rotineira, têm boa discriminação qualitativa entre as diversas classes, não sendo provavelmente a responsável por uma possível má distribuição na descrição do tamanho modal.

c) Outro(s) componente(s) responsável(is) pela variação na permeabilidade tais como estruturas sedimentares, constituição do arcabouço, teor de cimento, matriz argilosa, seleção, imbricação dos grãos (os 2 últimos têm efeito na orientação da permeabilidade [Hurst & Rosvoll, 1991]), etc.



As duas principais litofácies (arenito conglomerático e arenito maciço) são em geral maciças, sendo que o arenito maciço possui como principal estrutura sedimentar secundária a ocorrência de escape de fluido. As outras estruturas sedimentares são de pequena importância quanto à ocorrência, em relação à espessura total dos pacotes, inclusive a estrutura de escape de fluidos na litofácies arenito conglomerático. A análise da distribuição da permeabilidade por estrutura sedimentar não apresenta distinção entre os arenitos maciços e fluidizados, com uma distribuição similar por todas as ordens de magnitudes de permeabilidade e com alta variância (Figura 6-3). Numa análise entre a estrutura sedimentar e a moda do tamanho de grão também não se observa nenhuma tendência, a não ser aquela mostrada no parágrafo anterior de um aumento na permeabilidade máxima e média conforme aumenta o tamanho de grãos. Desta forma a grosso modo as estruturas sedimentares não conseguem explicar por si só a grande variabilidade na permeabilidade.

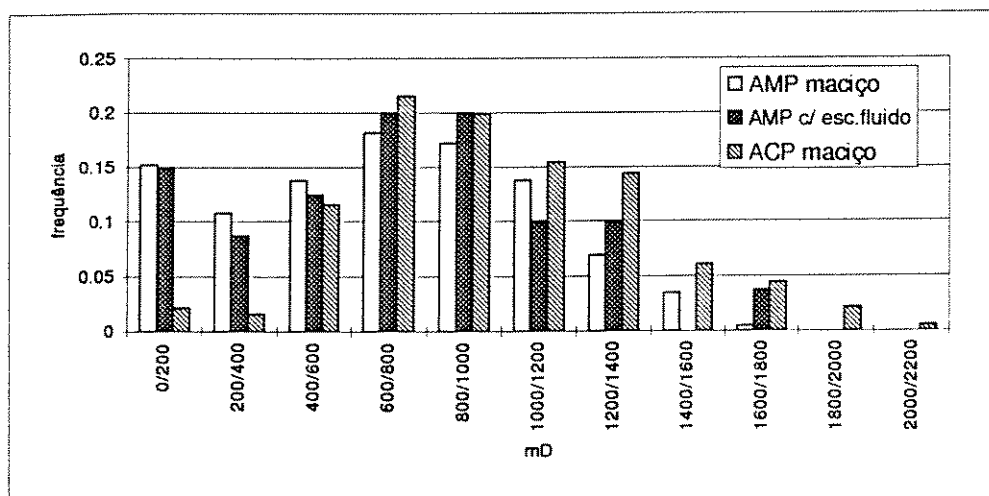


Figura 6-3: Distribuição da permeabilidade em relação às principais litofácies e estruturas sedimentares.

Analisando-se a regressão simples entre o  $\log_{10}$  da permeabilidade e os elementos texturais tamanho de grão  $\phi$  e seleção  $\sigma_{\phi}$ , obtidos em lâminas delgadas, observa-se baixíssima correlação, com alta variância (Figura 6-4) e novamente, a exemplo do visto na análise macroscópica com todos os pontos de minipermeametria (Figura 6-2), um acréscimo da permeabilidade máxima e média conforme aumenta a moda do tamanho de grãos.

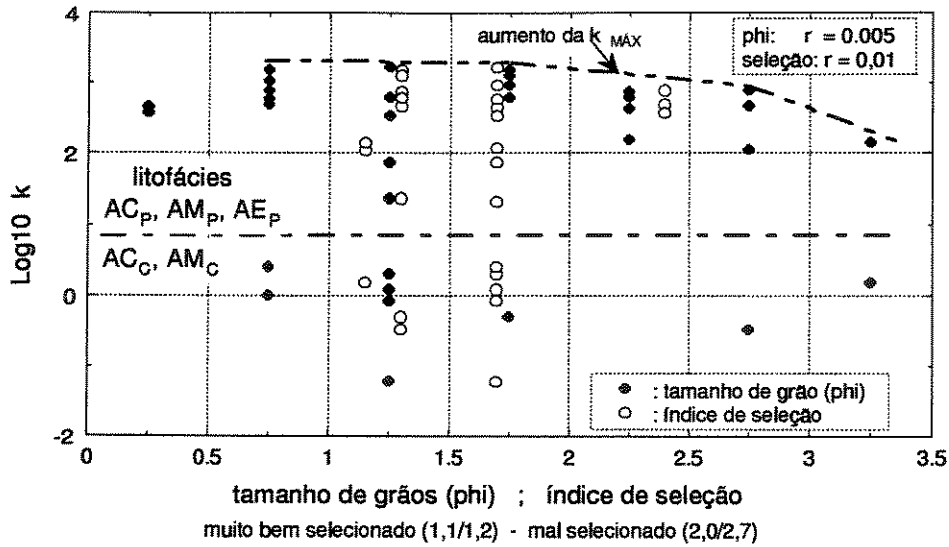


Figura 6-4:  $\text{Log}_{10}$  da permeabilidade VS. tamanho de grão ( $\phi$ ) e índice de seleção (conforme Beard & Weyl, 1973).

A Figura 6-5 mostra a correlação existente entre o logaritmo decimal da permeabilidade e o cimento de calcita e a pseudomatriz argilosa. A soma dos teores de calcita e pseudomatriz tem resultado semelhante a um mesmo teor de um dos dois elementos e normalmente a ocorrência de altos teores de um implica em baixos teores do outro e vice versa (vide Figura 4-5). Existe, portanto, excelente correlação negativa entre a permeabilidade e a soma da calcita com a pseudomatriz, enquanto que a correlação individual é mais baixa. Desta forma, nas análises seguintes optou-se por se correlacionar a permeabilidade com a soma dos dois elementos diagenéticos.

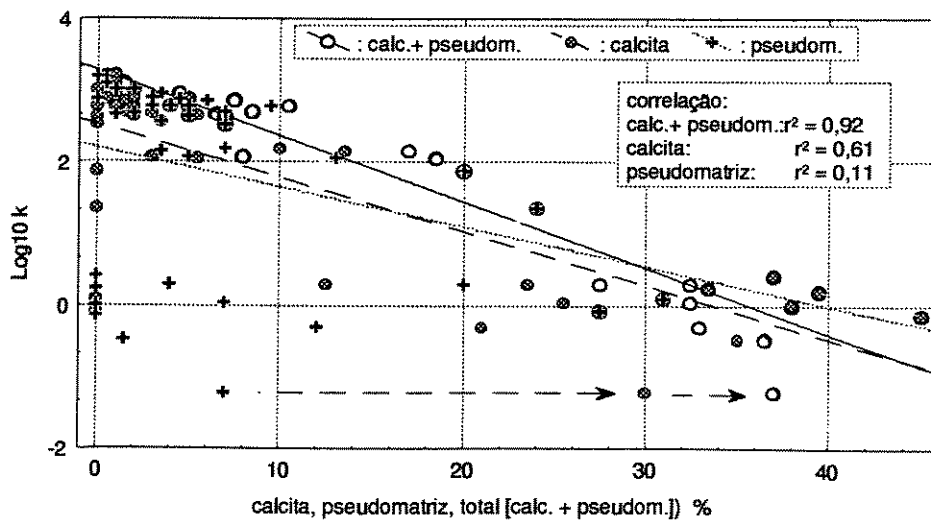


Figura 6-5:  $\text{Log}_{10}$  da permeabilidade VS. teor de calcita e pseudomatriz argilosa.

Observou-se correlação entre os valores de permeabilidade e a tonalidade da rocha saturada por óleo, em praticamente todo os intervalos acima do contato óleo/água. Quanto mais escura a mesma e portanto, maior saturação de óleo, maior a permeabilidade medida. Por outro lado, quanto mais clara a rocha, menor a permeabilidade. Foram feitas algumas lâminas delgadas em dois intervalos onde tal fato era mais evidente. Na primeira, num trecho de um metro, observou-se que a variação na tonalidade da rocha era acompanhada, além da variação correspondente nos valores de permeabilidade, de variação da macroporosidade e no teor de calcita e pseudomatriz, mostrando boa correlação, assim como também relação com a granulometria da rocha (Figura 6-6 e Foto 6-1). Desta forma, a tendência de aumento da permeabilidade seria causado pelo acréscimo no tamanho dos grãos, enquanto que a variação no teor de cimento calcífero e pseudomatriz argilosa gera ruído nesta tendência, aumentando a variabilidade.

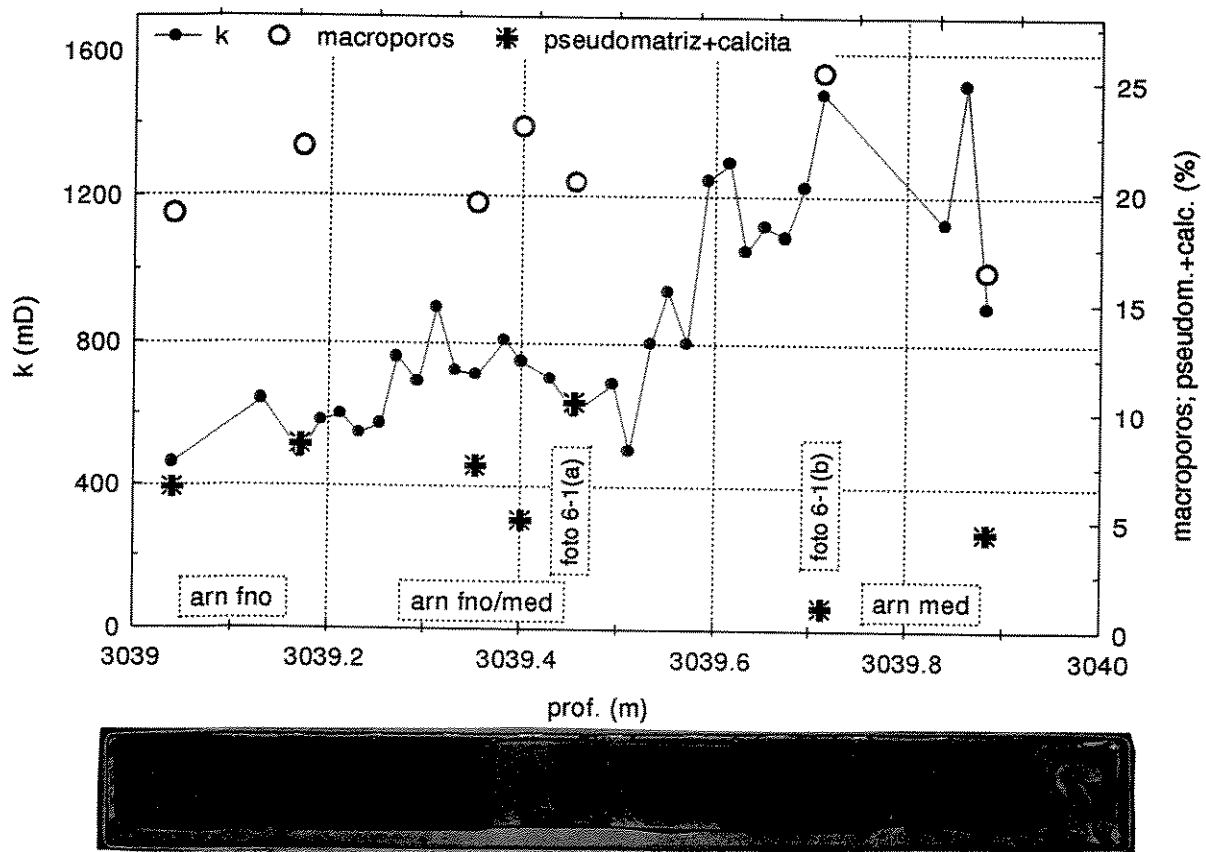


Figura 6-6: Variação da coloração e da permeabilidade da rocha devido variação no teor de cimento e tamanho de grãos. Observar o aumento brusco na permeabilidade associado ao escurecimento da rocha (foto).

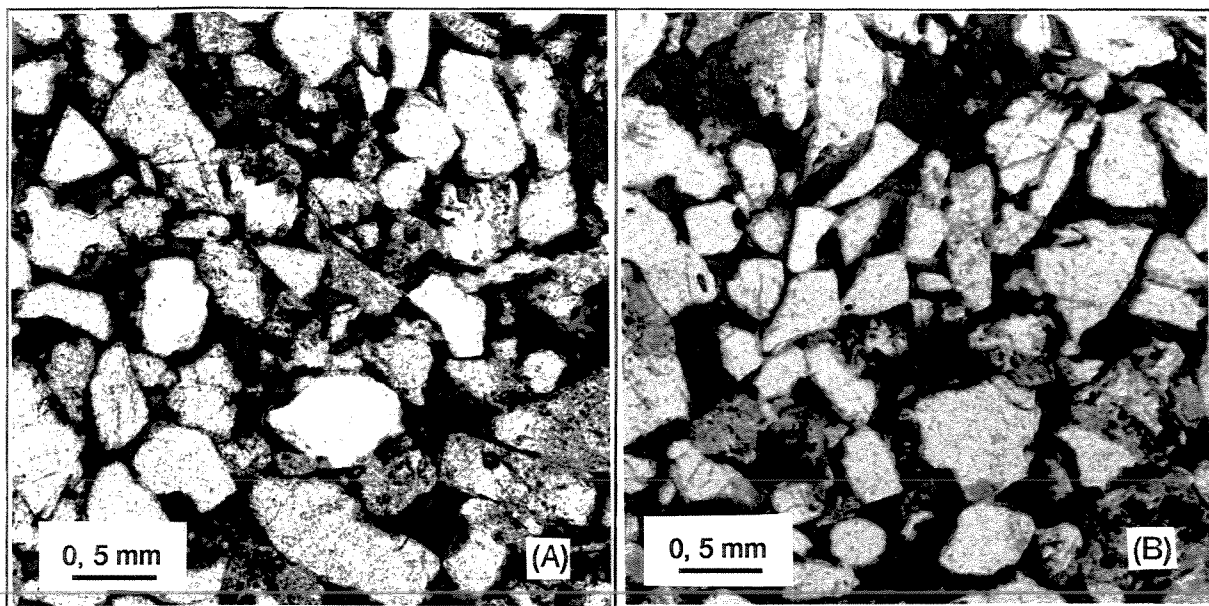


Foto 6-1: (a) Arenito fino/médio.  $\Phi = 21\%$ , pseudomatriz argilosa = 9,5% e calcita = 1%.  $k=611$  mD. (b) Arenito médio.  $\Phi = 26\%$ , pseudomatriz argilosa = 0,5% e calcita = 0,5%.  $k = 1486$  mD. OBS: Algumas manchas escuras dentro dos poros são causadas por restos de óleo.

A Figura 6-7 apresenta um intervalo de testemunho de cerca de 22 cm em que se fez um perfil detalhado com amostragem a cada 3 mm em média. Observa-se claramente a correlação entre a permeabilidade e a variação na tonalidade da rocha. Este intervalo representa uma zona de escape de fluido do tipo “prato” e, novamente é possível correlacionar-se a permeabilidade e a coloração da rocha com os elementos diagenéticos cimento calcífero e pseudomatriz silicificada, como principais elementos de modificação da permeabilidade.

Mesmo pequenos incrementos no teor de calcita+pseudomatriz alteram substancialmente os valores de permeabilidade da rocha, reduzindo-a em cerca de um Darcy para um incremento de 1 a 5% no teor de calcita+pseudomatriz argilosa. A queda abrupta observada na permeabilidade e ocasionada pelo pequeno acréscimo no teor de cimento calcífero e/ou pseudomatriz argilosa ocorre devido ao fato de que ambos são elementos diagenéticos que facilmente obliteram as gargantas dos poros da rocha, mesmo com pequenos teores.

Outro aspecto visível na Figura 6-7 é o alto nível de detalhe observado no perfil da permeabilidade, mostrando que o minipermeâmetro PDPK-300™ possui alta resolução na discriminação do contraste da permeabilidade, a

níveis milimétricos. Pode-se observar que mesmo pequenas variações na coloração da rocha, com espessuras inferiores a um centímetro, são muito bem discriminadas, como por exemplo as pequenas variações visíveis entre 3057,24 e 3057,28 m.

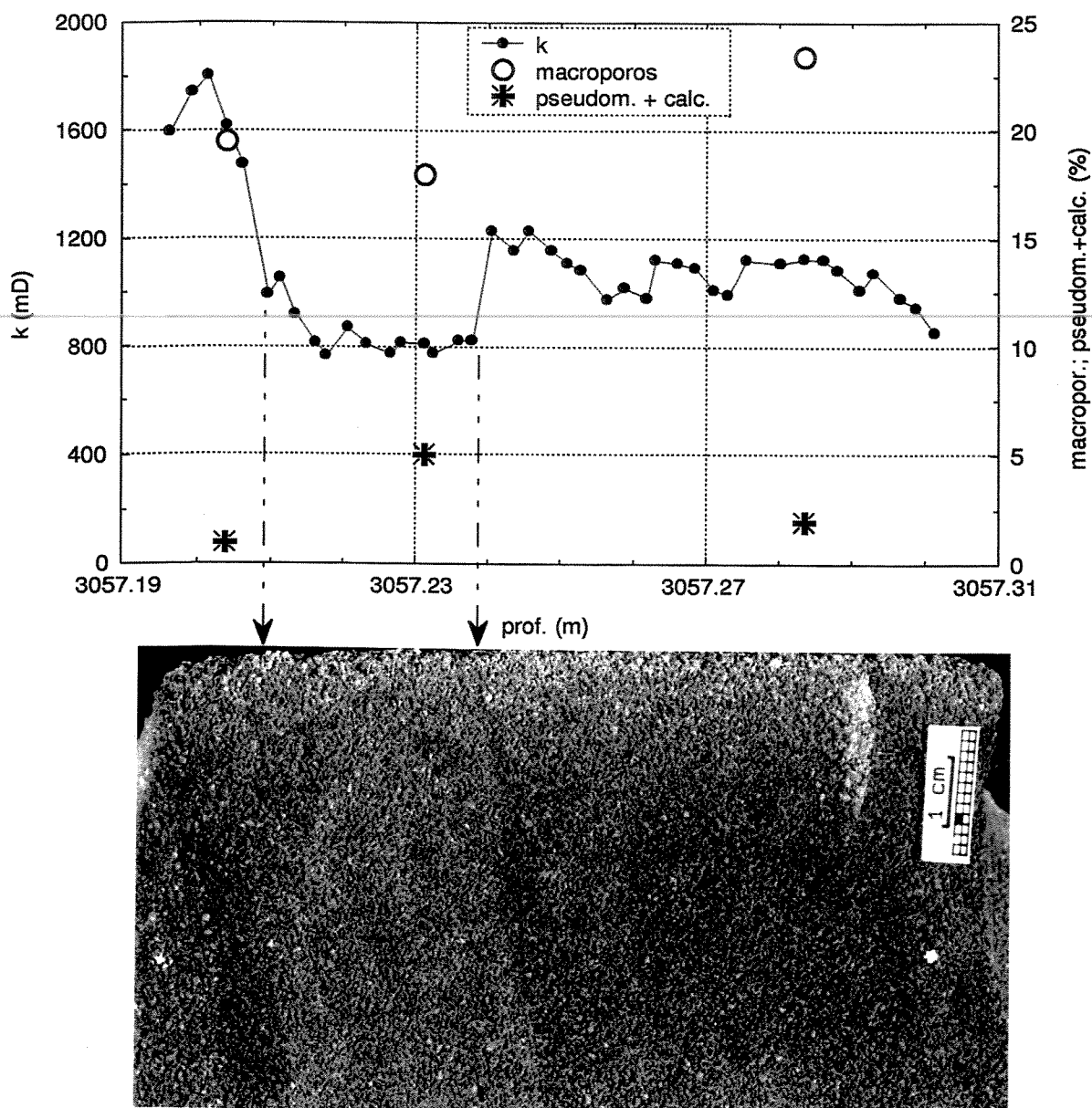


Figura 6-7: Variação de coloração e permeabilidade, causado por variação no teor de cimento e pseudomatrizes, ligado a ocorrência de escape de fluido. Observar a brusca queda na permeabilidade coincidente com as mudanças na tonalidade da rocha.

Uma técnica normalmente usada para análise integrada dos fatores petrográficos que controlam a porosidade e a permeabilidade como composição, textura, fábrica e cimentação de arenitos é a regressão multivariada (por exemplo, Dutton *et al.*, 1992). As equações de regressão multivariada podem apresentar os resultados da interação simultânea de um

amplo conjunto de variáveis, o que representa uma sensível vantagem em relação às comparações entre apenas duas ou três variáveis (Bruhn & De Ros, 1987). Métodos multivariados nos permitem considerar mudanças em diversas variáveis simultaneamente (Davis, 1986).

Foi realizada análise de regressão multivariada do logaritmo decimal da permeabilidade com diversos elementos petrográficos, obtidos em lâminas delgadas: composição, cimento, pseudomatriz argilosa, textura e fábrica dos arenitos. Inicialmente fez-se uma matriz de correlação (Tabela 6-1) e regressões simples entre os diversos elementos e observou-se que os melhores resultados se obteriam somando-se os teores da composição do arcabouço (quartzo, feldspato, granada, etc.). Observou-se também que havia uma correlação negativa elevada entre a macroporosidade e a soma do teor de cimento com a pseudomatriz argilosa, pois estes últimos preenchem o espaço poroso (Figura 6-8). Desta maneira não se utilizou a macroporosidade como participante da regressão, para evitar redundância.

Tabela 6-1: Matriz de correlação entre os componentes das lâminas delgadas usadas nas regressões multivariadas.

r	logKa	arcab.	qtz	fld	mica	granada	intracl.	macropor.	calc.+pseudom	pseudomtrz	calcita	taman.(phi)	seleção
arcabouço	<b>0.77</b>	1											
quartzo	0.31	0.41	1										
feldspato	0.49	<b>0.72</b>	-0.29	1									
mica	0.35	0.09	-0.12	-0.05	1								
granada	0.08	-0.08	0.07	-0.20	0.15	1							
intracl. calc.	0.31	0.21	-0.22	0.23	0.51	-0.17	1						
macroporos	<b>0.92</b>	0.58	0.22	0.35	0.34	0.09	0.30	1					
calc.+pseudomtrz	<b>-0.96</b>	<b>-0.86</b>	-0.34	-0.58	-0.26	-0.02	-0.29	<b>-0.92</b>	1				
pseudomatriz	-0.33	-0.40	0.03	-0.41	-0.09	-0.17	-0.14	-0.17	0.30	1			
calcita	<b>-0.78</b>	-0.63	-0.37	-0.34	-0.21	0.08	-0.22	<b>-0.82</b>	<b>0.83</b>	-0.28	1		
tamanho (phi)	0.01	-0.28	-0.18	-0.27	0.54	0.03	0.14	0.13	0.05	-0.08	0.10	1	
ind. seleção	0.01	0.36	0.19	0.32	-0.37	-0.08	-0.14	-0.14	-0.09	-0.01	-0.08	<b>-0.75</b>	1
ind.empac.	<b>0.75</b>	0.67	0.32	0.40	0.23	0.22	0.15	<b>0.73</b>	<b>-0.80</b>	-0.24	-0.66	-0.03	0.19

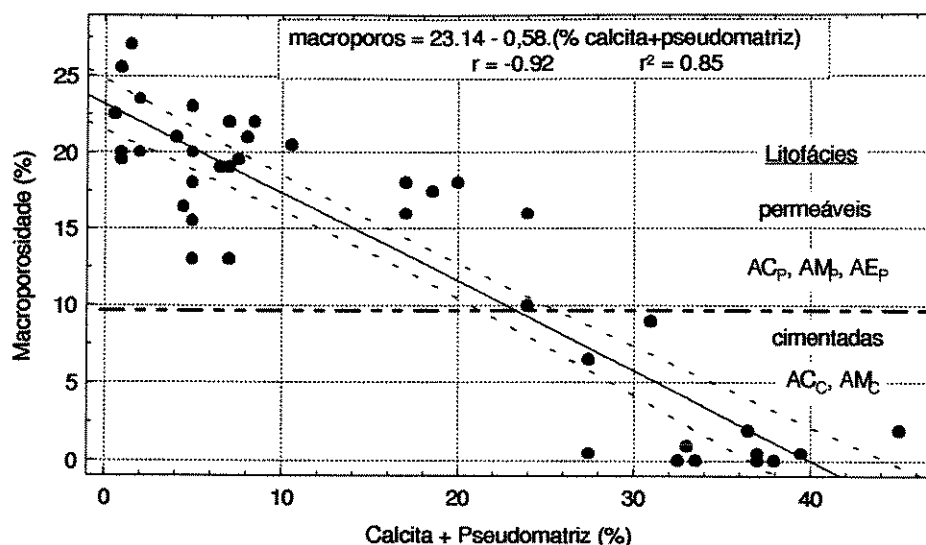


Figura 6-8: Calcita + Pseudomatriz argilosa VS. macroporosidade. Todas as litofácies arenosas.

Numa segunda etapa, usando-se todas as lâminas, inclusive as que pertenciam aos litofácies cimentados, fez-se diversas regressões multivariadas. Como resultado, constata-se que a pseudomatriz argilosa e a calcita sozinhas respondem por praticamente toda a variação observada nas lâminas delgadas ( $r^2$  múltiplo = 0,93), a exemplo do observado na regressão simples destes elementos. O terceiro elemento, que é o teor do arcabouço responde por apenas 1% no acréscimo de  $r^2$ .

A Figura 6-9 mostra que o alto índice de correlação existente entre o logaritmo decimal da permeabilidade e os teores somados de calcita e pseudomatriz é ocasionado pela presença, na regressão, de lâminas delgadas de litofácies cimentados que estão influenciando os resultados. Procurando evitar este efeito, fez-se novas regressões, desta vez eliminando-se as lâminas delgadas destas litofácies. Novamente a pseudomatriz e a calcita sozinhas respondem por praticamente toda a variação observada nas lâminas delgadas ( $r^2$  múltiplo = 0,90) sendo que o terceiro elemento, que é a seleção, responde por apenas 1% no acréscimo de  $r^2$ . A equação é apresentada na Tabela 6-2.

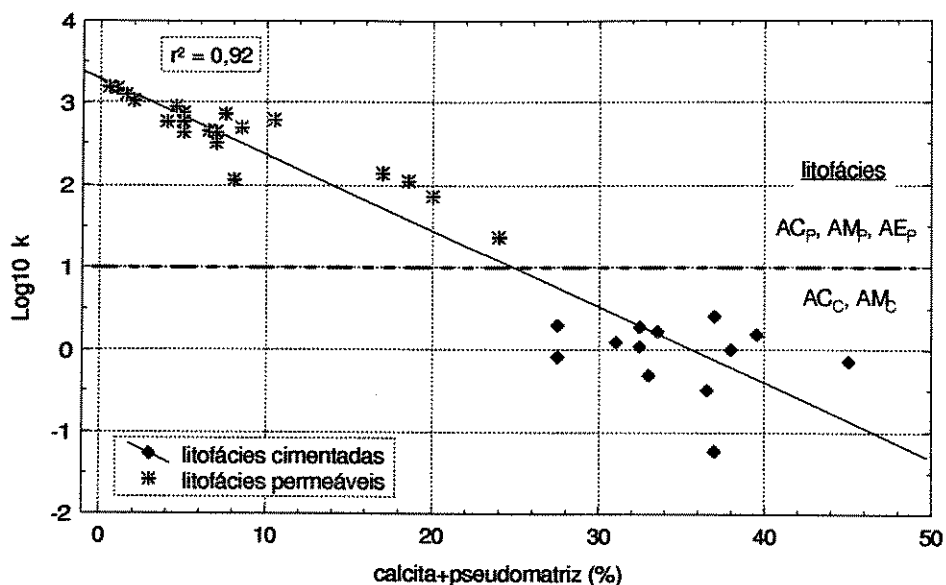


Figura 6-9: Log<sub>10</sub> da permeabilidade VS. teor de calcita + pseudomatriz argilosa.

Tabela 6-2: Equação de regressão multivariada do logaritmo decimal da permeabilidade.

log <sub>10</sub> k = 3,46 - 7,29.%pseudomatriz - 6,58.%calcita - 0,18.σ <sub>φ</sub>		
Variáveis	r <sup>2</sup>	r <sup>2</sup> múltiplo
% pseudomatriz	0,77	0,77
% calcita	0,13	0,90
seleção (σ <sub>φ</sub> )	0,01	0,91

Analisando-se novamente as Figuras 5-7 e 5-8 (Item 5.1.4) observa-se a presença de ciclicidade superimposta à tendência de redução da permeabilidade causada pela granodecrescência ascendente. No turbidito K4 (Figura 5-7) em um trecho de aproximadamente três metros, em que não há variação na moda do tamanho de grãos, esta ciclicidade é bastante visível, com comprimento de onda variando de cerca de 25 cm a 1,8 m, mostrando possível superimposição de ciclos. No turbidito I1 (Figura 5-8) observa-se, a partir da profundidade de 3068 m, decréscimo constante da permeabilidade com a aproximação de um nódulo de calcita, que ocorre na base do testemunho, sem que ocorra variação granulométrica. A análise mais apurada deste intervalo, através de lâminas delgadas (Figura 6-10), mostra que a variação da permeabilidade acima do nódulo (de ± 300 mD para ± 1300 mD) é acompanhado de redução gradativa no teor de calcita, aliada a variação no



teor de pseudomatriz argilosa. Siqueira *et al.* (1996) observam ciclicidade na permeabilidade aliada a variações cíclicas no teor de cimento calcífero, em reservatórios turbidíticos de idade Albiana, desta mesma bacia. Desta forma, o cimento e a pseudomatriz argilosa não são apenas elementos que reduzem totalmente a permeabilidade em nódulos aleatórios, no caso da calcita, ou em camadas pouco espessas, no caso dos dois, mas se encontram disseminados em teores variáveis por praticamente todo o reservatório, gerando assim as principais tendências de alteração na distribuição original da permeabilidade.

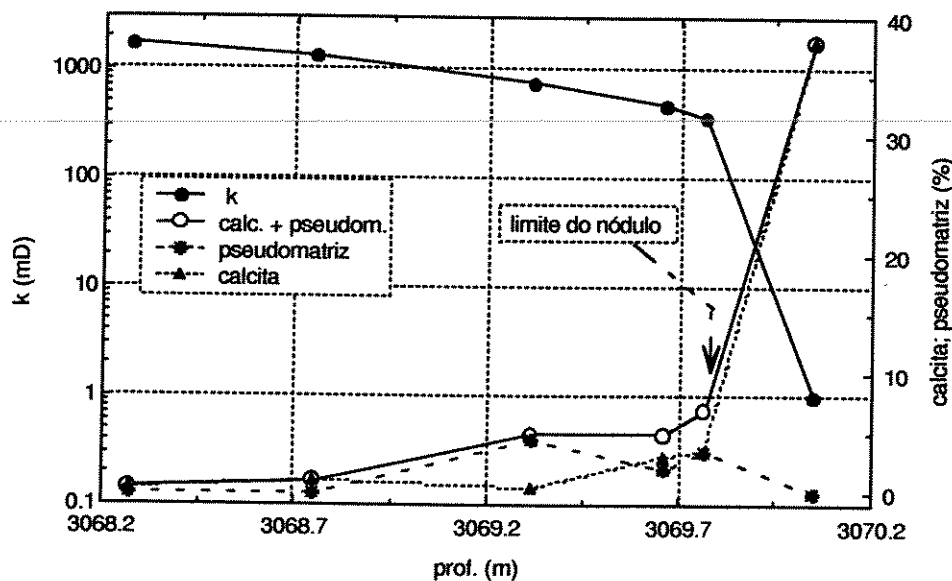


Figura 6-10: Redução da permeabilidade com a proximidade de nódulo de calcita.

O tamanho dos grãos é um fator normalmente dominante na distribuição da permeabilidade em reservatórios siliciclásticos cuja diagênese não foi suficientemente intensa para mascarar esta tendência (por exemplo, Gibbons *et al.*, 1993 e Barton *et al.*, 1995). Muitas vezes, mesmo em reservatórios com baixa permeabilidade causada pela deformação de grãos dúcteis, precipitação abundante de cimento e alteração de feldspatos, o tamanho dos grãos é o controlador dominante da porosidade e permeabilidade, como por exemplo em Hamlin *et al.* (1996), sendo que neste caso em conjunto com o teor de grãos dúcteis.

Conforme a diagênese torna-se importante, ela tende a mascarar o controle primário, embora este em geral ainda continue, com frequência, um importante controlador da variação na permeabilidade (Jensen *et al.*, 1996). A calcita reduz a permeabilidade porque ao crescer oblitera os poros e

suas gargantas. A pseudomatriz argilosa é formada pela deformação de intraclastos lamosos dúcteis depositados junto com os grãos do arcabouço e ocorre devido a compactação mecânica (Bruhn & De Ros, 1987). Com a continuidade da compactação estes intraclastos são injetados entre os grãos rígidos adjacentes, fluindo plasticamente para os espaços intersticiais, desta forma afetando as gargantas dos poros.

Em resumo, conclui-se que a moda do tamanho de grãos é responsável pela macrotendência na distribuição da permeabilidade, sendo que quanto mais grossa a rocha maior a permeabilidade média e máxima, enquanto que os principais agentes de alteração nesta tendência são o cimento calcífero e a pseudomatriz argilosa. Estes elementos diagenéticos geram um forte ruído na distribuição primária da permeabilidade, de tal forma, que muitas vezes tornam-se dominantes.

## **6.2 Distribuição da permeabilidade**

### **6.2.1 Médias**

Três médias são comumente usadas em caracterização de reservatórios. As médias aritmética, geométrica e harmônica têm sido sugeridas para fluxo linear paralelo ao acamamento, para fluxo em meios aleatoriamente distribuídos e para fluxo normal ao acamamento, respectivamente (Archer & Wall, 1986 *apud* Corbett & Jensen, 1992a). Das três, a média aritmética é mais influenciada pelos altos valores, enquanto que a média harmônica é mais sensível aos valores baixos. Em materiais homogêneos, as diferenças entre as médias (e entre fluxos em direções diferentes) são pequenas mas, em meios heterogêneos, as diferenças podem ser significativas.

A Figura 6-11 e a Tabela 6-3 resumizam os dados das litofácies arenito maciço permeável ( $AM_P$ ), arenito conglomerático permeável ( $AC_P$ ), que são as duas principais litofácies do reservatório, e das duas litofácies cimentadas ( $AM_c + AC_c$ ). Observa-se que a litofácies  $AC_P$  possui espalhamento pouco pronunciado em relação às três médias, enquanto que a litofácies  $AM_P$  possui espalhamento maior, que se reflete numa maior variabilidade. Ambas são litofácies com altas permeabilidades constituindo excelentes reservatórios.

## 6.2.2 Variabilidade

Medidas de variabilidade levam em conta os limites relativamente a um valor central. Duas medidas de variabilidade são muitas vezes usadas em caracterização de reservatório (Corbett & Jensen, 1992a). O coeficiente de variação ( $C_v$ ) ou desvio padrão normalizado, tem sido usado em estudos de minipermeametro (por exemplo, Goggin *et al.*, 1988a). O coeficiente Dykstra-Parsons ( $V_{DP}$ ) é a medida de variabilidade definida para populações com distribuição log-normal. O  $V_{DP}$  pode ser relacionado com o desempenho do reservatório, sendo comumente encontrada como medida de heterogeneidade em estudos de engenharia de reservatório.

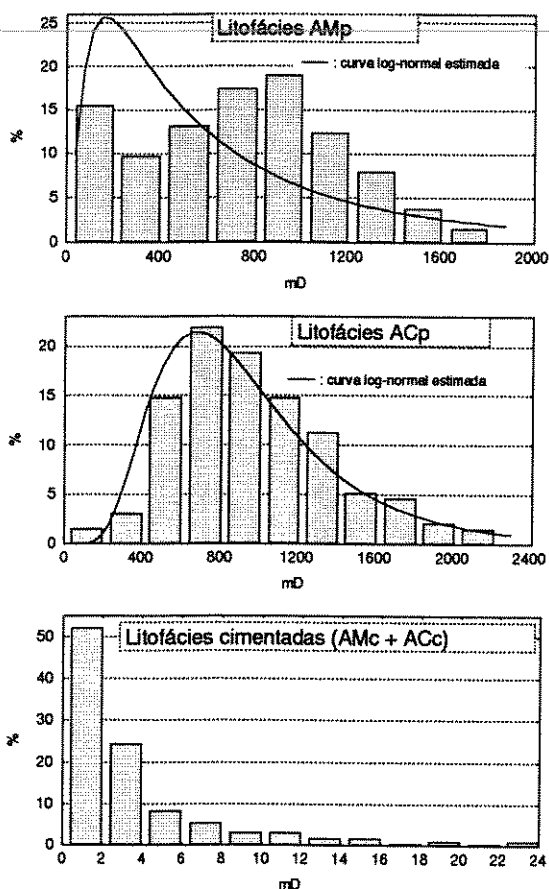


Figura 6-11: Distribuição da permeabilidade nas principais litofácies.

Tabela 6-3: Estatística básica das litofácies sedimentares predominantes.

Litofácies:	AM <sub>p</sub>	AC <sub>p</sub>	AM <sub>c</sub> +AC <sub>c</sub>	
média harm.	211	730	0,59	mD
média geom.	517	853	1,73	mD
média aritm.	721	945	3,23	mD
desv. padrão	417	405	3,8	mD
$C_v$	0,58	0,43	1,18	
$V_{DP}$	0,55	0,46	1,9	
mínimo	12,6	73,9	0,02	mD
quartil <sub>0,25</sub>	402	649	1,0	mD
mediana	758	887	2,0	mD
quartil <sub>0,75</sub>	1008	1171	3,8	mD
máximo	1788	2107	22,8	mD
curtose	-0,62	0,16	7,3	
assimetria	0,08	0,63	2,5	
n	342	196	136	

Corbett & Jensen (1992b) fazem uma comparação do coeficiente de variação ( $C_v$ ) da permeabilidade obtida com minipermeâmetro de diversos trabalhos de diferentes autores nos mais variados ambientes deposicionais e definiram uma classificação para o grau de heterogeneidade utilizando o coeficiente de variação:

$0,0 < C_v < 0,5$	Homogêneo
$0,5 < C_v < 1,0$	Heterogêneo
$C_v > 1,0$	Muito heterogêneo

Segundo Goggin *et al.*, (1988b) e Corbett & Jensen (1992a), em reservatórios com  $C_v < 0,5$  a distribuição da permeabilidade é aproximadamente normal e os reservatórios são considerados como sendo homogêneos (isto é, o nível de heterogeneidade não tem impacto significativo no desempenho do fluxo). Quando  $C_v > 0,5$ , as distribuições da permeabilidade tendem a ser mais assimétricas e a rocha mais heterogênea.

Por esta classificação, os dois principais litofácies reservatório ocorrentes no reservatório descrito ( $AM_P$  e  $AC_P$ ) situam-se nos limites entre as rochas consideradas homogêneas e heterogêneas, com  $C_v$  respectivamente de 0,58 e 0,43 (Tabela 6-3). A função de distribuição do litofácies  $AM_P$  mostra bimodalidade e uma distribuição assimétrica, porém sem uma distribuição log-normal bem definida (Figura 6-11) enquanto que para o litofácies  $AC_P$  sua função de distribuição aproxima-se da curva log-normal.

Os reservatórios clásticos estudados por Corbett & Jensen (1992b) que os autores assumem não serem significativamente afetados por diagênese, demonstram que a variação na permeabilidade tende a incrementar com a energia deposicional, e conseqüentemente a seleção, decresce. Nos carbonatos, a grande variabilidade resulta da maior variedade de processos geradores de porosidade. Embora esta relação entre variabilidade e energia deposicional ou litologia não seja nova para geólogos, a escala numérica proporciona um sumário efetivo e um modo de comparação.

Como o coeficiente de variação é calculado através de estatística paramétrica, que assume uma distribuição normal, deve-se ter cautela ao usá-lo como descritor de dados não-normais (North & Taylor, 1996). Outro problema da utilização do coeficiente de variação ( $C_v$ ) e do coeficiente Dykstra-Parsons ( $V_{DP}$ ) como descritores da variabilidade da permeabilidade é que eles são baseados na independência espacial entre os dados, o que não ocorre (vide Item 6.2.5).

### 6.2.3 Permeabilidade de corte

É a permeabilidade abaixo da qual não há livre movimentação de fluidos, em particular óleo, devido a falta de conectividade entre os poros da rocha. As litofácies cimentadas ( $AM_c$  e  $AM_c$ ) e permeáveis ( $AM_p$  e  $AC_p$ ) foram definidas através da análise seqüencial de testemunhos, conforme presença ou não de óleo (acima do contato óleo/água). A Tabela 6-3 mostra que a permeabilidade mínima da litofácies  $AM_p$  é 12,6 mD, e a máxima das litofácies cimentadas é de 22,8 mD. No entanto, o histograma de distribuição das litofácies cimentadas (Figura 6-11) exibe muito poucos pontos com permeabilidade superior a 12 mD, sendo que os mesmos ocorrem de forma dispersa, podendo ser considerados pontos anômalos. Desta forma, se considerou o valor de 12 mD como permeabilidade de corte para os reservatórios estudados nesta dissertação. Este valor é semelhante ao obtido por Becker *et al.* (1988), determinado através do método Scribner & Engineer, para o campo a que o poço pertence, e que foi de 10 mD.

### 6.2.4 Porosidade e permeabilidade

A Figura 6-12 mostra as correlações  $\log_{10}$  da permeabilidade de plugues *vs.* porosidade de plugues e  $\log_{10}$  da permeabilidade, obtida pela minipermeamtria, adjacente ao local de retirada das lâminas delgadas *vs.* macroporosidade obtida através das respectivas lâminas.

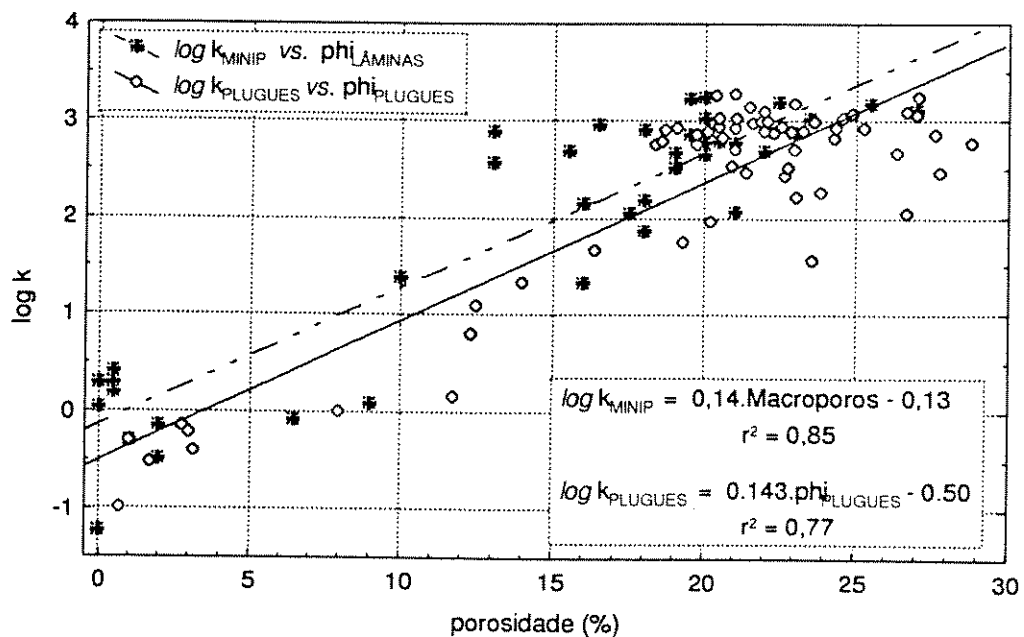


Figura 6-12: Permeabilidade de plugues *vs.* porosidade de plugues e permeabilidade da minipermeamtria versus macroporosidade de lâminas delgadas.

A correlação dos dois grupos de variáveis é bom, porém ocorre maior dispersão para os pontos com permeabilidade superior a 30 mD ( $\log k = 1,5$ ), ou seja, não há boa correlação entre as altas permeabilidades e a porosidade. Devido ao fato de que mesmo baixos teores de calcita e pseudomatriz argilosa podem obliterar facilmente as gargantas dos poros, sua presença pode reduzir drasticamente a permeabilidade sem comprometer a porosidade. Observa-se também um deslocamento para a esquerda dos valores de macroporosidade obtidas de lâminas delgadas, em relação aos valores de porosidade obtida nos plugues, ocasionado pelo fato destes últimos medirem também poros com diâmetro menor à resolução das lâminas delgadas. Isto ocasionou a melhor correlação observada para os valores de minipermeamtria *versus* macroporosidade de lâminas delgadas, pois estas últimas tendem a ler melhor a porosidade efetiva do reservatório.

### 6.2.5 Estrutura espacial

O semivariograma é comumente utilizado em estudos de minipermeamtria (por exemplo, Goggin *et al.*, 1988a; Dreyer *et al.*, 1990; Corbett & Jensen, 1992a; Gibbons *et al.*, 1993; Prosser & Maskall, 1993; Grant *et al.*, 1994; North & Taylor, 1996). O semivariograma fornece uma estimativa da estrutura de correlação para interpolação, modelos estocásticos de campos de permeabilidade e outras aplicações. Sedimentos clásticos frequentemente têm um componente determinístico forte para sua variação de permeabilidade. Esta estrutura é frequentemente vista em semivariogramas experimentais (Jensen *et al.*, 1996).

Modelos de reservatório e técnicas de simulação estão sendo desenvolvidas para incorporar uma resolução cada vez maior nas heterogeneidades de escala fina (Goggin *et al.*, 1993; Goggin, 1993). Estas técnicas são invariavelmente condicionadas a dados de perfis ou testemunhos em poços e dados sísmicos. Os campos de permeabilidade gerados nestes modelos de simulação honram estruturas de correlação vertical e lateral modeladas ou definidas pelo usuário. Estas estruturas de correlação são frequentemente derivadas de dados coletados em afloramentos ou em testemunhos de poços.

Kara *et al.* (1993) observam a ocorrência de semivariogramas com efeito buraco, tendo sido usado um modelo combinado esférico e coseno. Eles concluem que o efeito buraco ocorre quando os limites das unidades sedimentológicas são atingidas. Este efeito pode resultar em comportamento cíclico periódico estável ou instável nos semivariogramas, dependendo da estrutura geológica e da distribuição das unidades. Semivariogramas de unidades individuais são mais estáveis desde que estejam num domínio relativamente homogêneo.

A análise da distribuição espacial da permeabilidade, através de semivariogramas, foi realizada na zona 2 e nos turbiditos K4, K2, J3 e I1, que foram as unidades melhores amostradas pela minipermeamtria. A zona 1 não participou do estudo porque os dados estão muito fragmentados, em relação à continuidade. Inclusive o único pacote de interesse desta zona, pertencente ao turbidito M, praticamente não foi testemunhado por problemas de recuperação (vide Figura 4-4).

Quanto à zona 3 foram realizadas análises geoestatísticas dos turbiditos J3 (metade superior) e I1 que estão relativamente bem amostrados (vide Figura 4-3). A metade inferior do turbidito J3 encontra-se quase que totalmente desagregada. Os outros turbiditos desta zona praticamente não foram amostrados. Quanto à zona 2, a mesma foi analisada de duas formas. O seu conjunto, englobando os turbiditos K4, K3 e K2 e o primeiro e o último turbidito individualmente. O último (K2) também só foi amostrado na sua metade superior (Figura 4-3).

Os histogramas de distribuição relativa do logaritmo decimal da permeabilidade das litofácies permeáveis das diversas unidades mostram, em geral, tendência à distribuição normal, especialmente o turbidito K4 (Figura 6-13). Nas distribuições da zona 2 e dos turbiditos K2 e I1, a tendência à normalidade é quebrada por uma certa assimetria negativa. Quanto ao turbidito J3, sua distribuição não é tão bem definida. Para a geração dos semivariogramas experimentais foi realizada uma transformação logarítmica (base 10) dos dados da permeabilidade.

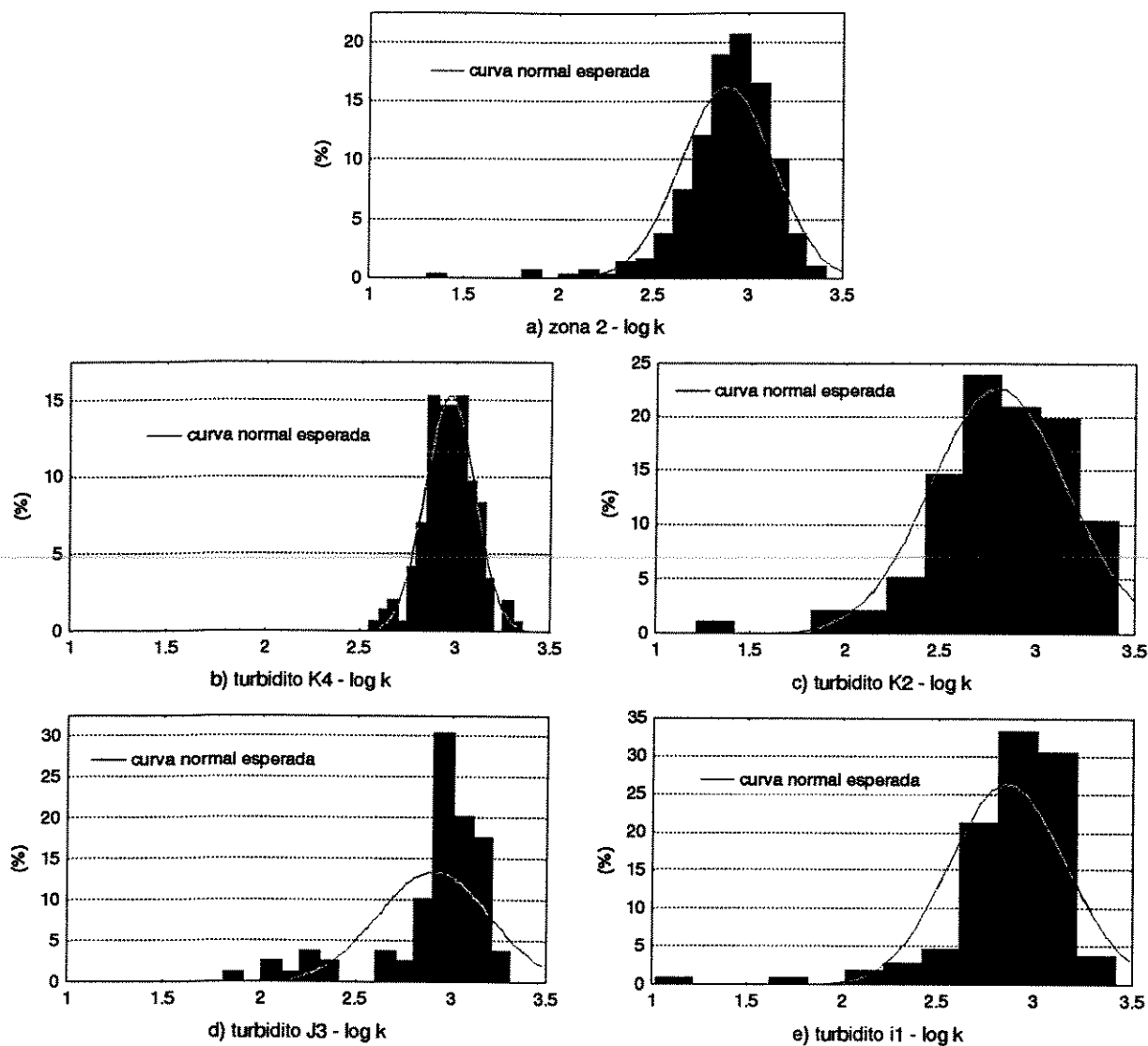


Figura 6-13: Histogramas de distribuição do  $\log_{10} k$ : zona 2 e turbiditos K4, K2, J3 e I1.

Ocorre tendência de acréscimo da permeabilidade, com a profundidade, em referência aos valores médios e máximos, principalmente a nível de turbidito, mas também a nível de zona, conforme explicado nos Capítulos 4 e 5 (vide Figuras 5-7 e 5-8). Tal fato gerou duas distribuições, quanto à estacionaridade: estacionário (turbidito K4, zonas 2 e 3), e quasi-estacionário (turbiditos K2, J3 e I1). A distribuição da permeabilidade na zona 2 mostra estacionaridade, a não ser na porção basal. Também há casos em que trechos com ocorrência de nódulos de calcita alteram completamente a distribuição, a exemplo da zona 3 e da base do turbidito I1. Observa-se que os turbiditos normalmente são quasi-estacionários devido à granodecrescência ascendente, sendo divididos em dois domínios. Na porção superior ocorre maior variabilidade da permeabilidade com o aumento na granulometria. Na porção



basal, ocorre menor variabilidade pois o aumento na granulometria influencia menos no aumento médio e máximo da permeabilidade, tornando a variabilidade menor. No caso do turbidito K4 a estacionaridade ocorre porque o topo desta unidade foi erodida por correntes de turbidez subsequentes, eliminando as frações de granulometria muito fina/fina, enquanto que na porção basal, o aumento da permeabilidade com o aumento na granulometria é compensado por variação cíclica no conteúdo de cimento calcífero e pseudomatriz.

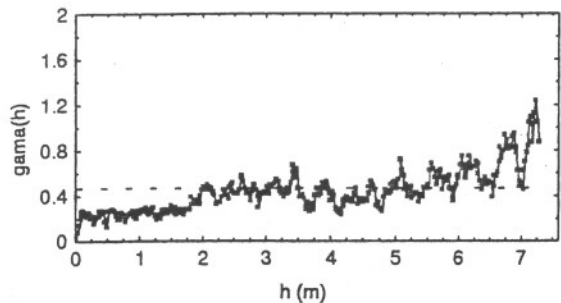
A ocorrência desta quasi-estacionaridade com a profundidade influenciou os semivariogramas. Desta forma, observa-se efeito de deriva nos semivariogramas da zona 2 e dos turbiditos K2, J3 e I1 (Figura 6-14 - coluna da esquerda).

Os alcances observados nos semivariogramas experimentais são pequenos para todos os turbiditos e para a zona 2 (Figura 6-14 - coluna da direita), não ultrapassando 28 cm (Tabela 6-4) e estão relacionados à variação no teor de cimento e pseudomatriz. A variação cíclica no teor de cimento e pseudomatriz, superimposto à granulometria, gera com frequência o aparecimento de efeito buraco.

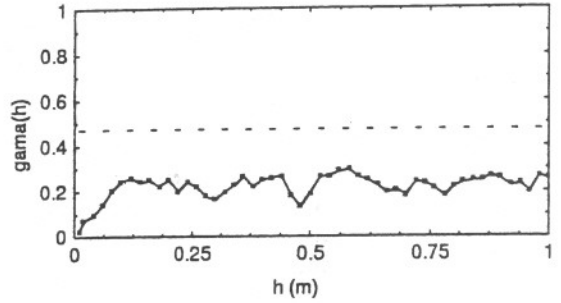
*Tabela 6-4: Efeito pepita, patamar, variância a priori e alcance dos semivariogramas experimentais da zona 2 e dos turbiditos K4, K2, J3 e I1.*

	zona 2	Turbidito				
		K4	K2	J3	I1	
$C_0$	0	0	0	0	0,03	$(\log mD)^2$
$S^2$	0,742	0,017	0,749	0,802	0,618	$(\log mD)^2$
a	0,13	0,22	0,13	0,28	0,20	m

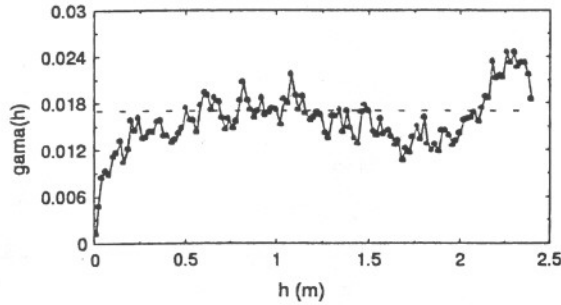
Mesmo na zona 2, que é formada pelo empilhamento de 3 turbiditos (K4, K3 e K2), o alcance foi determinado pela estrutura da cimentação. Observa-se um aumento de patamar a 1,8 metros que pode ser correlacionado à espessura do turbidito K3 (1,79 m).



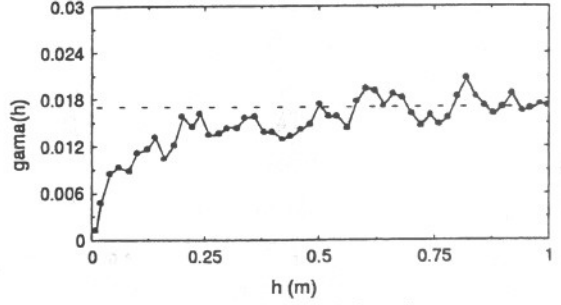
a': zona 2



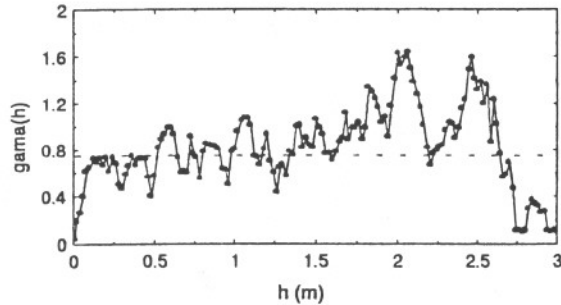
a'': zona 2 (origem)



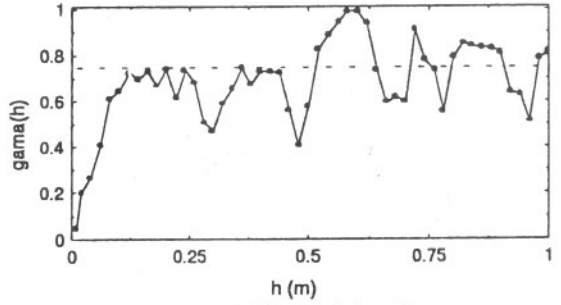
b': turbidito k4



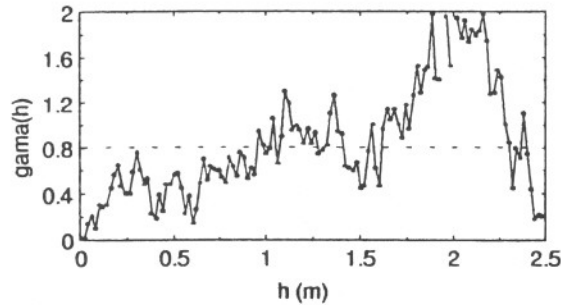
b'': turbidito k4 (origem)



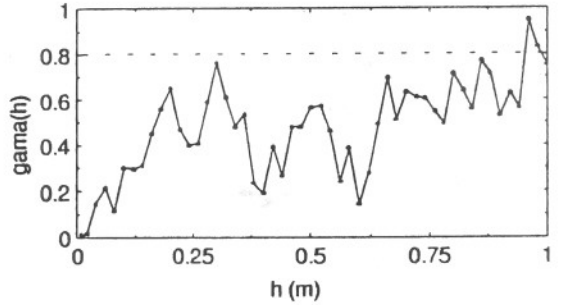
c': turbidito k2



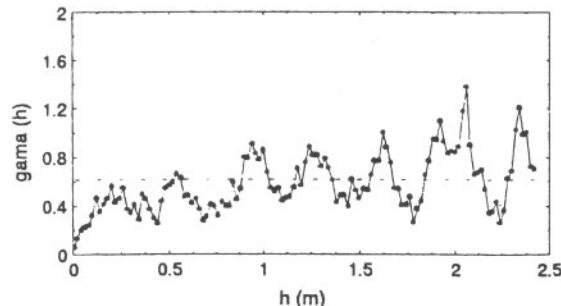
c'': turbidito k2 (origem)



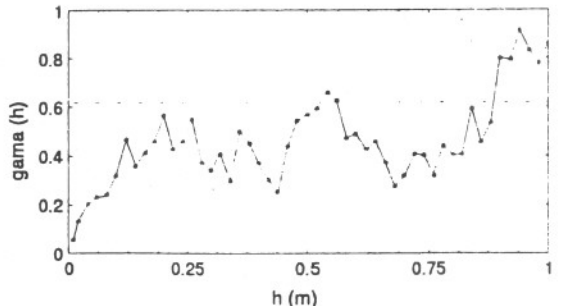
d': turbidito J3



d'': turbidito J3 (origem)



e': turbidito I1



e'': turbidito I1 (origem)

Figura 6-14: Semivariogramas experimentais do  $\log_{10}$  da permeabilidade da zona 2 e dos turbiditos K4, K2, J3 e I1. A coluna da esquerda apresenta os semivariogramas completos (metade do domínio) enquanto a coluna da direita apresenta os semivariogramas com passos até 1 m. (Observar que o semivariograma do turbidito K4 possui escala vertical de 0 a 0,03 devido sua variância ser muito menor).

Cada turbidito é depositado quase instantaneamente, através de correntes de turbidez, o que gera a granodecrescência ascendente. Caso o teor de cimento e pseudomatriz fosse insignificante, haveria deriva pura, que refletiria o aumento do tamanho de grãos, e conseqüentemente da permeabilidade média, com a profundidade. Desta forma, os alcances se referem à espessura das estruturas de variação no nível de cimentação.

O alcance de todos os semivariogramas é inferior à distância média entre plugues que é de 30 cm. Portanto, em nenhuma das unidades os plugues teriam condições de capturar a estrutura presente.

Observa-se na Tabela 6-4 que a variância *a priori* ( $S^2$ ) do turbidito K4 é muito inferior ao observado para as outras unidades. Esta menor variância está relacionada a dois motivos. Primeiro, o turbidito K4 é o único que não possui litofácies não reservatório (cimentadas) intercaladas e segundo, também não possui a porção de granulometria mais fina, devido erosão do topo, conforme visto no Item 4.2.

## 7. Efeitos da densidade de amostragem

A abordagem tradicional para amostragem de permeabilidade com plugues é extraí-los a intervalos regulares (normalmente a cada 30 cm). Este espaçamento tem se tornado norma devido os custos e à necessidade de se evitar a destruição indiscriminada do testemunho. Tal programa de amostragem, embora prático, não leva em conta a variabilidade da rocha (Corbett & Jensen, 1992a). Arenitos maciços são geralmente amostrados tão frequentemente quanto os heterogêneos. Também pode ocorrer amostragem enviesada se o analista tenta ajustar a mesma conforme a litologia.

A estratégia de amostragem através de minipermeâmetros deve visar capturar a heterogeneidade dos litofácies presentes e dizer respeito à escala de variação. Litologias diferentes requerem densidades de amostragem diferentes e descrições geológicas podem guiar a densidade amostral (Sutherland *et al.*, 1993). Hurst & Rosvoll (1991) tomaram mais de 16000 medidas em 15 metros de testemunhos, numa malha de alta densidade com espaçamento de 2 e 5 mm, visando uma análise detalhada da heterogeneidade da permeabilidade e identificação de contrastes de permeabilidade não reconhecíveis usando-se análises convencionais. Segundo os autores, tal densidade de amostragem é despropositada para estudos rotineiros. É entretanto, apropriado testar qual densidade de amostragem é adequada para um fácies em particular para que se possa ter cuidado com a validação estatística dos dados.

Em situações em que a pesquisa inicial da amostragem não seja prática, é recomendado que os dados sejam adquiridos à uma densidade no mínimo equivalente aos dados de mais alta resolução com que a

minipermeamtria será integrada. A descrição geológica pode também dar uma indicação do número de amostras requeridas (Hurst & Rosvoll, 1991).

O cálculo de parâmetros geoestatísticos envolve erro estatístico significativo se o número de medições não for satisfatoriamente grande (Kara *et al.*, 1993). Por outro lado, número excessivo de dados aumenta os custos, mas não contribui para a qualidade da descrição. Negligenciar o erro estatístico pode resultar numa caracterização imprópria do reservatório e ter um efeito adverso nos estudos de reservatório subsequentes.

## 7.1 Subconjuntos

Neste trabalho, escolheu-se o turbidito K4 para se analisar os efeitos da densidade de amostragem sobre os semivariogramas e se pesquisar um intervalo ótimo de amostragem. A escolha do referido turbidito deveu-se pelo fato do mesmo ser o que possuía o melhor conjunto de amostras com espaçamento constante de dois centímetros. Foram feitas 144 medidas nos 4,84m do testemunho, com amostragem média a cada 3,4 cm. Como explicado no Capítulo 3, devido ao fato do testemunho possuir diversos intervalos fragmentados ou desagregados, nem sempre foi possível manter-se espaçamento constante de dois centímetros na amostragem. Mesmo no turbidito K4 ocorre tal fato, porém numa proporção menor que nos outros.

Os subconjuntos foram tomados a partir do conjunto original a 2cm. Para cada subconjunto, tomou-se os dados a partir do primeiro ponto amostrado nos pedaços onde havia amostragem contínua, em intervalos crescentes de 4, 6, 8, 10 e 16 cm, de forma a tornar o mais regular possível a sub-amostragem e se evitar qualquer viés. Assim como o conjunto total, também nos subconjuntos nem sempre foi possível manter a regularidade devido aos problemas relacionados acima.

## 7.2 Efeito da densidade de amostragem nos semivariogramas

A utilização crescente da minipermeametria vem gerando diversos trabalhos em que se analisa a influência do intervalo amostral na descrição das características do reservatório através do uso de semivariogramas em conjuntos e subconjuntos de amostras de minipermeametria tanto em testemunhos (Corbett & Jensen, 1992a) quanto em afloramentos (Grant *et al.*, 1994). Ambos analisam a gradativa perda na qualidade dos semivariogramas com o aumento do espaço amostral. Corbett & Jensen (1992a) encontraram intervalos satisfatórios de amostragem inferiores aos intervalos originais dos plugues. Segundo Jensen *et al.* (1996) o intervalo amostral deve ser no mínimo menor que a metade do tamanho da estrutura presente para satisfazer o critério de Nyquist. Por outro lado, qualquer feição repetitiva será "falseada" numa frequência menor (maior comprimento). Feições repetitivas que quando bem amostradas produzem "buracos" no semivariograma a um passo apropriado, numa sub-amostragem apareceriam como ruído no semivariograma.

Corbett & Jensen (1992a) fizeram dois tipos de amostragem no mesmo intervalo. Um em malha fina e outro em malha grosseira e concluíram que a forma dos semivariogramas, para os intervalos estudados, é sensível ao espaçamento amostral, comprimento e variabilidade da amostra. Ao mesmo tempo, os semivariogramas são também razoavelmente robustos a reamostragem. Os semivariogramas dos dados da malha fina mostraram correlações a poucos centímetros, enquanto os dados da malha grosseira mostraram correlações superiores a um decímetro e, portanto, o maior alcance observado para os semivariogramas de malha grosseira se deve ao mascaramento observado na estrutura mais fina.

A análise visual dos semivariogramas do conjunto original, dos diversos subconjuntos e dos plugues do turbidito K4 (Figura 7-1) mostra que, conforme se aumenta o intervalo amostral, a representatividade dos mesmos quanto a identificar as estruturas responsáveis pela variabilidade da permeabilidade tornam-se progressivamente menor, principalmente no sentido de captar as

variações a níveis estratigráficos mais finos. Os semivariogramas dos subconjuntos maiores que 8 cm mostram uma diluição crescente, praticamente não mostrando o forte efeito buraco que ocorre entre 1,5 e 2 metros. O semivariograma dos dados de permeabilidade de plugues não tem nenhuma relação com o semivariograma dos dados tomados a 2 cm de afastamento, mostrando que somente com os plugues não é possível se capturar a estrutura da permeabilidade.

O intervalo de amostragem tem grande importância na interpretação de semivariogramas experimentais. Clark (1979) *apud* Guerra (1988) exemplifica como o aumento sucessivo em distância no espaçamento da amostragem de um veio de cassiterita mascara progressivamente a estrutura do depósito além de aumentar a variância aleatória (efeito pepita), até um ponto onde o fenômeno torna-se aparentemente aleatório puro. Segundo Journel (1979) *apud* Guerra (1988) para expressar a aleatoriedade implícita no processo de estimativa deve-se analisar a razão  $k = C_0 / C_0 + C$ , sendo que para  $k > 0,8$  a geoestatística não se diferencia da estatística. Este parâmetro foi calculado tanto para o conjunto completo de dados do turbidito K4 (2 cm) quanto para os diversos subconjuntos e plugues (Tabela 7-1), através da razão entre o efeito pepita observado ( $C_0$ ) e a variância *a priori* ( $S^2$ ).

Tabela 7-1: Efeito pepita, variância *a priori* e alcance dos semivariogramas experimentais do turbidito K4. Conjunto original de dados, subconjuntos e dados de plugues.

	Intervalo amostral (cm)							plugues	
	2	4	6	8	10	12	16	± 30 cm	
$C_0$	0	0	0,003	0,002	0,007	0,010	0,012	0,015	(log mD) <sup>2</sup>
$S^2$	0,017	0,017	0,019	0,018	0,018	0,025	0,021	0,025	(log mD) <sup>2</sup>
a	22	23	24	25	24	25	32	30	cm
$C_0 / S^2$	0	0	0,16	0,11	0,39	0,40	0,57	0,60	



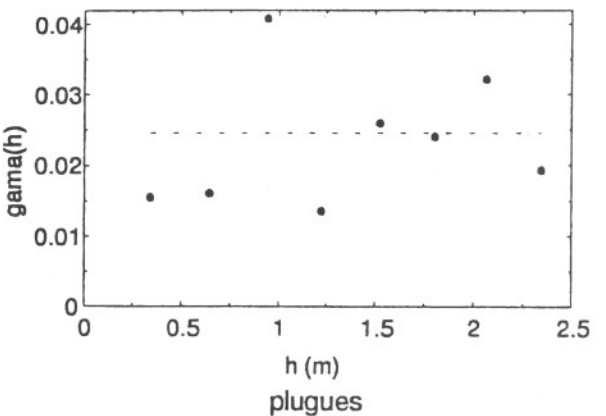
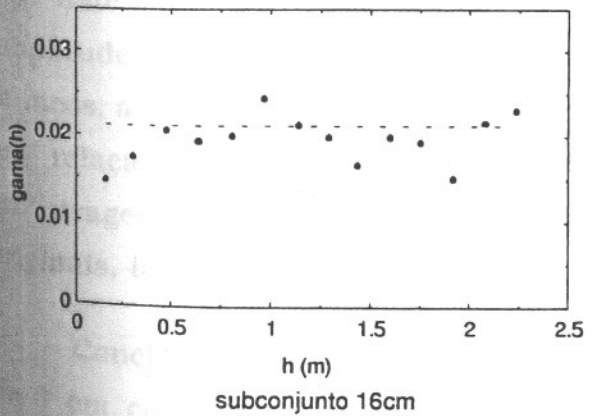
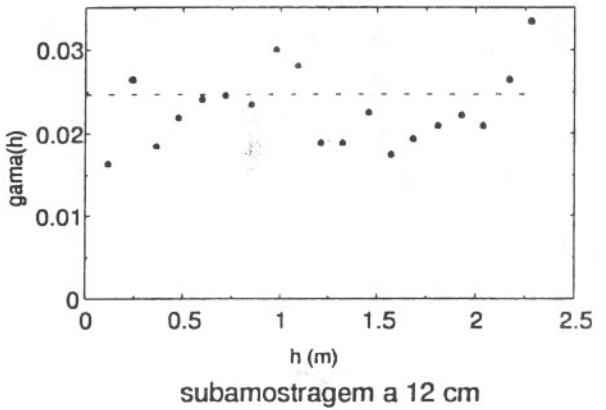
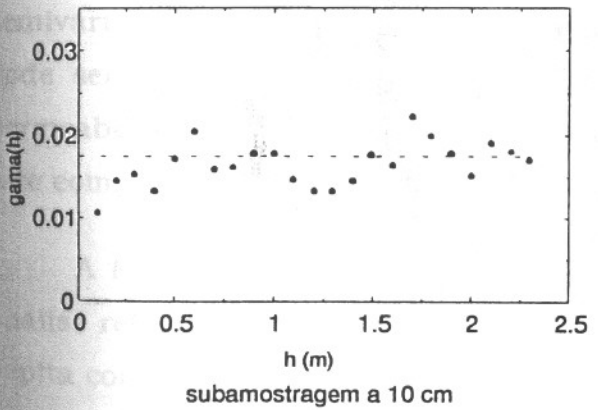
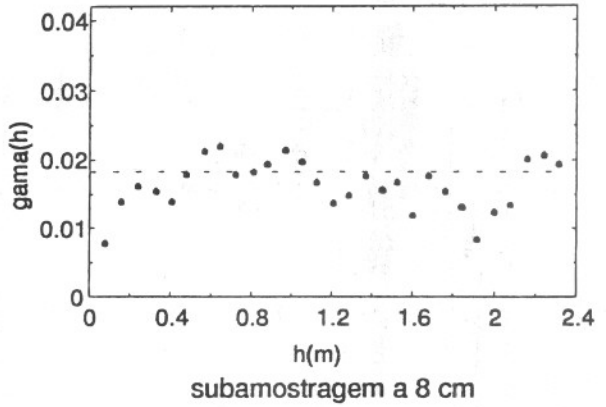
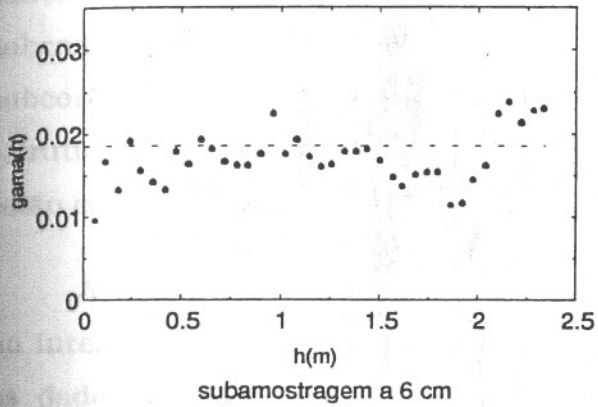
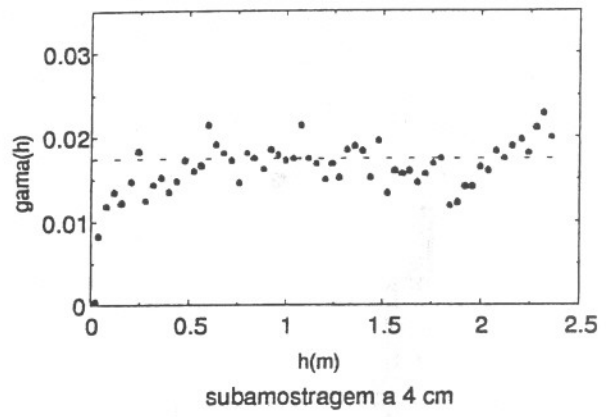
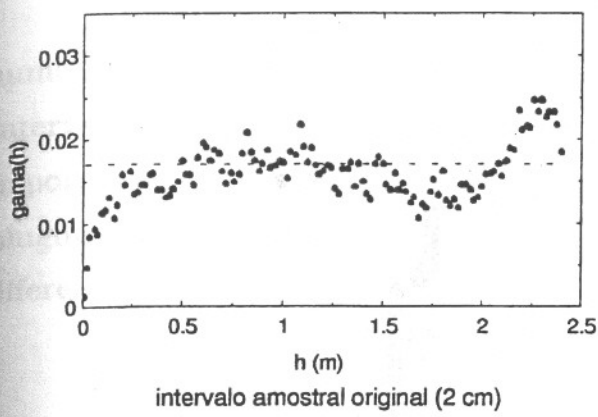


Figura 7-1: Semivariogramas experimentais do  $\log_{10}$  da permeabilidade do turbidito K4, para o conjunto original de dados, para os subconjuntos e para os dados de plugues.



Observa-se um aumento gradativo do efeito pepita, conforme aumentamos o espaço entre amostras, sendo que para amostragens com intervalos de 10 cm ou mais, a componente aleatória torna-se cada vez mais importante, culminando com o semivariograma feito somente com dados de plugues, onde observa-se razão  $k = 0,60$ , e portanto, praticamente não haveria diferença de se utilizar estatística espacial ou clássica.

Analisando-se os alcances dos semivariogramas dos diversos subconjuntos nota-se um progressivo aumento no mesmo, pequeno para os subconjuntos de 4 a 12 cm, mas com aumento de quase 50% para o subconjunto a 16 cm e para os plugues. Desta maneira, aparentemente a estrutura tem maior alcance, quando na realidade os semivariogramas não estão captando corretamente o alcance da estrutura.

A variância *a priori* ( $S^2$ ) aumenta progressivamente com o incremento no intervalo amostral, relacionado a maior variabilidade existente conforme os dados tornam-se mais esparsos. A redução existente na variância no semivariograma do subconjunto a 16 cm em relação ao subconjunto a 12 cm pode ser explicada pelo fato do ciclo de menor espessura na variação da permeabilidade ser de cerca de 15 a 25 cm, ou seja, existe efeito buraco com este comprimento de onda, reduzindo a variância do subconjunto a 16 cm.

A Figura 7-2 mostra que a subamostragem a 10 cm é suficiente para análise relativa à amplitude da estrutura da permeabilidade, apesar do efeito pepita corresponder a 39% do patamar deste caso, como observado na Tabela 7-1. Este intervalo amostral, aliás, corresponde a praticamente metade da amplitude dos dados originais que é de 22 cm. Quanto à captação dos efeitos buracos, a amostragem a 8 cm tem melhor representatividade, especialmente em relação ao existente a uma distância entre 1,5 e 2 metros. Já a amostragem a 12 cm mostra resultados discrepantes em relação aos dados originais, tanto em relação ao patamar, quanto ao efeito pepita.

Concluindo-se, para o turbidito K4, poder-se-ia considerar o intervalo de 8 cm como suficiente para captar de forma consistente a estrutura do pacote, inclusive efeito buraco, causada por diversas estruturas imbricadas, com diferentes comprimento de onda, além de tal intervalo amostral gerar

efeito pepita relativamente pequeno. Para uma análise sob o ponto de vista da amplitude, amostragem a 10 cm seria suficiente. Por outro lado, a utilização unicamente dos plugues seria insuficiente para a caracterização geoestatística deste turbidito.

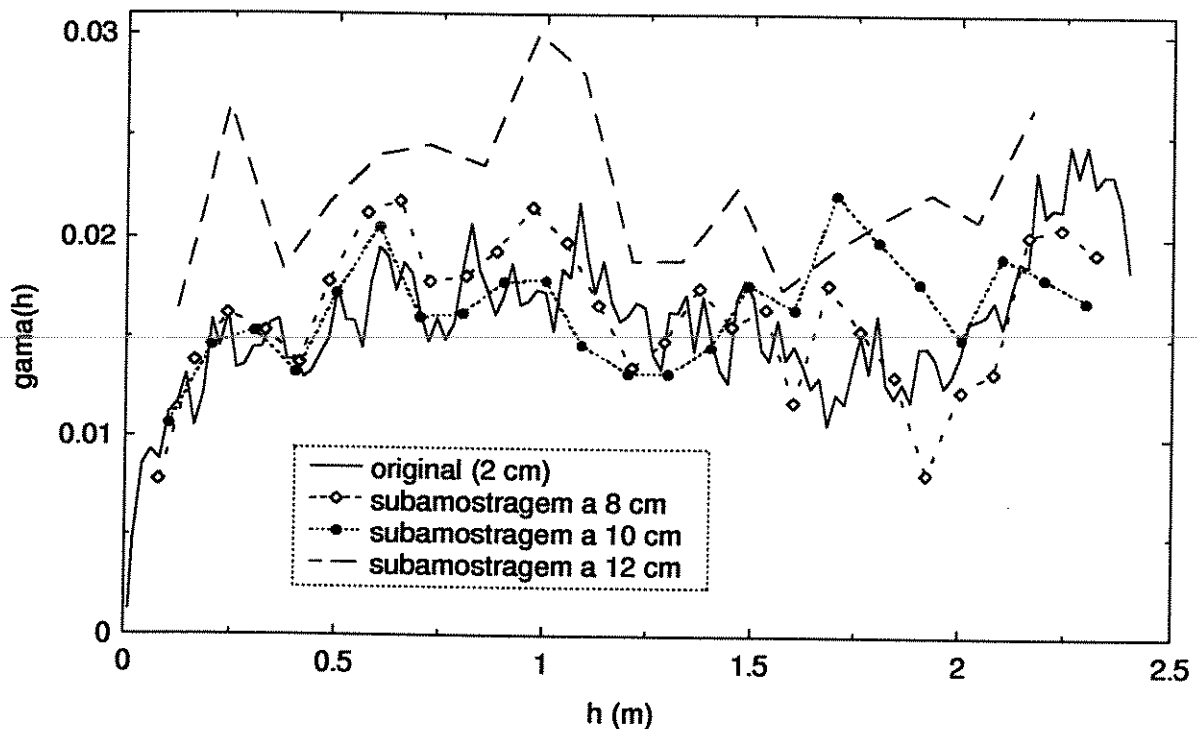


Figura 7-2: Semivariogramas do  $\log_{10}$  da permeabilidade do turbidito K4 (conjunto original e subconjuntos a 8, 10 e 12 cm).

### 7.3 Testes de $N_0$ e $D_0$

Hurst & Rosvoll (1991) propuseram um teste para verificar a densidade apropriada de amostragem na caracterização da heterogeneidade de um intervalo, denominado teste  $N_0$ . Este teste é feito variando-se o limite de aceitabilidade ( $p$ ) sobre a permeabilidade médias das amostras, e é estabelecido como sendo

$$N_0 = \left[ \frac{t_{0,025} \cdot Cv \cdot 100}{p} \right]^2 \quad (7-1)$$

onde  $Cv$  é o coeficiente de variação obtido de um número inicial de amostras  $n$ ,  $t_{0,025}$  é o valor crítico para  $n - 1$  graus de liberdade (tabelado - Wonnacott &

Wonnacott, 1990) e  $p$  é a margem de erro aceitável para a média do intervalo (por exemplo, 10%).

Corbett & Jensen (1992b) recomendam uma amostragem inicial de cerca de 25 ou mais medições, para obter uma estimativa preliminar do coeficiente de variação. Para outros propósitos, mais amostras podem ser necessárias.

O espaçamento ótimo entre amostras pode ser determinado como (Corbett & Jensen, 1992a):

$$D_o = \frac{n}{N_o} d \quad (7-2)$$

onde  $n$  é o número inicial de amostras e  $d$  o afastamento inicial entre amostras.  $D_o$  também pode ser determinado por:

$$D_o = \frac{L}{N_o} \quad (7-3)$$

onde  $L$  é o comprimento da seção a ser amostrada.

A exemplo do discutido no Item 6.2.2, a utilização da Equação 7-1 deve ser feita com cautela, visto a mesma ser baseada tanto em estatística paramétrica, que pressupõe distribuição normal dos dados, quanto na independência entre os mesmos, o que não ocorre, como visto no Item 7.2.

A Tabela 7-2 apresenta um quadro com o número ótimo de amostras e espaçamento amostral ótimo, calculados segundo as equações 7-1 e 7-3, sendo que o comprimento efetivo amostrado ( $L$ ) é de 288 cm. Através do cálculo do  $N_o$  observa-se que para margem de erro de 5% obteríamos número de amostras semelhante ao deste trabalho, com intervalo ótimo de amostragem  $D_o = 2$  cm, enquanto que para margem de erro de 10% este número cairia para 36 com  $D_o = 8$  cm, similar ao intervalo obtido com a geoestatística. Desta forma, um grande decréscimo no número de amostras elevaria a margem de erro de 5% para 10%, que pode ser razoável para um estudo de reservatório, onde muitas variáveis possuem uma margem de erro até superior.

Tabela 7-2: Estimativa do nº ótimo de amostras e espaçamento ótimo entre amostras para o turbidito K4 (conjunto original, subconjuntos e plugues).

conjuntos:	Intervalo amostral (cm)						plugues	
	2	4	6	8	10	16	± 30 cm	
n	144	97	76	57	50	33	19	
média aritm.	961	954	979	974	985	938	1055	mD
desvio padrão	291	303	322	321	325	316	436	mD
Cv	0,30	0,32	0,33	0,33	0,33	0,34	0,41	
p	N <sub>o</sub>							
5 %	142	160	172	176	178	189	301	
10 %	36	40	43	44	44	47	75	
20 %	9	10	11	11	11	12	19	
p	D <sub>o</sub>							
5 %	2	2	2	2	2	2	1	cm
10 %	8	7	7	7	7	6	4	cm
20 %	32	29	26	26	26	24	13	cm

Observa-se, também, que o N<sub>o</sub> aumenta progressivamente conforme o número inicial de amostras cai, devido ao aumento respectivo no desvio padrão dos dados dos subconjuntos, e conseqüentemente o D<sub>o</sub> decresce.

Além do turbidito K4, que foi analisado com todas as suas litofácies em conjunto, pois o mesmo pode ser comparado a um *layer* de simulação numérica, foi calculado o número de amostras ótimo (N<sub>o</sub>) e intervalo amostral ótimo (D<sub>o</sub>) de todas as amostras de litofácies arenito maciço permeável e arenito conglomerático permeável (Tabela 7-3). Observa-se que o N<sub>o</sub> aumenta com conseqüente decréscimo do D<sub>o</sub> de 8 cm para 5 e 6 cm respectivamente, para margem de erro de 10%, em relação ao turbidito K4. Tal fato ocorre por se considerar neste caso todos os turbiditos em conjunto, elevando a variância dos dados.

Tabela 7-3: Estimativa da média populacional, n° ótimo de amostras e espaçamento ótimo entre amostras para as principais litofácies.

Litofácies	n	média aritm.	desvio padrão	Cv	No			Do		
					p (%)			p (%)		
					5	10	20	5	10	20
AM <sub>p</sub>	342	721	417	0,58	513	128	32	1,3	5	21
AC <sub>p</sub>	196	945	405	0,43	281	70	18	1,4	6	22
		mD	mD					cm	cm	cm

Devemos também considerar um outro aspecto. O tempo total gasto na amostragem é o tempo efetivo de coleta de dados (variável em função do intervalo amostral) somado ao tempo de preparação dos testemunhos para a amostragem (praticamente constante) que consiste na troca de uma caixa de testemunho por outra, com necessidade de se arrumar os pedaços de testemunho na bandeja porta-testemunho do aparelho, limpeza da superfície a ser amostrada, registro dos dados de cabeçalho e do topo da caixa no arquivo de dados. Com a automação do minipermeâmetro, o processo de coleta de cada ponto é de alguns segundos (25 segundos em média no projeto atual<sup>1</sup>) enquanto que o tempo de preparação varia de 30 a 50% do tempo total despendido na coleta de cada caixa de testemunho.

A título de comparação, para um testemunho com 50 caixas contendo arenito semelhante ao do reservatório estudado, com possibilidade de ser amostrado em 70% do intervalo em média (descontando os intervalos quebrados ou fragmentados), amostragem a cada 5 cm tomaria um tempo líquido de medição de aproximadamente 5 horas, gerando 700 amostras e tempo total na faixa de 7 a 10 horas, enquanto que amostragem a cada 8 cm dependeria cerca de 3 horas, gerando 440 amostras com tempo total na faixa de 4,5 a 6 horas. Ou seja, podemos aumentar substancialmente a qualidade do trabalho e reduzir a margem de erro para menos de 10% com acréscimo insignificante no tempo, levando-se em conta a duração de um projeto em todas as suas fases.

<sup>1</sup> Tempo médio em intervalos onde se usou amostragem automática com  $dx = 2$  cm.

## 8. Conclusões

### *Coleta e análise dos dados*

A presença de fluidos residuais pode alterar substancialmente medidas através de minipermeamtria, principalmente se o testemunho não estiver seco (testemunho recém cortado).

Não foi possível manter a regularidade na amostragem devido a ocorrência de muitos intervalos fragmentados por amostragem anterior (petrofísica e petrografia), friabilidade ou rugosidade.

A análise seqüencial dos testemunhos deve ser feita numa escala semelhante à da coleta de dados por minipermeâmetro e de preferencia anterior a esta visando melhor direcionar o intervalo amostral.

Os valores originais brutos de permeabilidade coletados nos testemunhos acompanham a tendências geral dos plugues, normalmente com valores superiores. Portanto, os fatores que aumentam a permeabilidade medida pelo minipermeâmetro em relação aos plugues sobrepujaram o efeito de saturação residual dos testemunhos, que tende a reduzir a permeabilidade medida pelo minipermeâmetro.

A grande maioria dos plugues são homogêneos. Portanto os dados obtidos em celas de Hassler podem ser correlacionados com os dados de minipermeamtria.

Há boa correlação dos dados de permeabilidade de plugues, obtidos de forma convencional, com os dados obtidos pela minipermeamtria, tanto nas

faces planas dos plugues, quanto nos testemunhos, em pontos adjacentes aos buracos de extração dos plugues.

A equação de regressão obtida da correlação entre os plugues e os dados de minipermeametria adjacentes aos buracos de extração dos respectivos plugues é robusta e foi usada na correção dos dados da minipermeametria.

Os testemunhos mostram que o reservatório encontra-se danificado por fluido de perfuração.

## *Caracterização geológica e controle da permeabilidade*

---

O reservatório é constituído por espessos pacotes de arenitos maciços, arenitos conglomeráticos e conglomerados arenosos, com excelentes condições permo-porosas.

A rocha é constituída principalmente por quartzo, feldspato e fragmentos de rochas ácidas, sendo classificada como arcósio a sub-arcósio.

As únicas estruturas sedimentares secundárias importantes são geradas por escape de fluido durante a deposição: estrutura em “prato” e em “pilar”. A distribuição da permeabilidade por estrutura sedimentar é indistinta entre arenitos maciços e fluidizados.

A permeabilidade média e máxima cresce com o aumento na granulometria da rocha, com grande dispersão dos dados e baixo grau de correlação. Ocorre granodecrescência ascendente em quase todos os pacotes ocasionando acréscimo na macrotendência da permeabilidade com a profundidade e gerando deriva em muitos semivariogramas.

Observou-se correlação entre a permeabilidade e a tonalidade da rocha saturada por óleo. Quanto mais escura a mesma, maior a permeabilidade medida e vice-versa.

A pseudomatriz argilosa é um importante constituinte diagenético, ocorrendo principalmente na zona-1 e normalmente silicificada.

Ocorre cimento calcífero (a) disseminado em porcentagens baixas através do reservatório e (b) de maneira aleatória, em nódulos de tamanho variável que obliteram a porosidade.

A rocha em geral possui boa porosidade, principalmente intergranular, causada pela dissolução do cimento calcífero.

Os principais elementos modificadores da permeabilidade original são o cimento calcífero e a pseudomatriz argilosa.

Os alcances são pequenos para todos os semivariogramas experimentais, e estão relacionados à variação no teor de cimento e pseudomatriz, sendo inferior à distância média entre plugues. A variação cíclica no teor de cimento e pseudomatriz gera efeito buraco.

A minipermeamtria mostrou-se uma ferramenta poderosa na caracterização da permeabilidade e na determinação dos elementos condicionadores da mesma.

O estudo de densidade ótima de amostragem, indicou o intervalo amostral de 5 cm como suficiente para caracterizar de forma consistente o reservatório através da minipermeamtria, enquanto que a análise dos semivariogramas dos dados originais e dos diversos subconjuntos do turbidito K4 indicou um intervalo ótimo de 8 cm para esta unidade.

A análise dos semivariogramas dos subconjuntos mostra que conforme os dados tornam-se esparsos, a estrutura da permeabilidade torna-se progressivamente mascarada.

A redução no espaço amostral, em alguns centímetros, em relação a um intervalo suficiente de amostragem, gera acréscimo insignificante no tempo total despendido na coleta de dados obtidos por minipermeâmetro semi-automático, com aumento substancial na qualidade dos mesmos.



## 9. Referências Bibliográficas

- ANASETE 1995, Manual do usuário, versão 1.3, edição # 5. PUC-Rio, Petrobrás/Cenpes, 61 p.
- BAHRAHOLM, I. & HELLER, J. P. 1992, Influence of small scale heterogeneities on miscible core floods. *Society of Petroleum Engineers paper 24113*, p. 95/105.
- BARTON, M., ANGLE, E., YEH, J. & CARRASCO, B. N. 1995, Characterization of heterogeneity style and permeability structure in fluvial reservoirs. Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin. Final Report for Petrobrás, 42 p.
- BEARD, D. C. & WEYL, P. K. 1973, Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sands. *AAPG Bulletin*, vol. 57/2, p. 349/369.
- BECKER, M. R., ARIENTI, L., BONET, L., BRANCO, C. CAMPAGNOLO, E. CAMPOZANA, F. & STANK, C. 1988, Caracterização e petrofísica do reservatório principal (Membro Carapebus Cretácico) do Campo de Pargo, Bacia de Campos. *In: 2nd Latin American Congress on Hydrocarbons, ARPEL (Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana). Proceedings...* Rio de Janeiro, TT-193, 18 p.
- BOUMA, A. H. 1962, *Sedimentology of Some Flysch Deposits: a Graphic Approach to Facies Interpretation*. Amsterdam, Elsevier, 168 p.
- BOURKE, L. T. 1993, Core permeability imaging: its relevance to conventional core characterization and potential application to wireline measurement. *Marine and Petroleum Geology*, Aug., vol. 10, p. 318/324.

- BRENSDAL, A. HALVORSEN, C. 1993, Quantification of permeability variations across thin laminae in cross bedded sandstone. *In: Worthington, P. F. & Chardaire-Rivière (eds.) Advances in Core Evaluation III, Reservoir Management*. Amsterdam, Gordon and Breach, p. 25/42.
- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. 1987, Formação Sergi: Evolução de conceitos e tendências na geologia de reservatórios, *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, vol. 1(1), maio/jul, p. 25/40.
- BRUHN, C. H. L. & WALKER, R. G. 1995, High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of coarse-grained canyon-filling turbidites from the upper cretaceous transgressive megasequence, Campos Basin, Offshore Brazil. *SEPM, Journal of Sedimentary Research*, vol. B65, n° 4, p.426/442.
- CARRASCO, B. N., BECKER, M. R., SILVA, A. C., BALLIN, P. R. & COELHO, S. L. P. F. 1993, Ensaio para calibração do minipermeametro de campo; Relatório parcial do Projeto: Geometrias e heterogeneidades de reservatórios fluviais: Formação Açu, Bacia Potiguar. Cenpes/Diger, Petrobrás, rel. int., 29p.
- CORBETT, P. W. & JENSEN, J. L. 1992a, Variation of reservoir statistics according to sample spacing and measurement type for some intervals in the Lower Brent Group. *Log Analyst*, jan-fev, vol. 33, p. 22/41.
- CORBETT, P. W. & JENSEN, J. L. 1992b, Estimating the mean permeability: how many measurements do you need? *First Break*, vol. 10, p. 89/94.
- CORBETT, P. W. & JENSEN, J. L. 1993a, An application of small scale permeability measurements - prediction of flow performance in a Rannoch facies, Lower Brent Group, North Sea. *Marine and Petroleum Geology*, v. 10, p. 433/442.
- CORBETT, P. W. & JENSEN, J. L. 1993b, Quantification of variability in laminated sediments: a role for the probe permeameter in improved reservoir characterization. *In: C. P. North & D. J. Prosser (eds.) Characterisation of Fluvial and Aeolian Reservoirs: Special Publication of the Geological Society of London*, n° 73, p. 433/442.

- CORBETT, P. W. RINGROSE, P. S., JENSEN, J. L. & SORBIE, K. S. 1992, Laminated clastic reservoirs - the interplay of capillary pressure and sedimentary architecture. *Society of Petroleum Engineers paper 24699*, p. 365/376.
- CORE LABORATORIES INSTRUMENTS 1994, Profile Permeameter PDPK-300™, Operations Manual, 47 pp.
- DALTABAN, T. S., WANG, J. S., & ARCHER, J. S. 1991, Understanding the physics of probe permeameter measurements through the use of the probe permeameter simulation program MIN-PER. *In: Minipermeametry in Reservoir Studies : PSTI, Edinburgh, 27th, June 1991.*
- 
- DAVIS, J. C. 1986, *Statistics and Data Analysis in Geology*. 2nd edition, John Wiley & Sons, Inc, eds., 646 pp.
- DAWS, J. A. & PROSSER, D. J. 1992, Scales of permeability heterogeneity within the Brent Group. *Journal of Petroleum Geology* , vol. 15, p. 397/418.
- DREYER, T., SCHEIE, A. & WALDERHAUG, O. 1990, Minipermeameter-based study of permeability trends in channel sand bodies. *AAPG Bulletin*, vol.74, n° 4, april, p. 359/374.
- DUTTON, S. P. & DIGGS, T. N., 1992, Evolution of porosity and permeability in the Lower Cretaceous Travis Peak Formation, East Texas, *AAPG Bulletin*, vol. 76, N° 2, p. 252/269.
- EIJPE, R. & WEBER, K. J. 1971, Mini-permeameters for consolidated rock and unconsolidated sand. *AAPG Bulletin* , vol. 55, p. 307/309.
- FERREIRA, AURÉLIO BUARQUE DE HOLANDA, 1984, *Novo Dicionário da Língua Portuguesa*, 5ª edição, 14ª impressão, Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro, 1499 p.
- FOLK, R. L. 1974, *Petrology of Sedimentary Rocks*. Austin, Texas, Hemphill Publishing Co., 182 p.

- GIBBONS, K., HALVORSEN, C. & SIRING, E., 1993, Vertical and horizontal permeability variation within a sandstone reservoir based on minipermeameter measurements, *Marine and Petroleum Geology*, vol. 10, aug., p. 325/334.
- GOGGIN, D. J. 1993, Probe Permeametry: is it worth the effort? *Marine and Petroleum Geology* , vol. 10, aug., p. 299/308.
- GOGGIN, D. J., EISENBERG, R. A., GRANT, C. W. & HARRIS, P. M. 1993, Stratigraphic controls on permeability and fluid flow patterns in ramp carbonates: an outcrop study of The San Andres Formation, New Mexico, USA. In: Eschard, R. & Doligez, B. (eds.) *Subsurface Reservoir Characterization from Outcrop Observations*. Paris, Éditions Technip, p. 65/95.
- GOGGIN, D. J., THRASHER, R. L. & LAKE, L. W. 1988a, A theoretical and experimental analysis of mini-permeameter response including gas slippage and high velocity flow. *In Situ*, v. 12, p. 79/116.
- GOGGIN, D. J., THRASHER, R. L. & LAKE, L. W. 1988b, Patterns of permeability in eolian deposits: Page Sandstone (Jurassic), NE Arizona. *SPE Formation Evaluation* , vol. 3, p. 297/306.
- GRANT, C. W., GOGGIN, D. J. & HARRIS, P. M. 1994, Outcrop analog for cyclic-shelf reservoirs, San Andres Formation of Permian Basin: Stratigraphic Framework, Permeability Distribution, Geostatistics, and Fluid-Flow Modeling. *AAPG Bulletin* , vol. 78, N° 1, p. 23/54.
- GUERRA, P. A. G. 1988, Geoestatística Operacional. Departamento Nacional de Produção Mineral, Brasília, 145 p.
- HALVORSEN, C. 1993, Probe permeametry applied to a highly laminated sandstone reservoir. *Marine and Petroleum Geology* , vol. 10, p. 347/351.
- HALVORSEN, C. & HURST, A. 1990, Principles, practice and applications of laboratory minipermeametry. In: Worthington, P. F. (ed.) *Advances in Core Evaluation, Accuracy and Precision in Reserves*. Amsterdam, Gordon and Breach, p. 521/549.

- HAMLIN, H. S., DUTTON, S. P., SEGIE, R. J. & TYLER, N., 1996, Depositional controls on reservoir properties in a Braid-Delta Sandstone, Tirrawarra Oil Field, South Australia, *AAPG Bulletin*, vol. 80, N° 2, p. 139/156.
- HURST, A. 1993, Sedimentary flow units in hydrocarbon reservoirs: some shortcomings and a case for high-resolution permeability data. In: S. S. Flint & I. D. Bryant (eds.) *The Geological Modelling of Hydrocarbon Reservoirs and Outcrop Analogues: International Association of Sedimentologists Special Publication* N° 15, p. 191/204.
- HURST, A. & GOGGIN, D. 1995, Probe Permeametry: An Overview and Bibliography. Geologic Note; *AAPG Bulletin*, V. 79, n° 3, pp. 463/473.
- 
- HURST, A., HALVORSEN, C. & SIRING, E. 1995, A rationale for acquisition of laboratory probe permeameter data. *Log Analyst*, Sept.-Oct., p. 10/20.
- HURST, A. & ROSVOLL, K. J. 1991, Permeability variations in sandstones and their relationship to sedimentary structures. In: Lake, L. W., Carroll, Jr. H. B., & Wesson, T. C. (eds.) *Reservoir Characterisation II*. San Diego, Academic Press, p. 166/196.
- JACOBSEN, T. & RENDALL, H. 1991, Permeability patterns in some fluvial sandstones. An outcrop study from Yorkshire, North East England. In: Lake, L. W., Carroll Jr., H. B. & Wesson, T. C. (eds.) *Reservoir Characterisation II*. San Diego, Academic Press, p. 315/338.
- JENSEN, J. L. 1990, A model for small-scale permeability measurement with applications to reservoir characterization. *Society of Petroleum Engineers / U.S. Department of Energy paper* 20265, p. 891/900.
- JENSEN, J. L., CORBETT, P. W. M., PICKUP, G. E. & RINGROSE, P. S. 1996, Permeability semivariograms, geological structure, and flow performance. *Mathematical Geology*, vol. 28, n° 4, may 1996, p. 419/436.
- JONES, S. C. 1992, The profile permeameter: a new, accurate minipermeameter. *Society of Petroleum Engineers paper* 24757, 67th Annual Technical Conference, Washington, D. C., p. 973/983.

- JOURNEL, A. G. & HUIJBREGTS, C. J. 1978, *Mining Geostatistics*. London, Academic Press, 600p.
- JOURNEL, A. G. 1988, *Fundamentals of Geostatistics in Five Lessons*. Stanford Center for Reservoir Forecasting Applied Earth Sciences Department, Stanford University, 90 p.
- KARA, B., KASAP, E. & TILLMAN, R. W. 1993, Quantitative description of Muddy Sandstone: geostatistical parameters, automated facies generation and measurement methodologies. *Society of Petroleum Engineers paper* 26488, p. 741/755.
- KLINKENBERG, L. J. 1941, The permeability of porous media to liquids and gases. *API Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute, New York, pp. 200/213.
- KLUMBEIN, W. C. 1938, Size-frequency distributions of sediments and the normal phi curve. *Journal of Sedimentary Petrology* ; 8 (2), p. 496/499.
- KNUTSON, C. F., COX, D. O. & DOOLEY, K. J. 1993, Characterisation of low-permeability media using outcrop measurements. *Society of Petroleum Engineers paper* 26487, p. 729/739.
- LEWIS, J., ARNOT, M., CORBETT, P., FEGHI, F., GOOD, T., JENSEN, J., JPELLING, R. PICKUP, G., RINGROSE, P. & SORBIE, K. 1993, Reservoir description research. *Geoscientist*, vol. 3, p. 7/12.
- LOWE, D. R. 1982, Sediment Gravity Flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 52, SEPM, p. 279/297.
- MANRIQUE J. F, KASAP, E. & GEORGI D. T. 1994a, Geometric factors for probe permeameter measurements on heterogeneous rocks. *Society of Petroleum Engineers paper* 27650, p. 345/353.
- MANRIQUE J. F, KASAP, E. & GEORGI D. T. 1994b, Effect of heterogeneity and anisotropy on probe permeameter measurements, *In: 35th Annual Symposium*, June 19-22, *paper R*, Tulsa.

- NETTO, A. S. T. 1980, Manual de Sedimentologia. Salvador, Petrobrás, Setor de Ensino da Bahia, 194 p.
- NORTH, C. P. & TAYLOR, K. S. 1996, Ephemeral-fluvial deposits: integrated outcrop and simulation studies reveal complexity. *AAPG Bulletin*, V. 80, nº 6, pp. 811/830.
- PICKUP, G., RINGROSE, P., CORBETT, P., JENSEN, J. & SORBIE, K. 1995, Geology, geometry and effective flow. *Petroleum Geoscience*, EAPG/Geological Society, London, Vol. 1, pp. 37/42.
- PROSSER, D. J. & MASKALL R 1993, Permeability variations within aeolian sandstones: a case study using core cut sub-parallel to slipface bedding, the Auk field, central North Sea, UK. In: North, C.P & Prosser, D. J. (eds.) *Advances in Core Evaluation, Accuracy and Precision in Reserves Estimation*. Amsterdam, Gordon and Breach, p. 495/520.
- ROBERTSON, G. M. & MCPHEE, C. A. 1990, High-resolution probe permeability: an aid to reservoir description. In: Worthington, P. F. (eds.) *Advances in Core Evaluation, Accuracy and Precision in Reserves Estimation*. Amsterdam, Gordon and Breach, p. 495/520.
- SIQUEIRA, A. G., CARRASCO, B. N. & SOMBRA, C. L. 1996, Minipermeametría: princípios e aplicações. In: 1º Seminário de Reservas e Reservatórios, Petrobrás, 1996. *Anais...* Rio de Janeiro, p. 285/295.
- SUTHERLAND, W. J., HALVORSEN, C., HURST, A., MCPHEE, C. A., ROBERTSON, G., WHATTLER, P. R., WORTHINGTON, P. F. 1993, Recommended practice for probe permeametry. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 10, Aug., p. 309/317.
- WENTWORTH, C. K. 1932, A Scale of grade and class terms for clastic sediments. *Journal of Geology*, vol. 30, p. 377/392.
- WONNACOTT, T. H. & WONNACOTT, R. J. 1990, Introductory Statistics. 5th edition, John Wiley & Sons, Inc, eds., 711 pp.

SUTHERLAND, W. J., HALVORSEN, C., HURST, A., MCPHEE, C. A.,  
ROBERTSON, G., WHATTLER, P. R., WORTHINGTON, P. F. 1993.  
Recommend practice for probe permeametry. *Marine and Petroleum  
Geology*, Vol. 10, Aug., p. 309/317.

WENTWORTH, C. K. 1932, A Scale of Grade and Class Terms for Clastic  
Sediments. *Journal of Geology*, vol. 30, p. 377/392.

WONNACOTT, T. H. & WONNACOTT, R J. 1990, Introductory Statistics. 5th  
edition, John Wiley & Sons, Inc, eds., 711 pp.

---