

# FÁCIES-PERFIS E MAPEAMENTO DE QUALIDADE DO RESERVATÓRIO DE COQUINAS DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA DO CAMPO DE PAMPO

## LOG FACIES AND MAPPING OF THE QUALITY OF THE COQUINA RESERVOIR OF THE LAGOA FEIA FORMATION, PAMPO FIELD

Paulo M. C. Horschutz<sup>1</sup> e Maximiano S. Scuta<sup>2</sup>

**RESUMO** – No Campo de Pampo, com lâmina d'água de 110 a 120 m, parte do óleo produzido é proveniente dos reservatórios da Formação Lagoa Feia, constituídos por coquinas (calcirruditos e calcarenitos) de pelecípodes. Em junho de 1991, a produção proveniente de oito poços, iniciada em 1983, acumulava  $2,45 \times 10^6 \text{ m}^3$  de óleo (30<sup>o</sup> API), permanecendo uma reserva de  $5,07 \times 10^6 \text{ m}^3$  para um volume original de  $30,10 \times 10^6 \text{ m}^3$ . As coquinas foram divididas em quatro fácies-perfis, referidas a intervalos específicos de permeabilidade. Dessa forma, assume-se que tais fácies-perfis representem unidades de fluxo e, portanto, constituam fácies-reservatório, disponíveis para utilização na simulação numérica, sendo mapeadas, inicialmente, por espessura, segundo as zonas de produção. A correlação entre as permeabilidades de laboratório e as de testes de formação permite estabelecer valores de permeabilidade equivalentes para cada fácies-perfil, que, utilizados no cálculo das permeabilidades médias, por poço e zona de produção, conduzem ao mapeamento final de permeabilidade das coquinas. O controle da distribuição das fácies-perfis e suas microfácies, pela estruturação sindeposicional, é considerado o fator principal que condiciona a qualidade do reservatório, caracterizada pelas fácies-perfis e permeabilidades mapeadas no processo de *scaling-up* empregado.

(Originais recebidos em 31.05.91).

**ABSTRACT** – Part of the oil produced in the Pampo field, lying in waters 110-120 meters deep, comes from Lagoa Feia Formation reservoirs, which are composed of coquinas (calcirudites and calcarenites) of pelecypods. Production commenced in 1983 from eight wells and by June 1991 had reached  $2.45 \times 10^6 \text{ m}^3$  of 30<sup>o</sup> API oil. Reserves stood at  $5.07 \times 10^6 \text{ m}^3$ , while original volume was  $30.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ . The coquinas have been divided into four log facies, referred to specific permeability intervals. It is assumed that these log facies represent flow units and therefore constitute reservoir facies, which serve for numerical simulation. They were initially mapped according to thickness, by production zone. The correlation of laboratory and formation-test permeability made it possible to establish equivalent permeability for each log facies. These data were used to calculate average permeability by well and production zone, which subsidized the final permeability mapping of these coquinas. Control of the distribution of these log facies and their microfacies by syndepositional structuring is considered the main determinant of reservoir quality, which is characterized in the log facies and permeability mapped in the scaling-up process employed.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

### 1 – INTRODUÇÃO

A Formação Lagoa Feia, depositada durante os andares Buracica, Jiquiá e Alagoas, posiciona-se na parte basal da coluna estratigráfica da Bacia de Campos (fig. 1), e superpõe, em discordância, as rochas da Sequência Vulcânica-Sedimentar (Formação Cabiúnas). Seus sedimentos, interpretados como de ambiente flúviolacustre (Carvalho *et al.* 1984), são divididos em quatro seqüências deposicionais (Dias *et al.* 1988), das quais a seqüência das coquinas é a mais importante. Estas coquinas formam reservatórios de

óleo nos campos do complexo de Badejo-Linguado-Pampo e Trilha, localizado a cerca de 80 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 110 a 120 m (fig. 2). Além das coquinas, os calcarenitos da Formação Macaé, produzem óleo em Pampo e Linguado e os basaltos fraturados da Sequência Vulcânica-Sedimentar, em Linguado e Badejo.

As coquinas, constituídas por conchas de pelecípodes retrabalhadas, têm espessura máxima bruta de 205 m e média de 100 m. Ocorrem em ciclos, nos quais sedimentos grosseiros (calcirruditos) sobrepõem os sedimentos mais finos (calcarenitos e calcilutitos),

1 - Setor de Supervisão e Planejamento (SESPLA), Divisão de Geologia de Desenvolvimento (DIGED), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

2 - Setor de Tratamento de Dados Geológicos (SETRAG), Divisão de Operações Geológicas (DIGEO), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

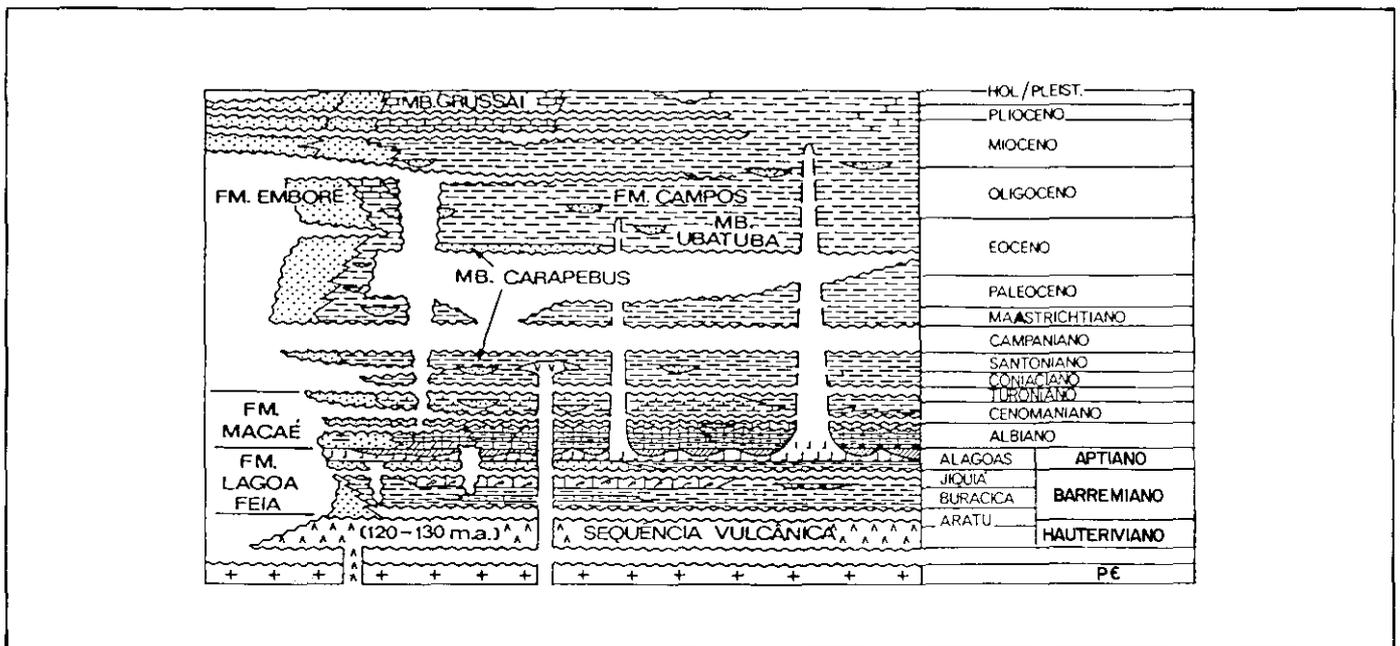


Fig. 1 - Coluna estratigráfica da Bacia de Campos - SECAMP (modificado de Meister, Guardado e Beltrami, 1983).

Fig. 1 - Stratigraphic column of Campos basin - SECAMP (Campos Basin Sector, PETROBRÁS) (adapted from Meister, Guardado and Beltrami, 1983).

sendo que a melhor qualidade do reservatório associa-se aos calcirruditos. A porosidade é secundária, com os tipos vugular e intergranular compreendendo a grande parcela do espaço poroso (Carvalho *et al.* 1984). Subordinadamente, ocorrem porosidade mól-

dica e intercrystalina.

O zoneamento das coquinas (Baumgarten *et al.* 1988) (fig. 3) compreende seis zonas, correlacionáveis através dos campos de Pampo, Linguado e Badejo. Em geral, no Campo de Pampo, o zoneamento apresenta caráter eminentemente estratigráfico. A comunicação entre os campos se dá principalmente pela Zona VI, e através do aquífero.

A sedimentação Lagoa Feia associa-se à fase *rift* da bacia. Altos síncronos e falhas normais sindeposicionais estiveram ativos até antes da deposição da Zona I (Baumgarten, 1985). Generalizadamente, a estrutura de Pampo nas coquinas (33 km<sup>2</sup>) localiza-se numa monoclinial com mergulho geral nordeste, a sudeste dos campos de Badejo e Linguado (figs. 2, 4 e 5). O trapecamento em todos esses campos é do tipo combinado estrutural, estratigráfico e diagenético (Baumgarten, 1987), e seus reservatórios são do tipo subsaturado, com mecanismo de produção formado por gás em solução e influxo de água.

No Campo de Pampo, o óleo (30° API) é produzido a partir de oito poços, das zonas IV, V e VI. As zonas I, II e III não foram consideradas neste estudo, por serem de qualidade inferior, não estando em produção. A produção iniciou-se em 1983, com vazões totais de ordem da 1 000 m<sup>3</sup>/d, a partir de três poços, e em junho de 1991 encontrava-se ao nível de 300 m<sup>3</sup>/d com cinco poços, antecedendo ao início da fase de desenvolvimento complementar. Naquela data, a produção acumulava 2,45 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, permanecendo uma reserva de 5,07 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, para um volume original de 30,10 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>.

Quatro fácies-perfis foram estabelecidas em Pam-

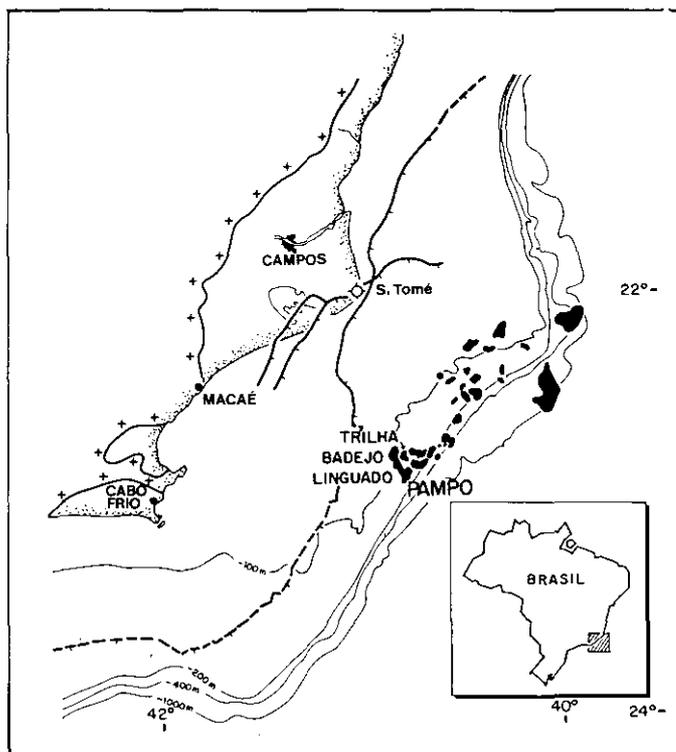


Fig. 2 - Localização do Campo de Pampo, Bacia de Campos.

Fig. 2 - Location map, Pampo field, Campos basin.

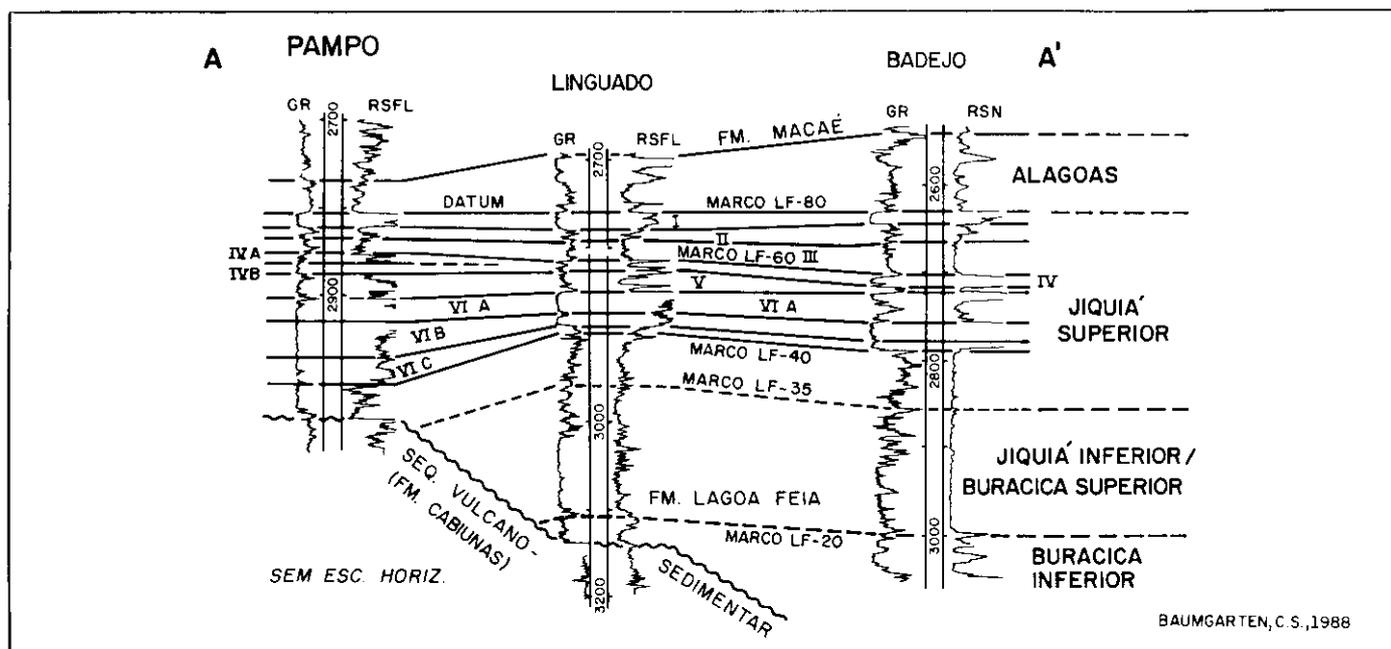


Fig. 3 - Seção estratigráfica A-A'. Zoneamento das coquinas nos campos de Pampo, Linguado e Badejo e cronoestratigrafia. Localização na figura 4.

Fig. 3 - Geologic section A-A'. Zoning of coquinas in Pampo, Linguado, and Badejo fields and chronostratigraphy. Location shown in fig. 4.

po, nas zonas IV, V e VI, que representam fácies-reservatório por estarem associadas a intervalos específicos de permeabilidade e, portanto, associadas a fluxo (Langton e Chin, 1968). Estas fácies-perfis foram definidas a partir da correlação entre litologia, porosidade e permeabilidade com os perfis de raios gama, densidade da formação e porosidade neutrônica.

Este trabalho distingue-se, também, pela metodologia de *scaling-up* utilizada, cujos resultados poderão ser testados à medida que novos dados forem adicionados. Trabalho similar foi desenvolvido na PETROBRÁS, por Baumgarten e Scuta (1989), para os reservatórios carbonáticos da Formação Macaé, em Pampo.

## 2 - CORRELAÇÃO DAS FÁCIES SEDIMENTARES COM PERFIS

Seis fácies sedimentares (Carvalho *et al.* 1984), subdivididas em quinze microfácies, são reconhecidas nos testemunhos das coquinas nos campos de Badejo, Linguado e Pampo. Apenas nove destas microfácies, pertencentes a quatro das fácies texturais originais (tabela I), formam os reservatórios em Pampo.

Por apresentarem muito boa correlação com os perfis de raios gama, densidade da formação e porosidade neutrônica, foram utilizados 93,6 m de testemunhos, analisados seqüencialmente pelo Centro de Pesquisas da PETROBRÁS (CENPES). A identificação das fácies-perfis ocorreu em 29,5 m porosos, portadores das fases óleo e água, onde ocorrem as quatro fácies, e nove microfácies sedimentares. Foram definidas quatro fácies-perfis: FP-1, FP-2, FP-3 e FP-4 (fig.

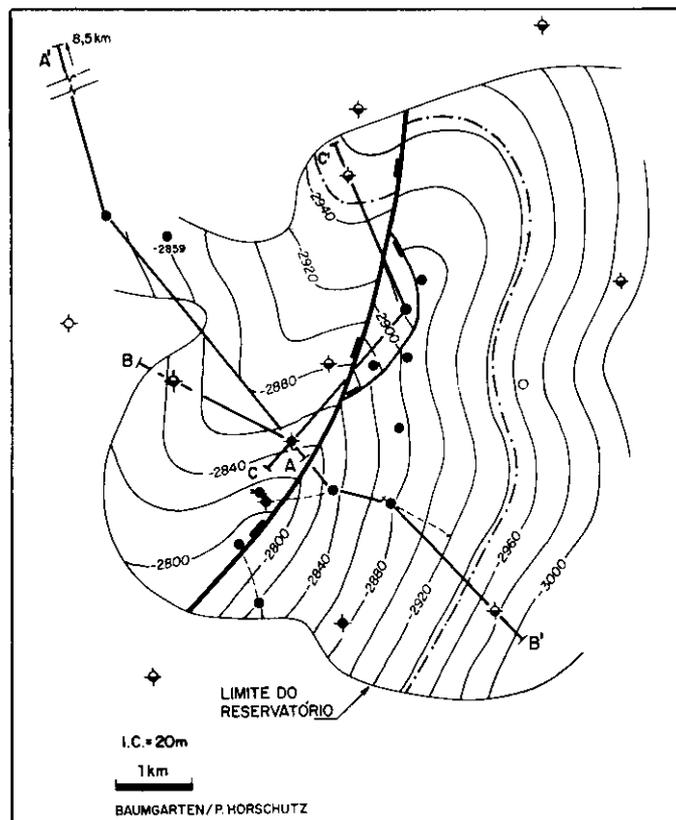


Fig. 4 - Estrutura no topo poroso da subzona IV-B. Símbolos: - . Contato óleo-água; ● poço produtor; ◆ produtor abandonado por logística; ◆ produtor não comercial; ○ óleo na Formação Macaé.

Fig. 4 - Structure at porous top of subzone IV-B. Symbols: - . oil-water contact; ● producer; ◆ producer abandoned by logistics; ◆ non-commercial producer; ○ Macaé Formation oil.

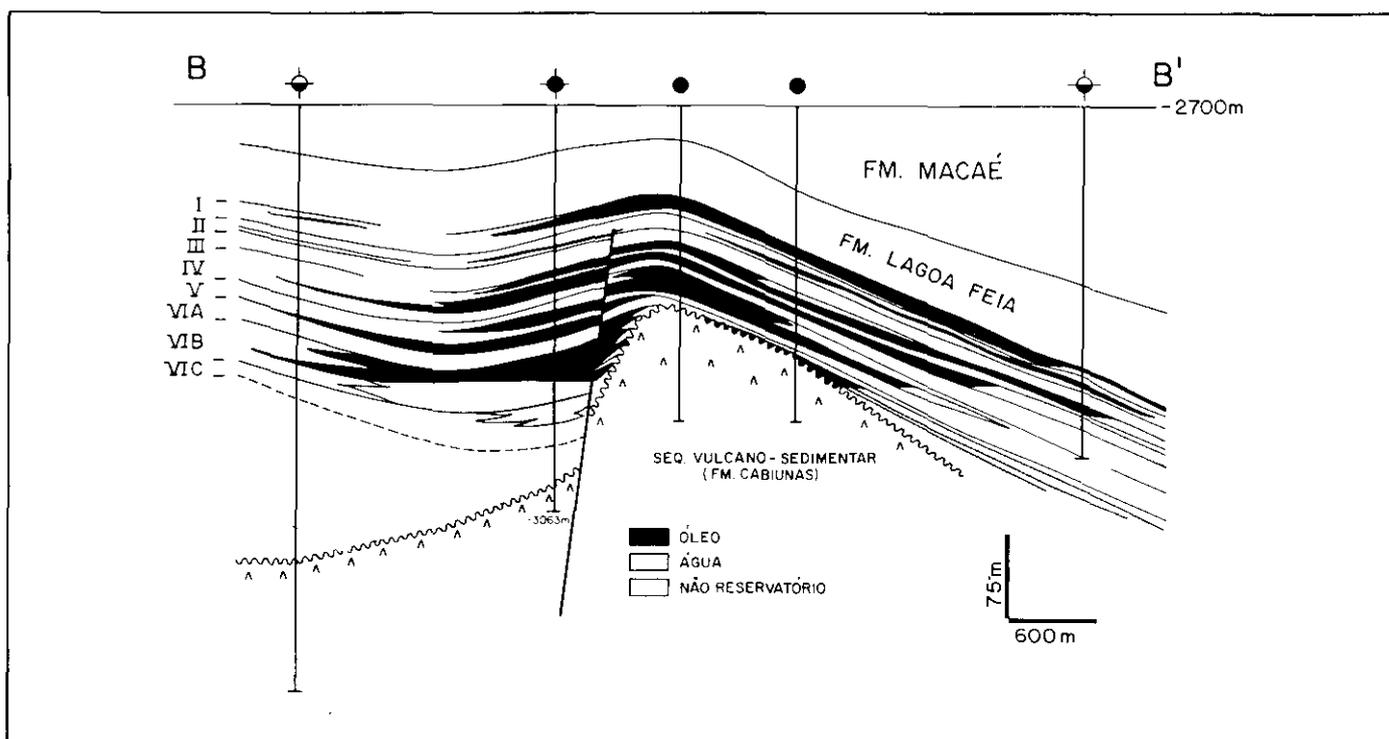


Fig. 5 - Seção geológica B-B'. Espessamento do reservatório associado ao bloco baixo da falha. I a VI-C = zoneamento. Localização na figura 4.  
 Fig. 5 - Geologic section B-B'. Thickening of reservoir associated with lower fault block. I through VI-C = zoning. Location shown in Fig. 4.

**TABELA I / TABLE I**  
**FÁCIES E MICROFÁCIES SEDIMENTARES DAS COQUINAS NOS CAMPOS DE BADEJO, LINGUADO E PAMPO. EM DESTAQUE AS MICROFÁCIES CONSTITUINTES DAS FÁCIES-PERFIS DO RESERVATÓRIO EM PAMPO. (ADAPTADO DE CARVALHO *et al.* 1984)**  
**SEDIMENTARY FACIES AND MICROFACIES OF COQUINAS OF BADEJO, LINGUADO, AND PAMPO FIELDS. MICROFACIES OF PAMPO RESERVOIR LOG FACIES ARE HIGHLIGHTED. (ADAPTED FROM CARVALHO *et al.* 1984)**

Fácies	Microfácies
Calcilutitos (CL)	CL-1 — Calcilutito bioclástico argiloso.
Calcarenitos (CE)	CE-1 — Calcarenito bioclástico. CE-2 — Calcarenito peloidal. CE-3 — Calcarenito oolítico.
Calcirruditos com Matriz de Calcarenito (CC)	CC-1 — Calcirrudito de gastrópodes com matriz de calcarenito bioclástico. CC-2 — Calcirrudito de pelecípodes com matriz de calcarenito bioclástico peloidal. CC-2A — Calcirrudito de pelecípodes com matriz de calcarenito bioclástico peloidal micrítico. CC-3 — Calcirrudito muito fino de pelecípodes com matriz de calcarenito bioclástico. CC-4 — Calcirrudito a pelecípodes e estevensita com matriz de calcarenito peloidal.
Calcirruditos (CR)	CR-1 — Calcirrudito de pelecípodes com matriz micrítica argilosa. CR-2 — Calcirrudito de pelecípodes com conchas grandes e espessas. CR-2A — Calcirrudito de pelecípodes de conchas finas. CR-3 — Calcirrudito muito fino de pelecípodes.
Bioacumulado	Bioacumulado de pelecípodes.
Paleossolo	Paleossolo pisolítico.

6).

O fluxograma apresentado na figura 7 resume a sistemática empregada para estabelecer a correlação rocha-perfil. Inicialmente, partiu-se da análise seqüencial de testemunhos (Carvalho e Misuzaki, 1987), efetuada pelo Centro de Pesquisas da PETROBRÁS, que realizou uma primeira correlação, em escala 1:200 (macroajuste). Nesta etapa, ajustaram-se os perfis com a descrição litológica dos testemunhos e valores de porosidade e permeabilidade de plugues, retirados a intervalos regulares de 30-40 cm. A seguir, fez-se uma revisão (microajuste) dessa correlação: as posições em

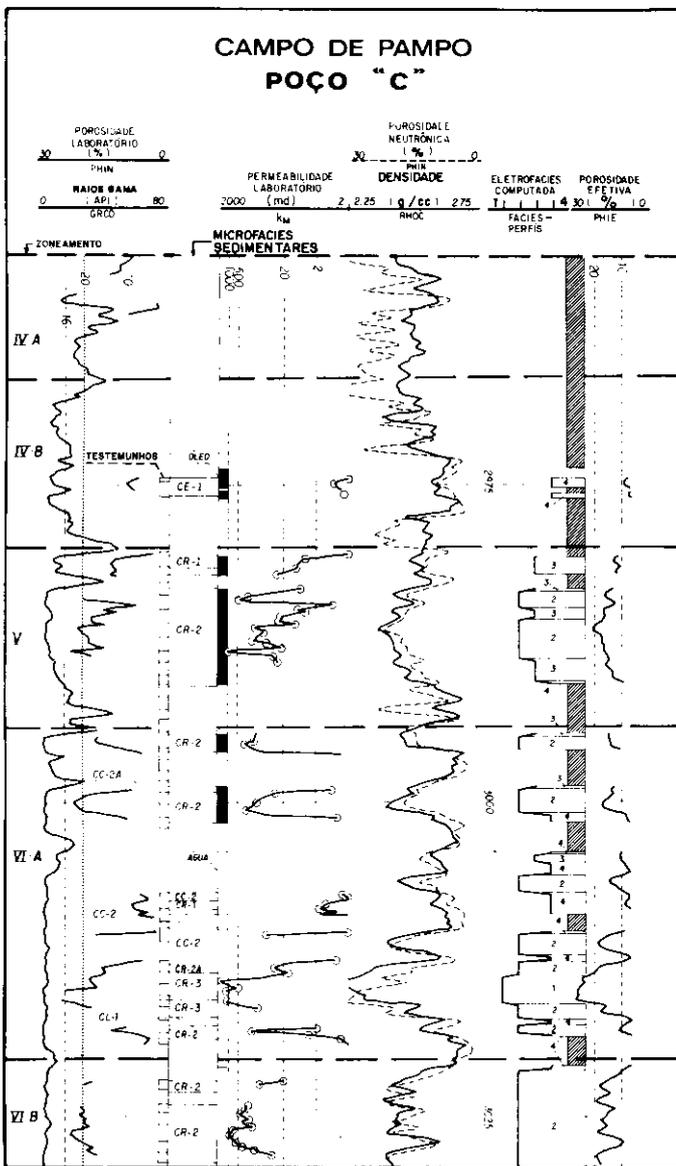


Fig. 6 - Perfil integrado onde nove microfácies sedimentares são associadas às fácies-perfis FP-1, FP-2, FP-3 e FP-4 (eletrofácies computada). Litologia, características de perfis e petrofísica das fácies-perfis estão nas tabelas de I a IV.

Fig. 6 - Integrated log where nine sedimentary microfacies are associated with log facies FP-1, FP-2, FP-3 and FP-4 (computed electric log facies). Lithology, log characteristics, and petrophysical characteristics of log facies shown in tables I-IV.

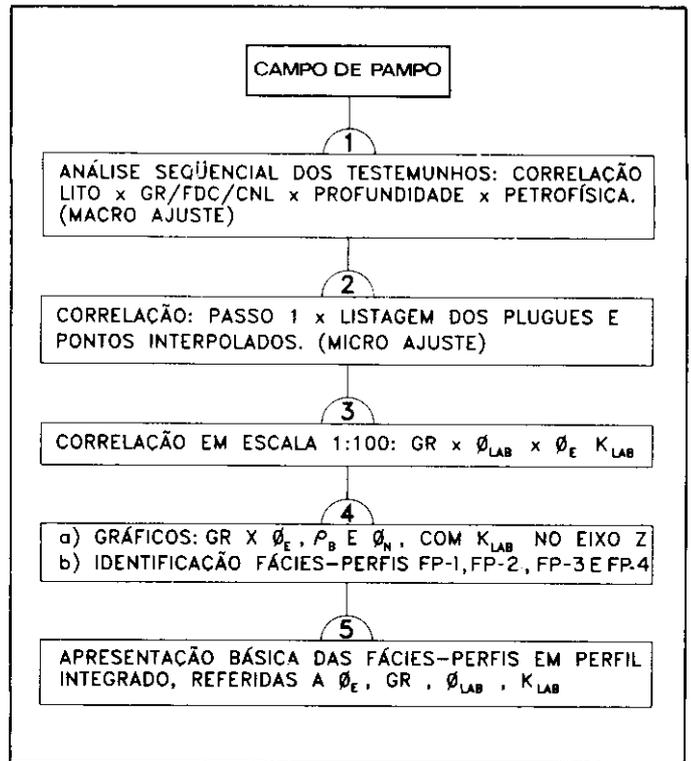


Fig. 7 - Sistemática utilizada na correlação entre rocha e perfis. A partir do passo dois, utilizou-se o programa Logcalc (PETROBRÁS-DIGEO-SETRAG).

Fig. 7 - Method used in rock-log correlations. Starting from step 2, the program Logcalc (PETROBRÁS-DIGEO-SETRAG) was used.

profundidade dos plugues e pontos interpolados foram reanalisados quanto à correspondência dos mesmos com as respectivas microfácies, determinações de petrofísica e leitura nos perfis. Quando da existência de plugues horizontais e verticais adjacentes, e correspondentes em profundidade, utilizou-se a média aritmética das porosidades e geométrica das permeabilidades. Assim, dispondo-se desse ajuste básico (microescala) entre os dados de rocha e perfis, o próximo passo foi redefinir a correlação, a nível do intervalo testemunhado de todo o reservatório (mesoescala). Neste caso, para efeito de controle mais preciso, a escala escolhida para os perfis foi de 1:100.

As fácies-perfis foram identificadas segundo os campos definidos no gráfico da figura 8, que contém, no eixo y, as leituras de porosidade de perfil ( $\phi_e$  = porosidade efetiva) e no eixo x, as leituras do perfil de raios gama, relativas aos plugues e pontos interpolados. Cada ponto é referido às microfácies, levando-se em consideração, no eixo z, perpendicular ao plano do gráfico, os respectivos valores de permeabilidade, fundamentais à identificação dos intervalos específicos para cada fácies-perfil. De construção análoga, porém utilizando-se os parâmetros porosidade neutrônica e densidade, respectivamente, os gráficos das figuras 9 e 10 foram usados como auxiliares no balizamento da fácies-perfil FP-2 pelo programa

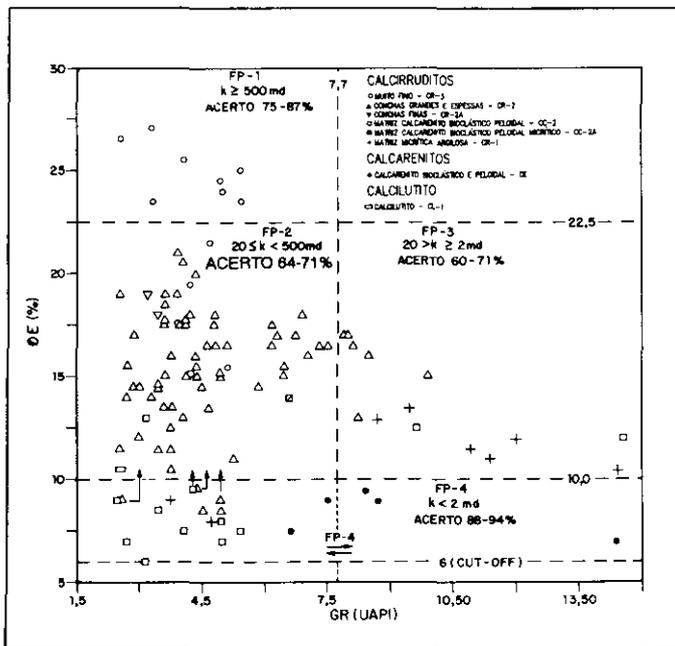


Fig. 8 - Definição das fácies-perfis (campos FP-1, FP-2, FP-3 e FP-4), de acordo com a correspondência entre associações de microfácies e intervalos de Raios Gama (GR) e porosidade de perfil ( $\phi E$ ). Permeabilidades são consideradas no eixo Z, perpendicular ao gráfico. Setas indicam os pontos deslocáveis para o Campo FP-2, ao serem aplicados os passos 1 e 2 (tabela II) no Campo FP-4, de acordo com os gráficos das figuras 9 e 10.

Fig. 8 - Definition of log facies (fields FP-1, FP-2, FP-3 and FP-4), in accordance with correspondence between associations between microfacies and gamma-ray intervals (GR) and log porosity ( $\phi E$ ). Permeability is considered on Z axis, perpendicular to graph. Arrows indicate points that may shift to field FP-2 when steps 1 and 2 are applied (table II) in field FP-4, in accordance with graphs in figs. 9 and 10.

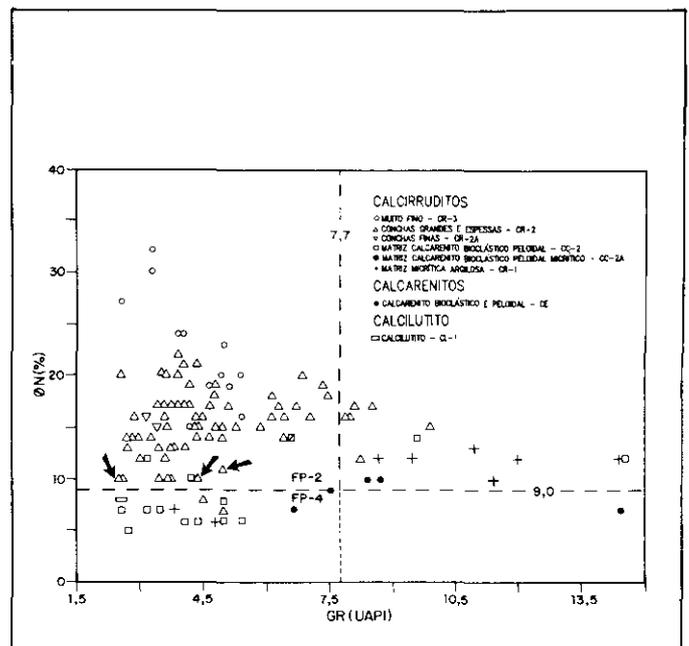


Fig. 9 - Correlação microfácies com porosidade neutônica ( $\phi N$ ) e Raios Gama (GR). As setas indicam os pontos deslocáveis para o Campo FP-2, ao ser aplicado o passo 1 (tabela II) no Campo da FP-4. Permeabilidades no eixo Z.

Fig. 9 - Correlation of microfacies with neutron porosity ( $\phi N$ ) and gamma ray logs (GR). Arrows indicate points that may shift to field FP-2 when step 1 is applied (table II) in field FP-4. Permeability on Z axis.

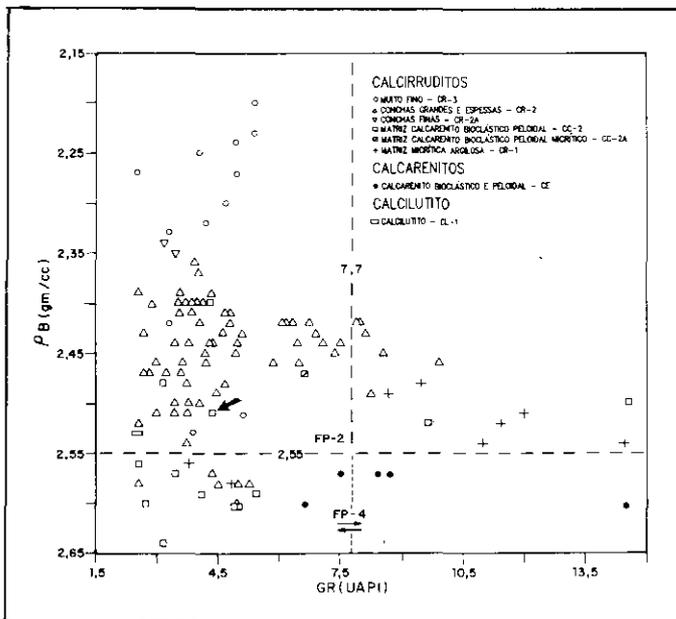


Fig. 10 - Correlação microfácies com valores de Raios Gama (GR) e densidade total corrigida ( $\rho B$ ). Ponto assinalado destaca-se para o Campo FP-2 ao ser aplicado o passo 2 (tabela II) no Campo da FP-4.

Fig. 10 - Correlation of microfacies with gamma-ray (GR) and corrected total density ( $\rho B$ ) values. Point that is marked shifts to field FP-2 when step 2 is applied (table II) in field FP-4.

LOGCALC (tabela II). Esses gráficos fazem com que pontos portadores de permeabilidades anômalas à fácies-perfil FP-4, com raios gama menores que 7,7 UAPI, sejam removidos para o campo da fácies-perfil FP-2.

A representação básica final das fácies-perfis resultou no perfil integrado, anteriormente referido como figura 6. Em seguida, (fig. 11), estendeu-se as leituras a todos os poços, dispondo-se, assim, dos elementos fundamentais em mesoescala, necessários à caracterização do modelo do campo (macroescala) por zonas e subzonas, segundo os mapeamentos das espessuras das fácies-perfis e das permeabilidades médias.

### 3 - FÁCIES-PERFIS

Nas tabelas de II a IV e figuras 12 e 13, estão reunidas características de perfis, litológicas, petrofísicas, estatísticas e petrográficas das fácies-perfis. Os valores de permeabilidade média equivalente foram obtidos da correlação dos dados de petrofísica com os resultados de testes de formação, objetivando o mapeamento de permeabilidade no campo, dentro de mais uma etapa do processo de *scaling-up*. Refletindo as características deposicionais da litologia que as definem, as fácies-perfis ocorrem formando ciclos (fig. 14), que, de acordo com a melhoria de qualidade, organizam-se, da base para o topo, em fácies-perfis FP-4, FP-3 e FP-2. A fácies-perfil FP-1 ocorre asso-

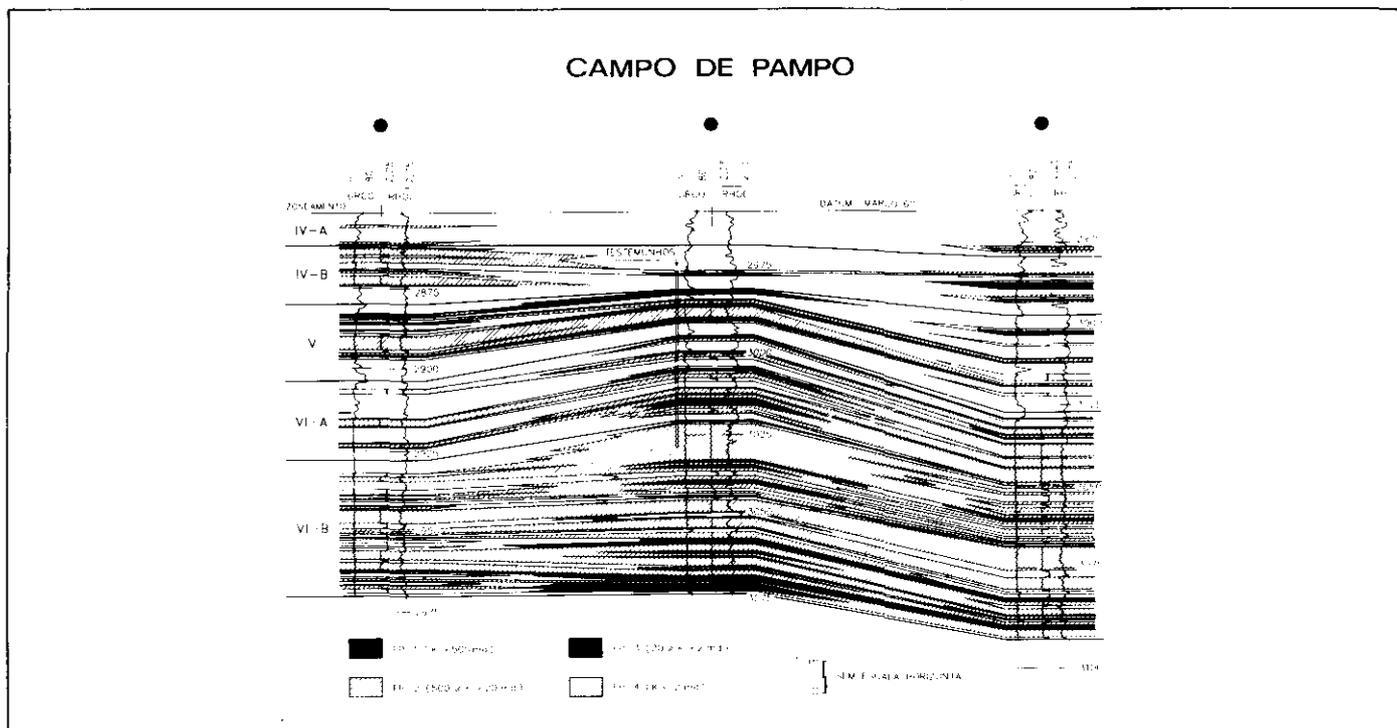


Fig. 11 - Seção estratigráfica C-C'. Extensão das unidades de fluxo (fácies-perfis), como exemplificado no bloco baixo da Falha de Pampo. Localização na figura 4.

Fig. 11 - Stratigraphic section C-C'. Extent of flow units (log facies), as exemplified in lower block of Pampo fault. Location shown in fig. 4.

**TABELA II/TABLE II**  
**CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES-PERFIS POR**  
**POROSIDADE ( $\phi_E$ ) A PARTIR DOS PERFIS**  
**DENSIDADE ( $\rho_B$ ) E NEUTRÃO ( $\phi_N$ ), E POR**  
**PERFIL DE RAIOS GAMA (GR).**

**PROGRAMA LOGCALC**  
**CHARACTERIZATION OF LOG FACIES BY**  
**POROSITY ( $\phi_E$ ), BASED ON DENSITY ( $\rho_B$ ) AND**  
**NEUTRON ( $\phi_N$ ) LOGS, AND BY GAMMA-RAY**  
**LOG (GR).**  
**PROGRAM: LOGCALC**

Fácies-Perfis	Limites nos Gráficos das Figuras de 8 a 10	Acerto %
FP-1	$\phi_E \geq 22,5$ e $GR \leq 7,7$	75-87
FP-2	$10 \leq \phi_E < 22,5$ e $GR \leq 7,7$	64-71
	$6 \leq \phi_E < 10$ e $GR \leq 7,7$ 1) $\phi_N \geq 9$ e/ou 2) $\rho_B \leq 2,55$	
FP-3	$10 \leq \phi_E < 22,5$ e $GR > 7,7$	60-71
FP-4	$6 \leq \phi_E < 10$ e $GR < 16$	88-94
	Acerto Médio %	71-80

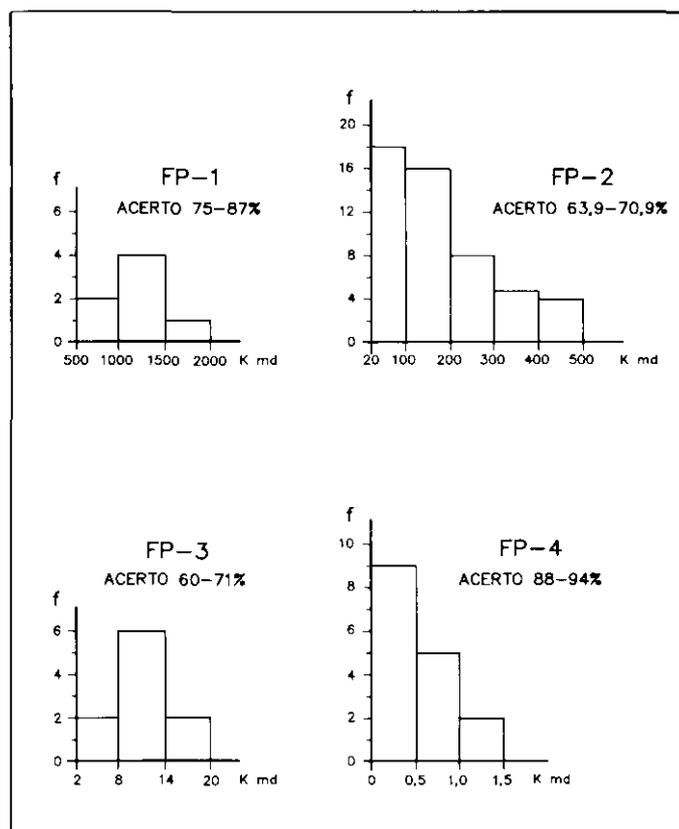


Fig. 12 - Distribuições de frequência nos intervalos específicos de permeabilidade de cada fácies-perfil e respectivos índices de acerto.

Fig. 12 - Frequency distribution in specific permeability intervals for each log facies and respective indices.

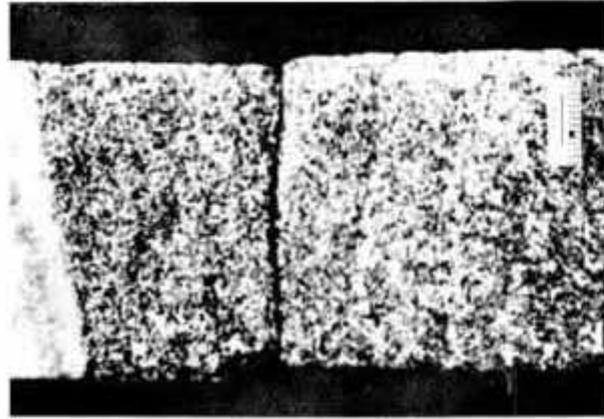


FOTO 1

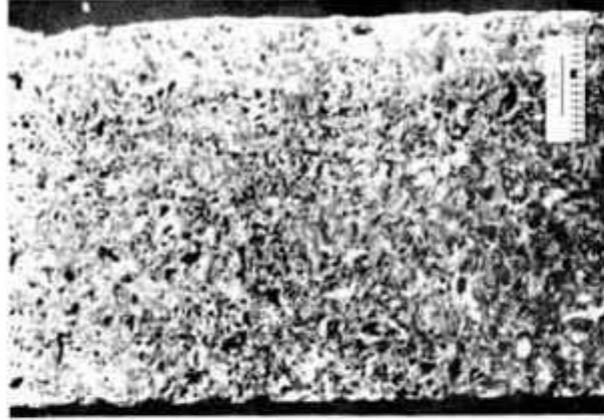


FOTO 2



FOTO 3



FOTO 4

Fig. 13 - Microfacies sedimentares associadas às fácies-perfis (FP). 1: CR-3 = calcirrudito muito fino, característico da FP-1; 3 016,3 m. 2: CR-2 = calcirrudito com conchas grandes e espessas, dominante na FP-2; 3 025,2 m. 3: CR-1 = calcirrudito com matriz micrítica argilosa, que associado à microfacies CR-2 define a litologia da FP-3; 2 995,35 m. 4: CC-2 = calcirrudito com matriz calcarenítica bioclástica, dominante na FP-4; 2 986,2 m.

Fig. 13 - *Sedimentary microfacies associated with log facies (FP). 1: CR-3 = very fine calcirudite, characteristic of FP-1; 3 016.3 m. 2: CR-2 = calcirudite of large, thick coarse shells, predominant in FP-2; 3 025.2 m. 3: CR-1 = calcirudite with argillaceous micritic source rock, which, associated with microfacies CR-2, defines lithology of FP-3; 2 995.35 m. 4: CC-2 = calcirudite with bioclastic calcarenitic source rock, predominant in FP-4; 2 986.2 m.*

ciada apenas à fácies-perfil FP-2, em um único poço.

### 3.1 – Fácies-perfil FP-1

Constitui-se litologicamente por calcirruditos de pelecípodes muito finos, que exibem valores de permeabilidade superiores a 500 mD. Foi identificada a partir de oito pontos, havendo um ponto com valor discrepante, por apresentar 88,9 mD de permeabilidade. Dessa forma, eliminando-se esse ponto, a FP-1 apresenta percentagem de acerto de 87,5%. No entanto, há outro ponto ( $k = 773,07$  mD), que foi interpolado, com certa dúvida. Se esse ponto estiver errado e a permeabilidade for menor que 500 mD, a percentagem cai para 75%.

### 3.2 – Fácies-perfil FP-2

A principal litologia consiste em calcirruditos de pelecípodes com conchas grandes e espessas, e que apresentam valores de permeabilidade que variam de 20 mD a 500 mD.

Dois passos extras (tabela II) são necessários ao balizamento desta fácies-perfil. Utilizando-se valores de raios gama combinados com porosidade neutrônica e densidade, são removidos pontos da população da fácies-perfil FP-4, com permeabilidades anômalas, transpondo-os para o campo da FP-2. Esses pontos removidos apresentam, predominantemente, valores de permeabilidade compatíveis com a FP-2.

Setenta e dois pontos determinam esta fácies-

**TABELA III/TABLE III**  
**AGRUPAMENTO DAS FÁCIES E MICROFÁCIES SEDIMENTARES EM FÁCIES-PERFIS POR FAIXAS DE PERMEABILIDADE E PERMEABILIDADE EQUIVALENTE**  
**GROUPING OF SEDIMENTARY FACIES AND MICROFACIES IN LOG FACIES, BY PERMEABILITY RANGES AND EQUIVALENT PERMEABILITY**

Fácies-Perfis	Fácies	Microfácies	K (mD)		$\phi$ (Test.) %
			Faixas	Equivalente	
FP-1	Calcirruditos (CR)	CR muito fino (CR-3)	$\geq 500$ máx. 1950	800	20,6 máx. 24,9
FP-2	Calcirruditos (CR) e Calcirruditos com Matriz de Calcarenito (CC)	<b>Domínio:</b> CR com conchas grandes e espessas (CR-2). <b>Frações:</b> CR muito fino (CR-3), de conchas finas (CR-2A), matriz micrítica argilosa (CR-1) e matriz bioclástica peloidal (CC-2). <b>Traços:</b> CLU bioclástico argiloso (CL-1) e CRE matriz bioclástica peloidal (CC-2A).	$< 500$ e $\geq 20$	120	15,9 máx. 22,9
FP-3	Calcirruditos (CR) e Calcirruditos com Matriz de Calcarenito (CC)	<b>CR</b> com conchas grandes e espessas (CR-2) e com matriz micrítica argilosa (CR-1). <b>Subordinadamente:</b> CR matriz CRE bioclástica peloidal (CC-2).	$< 20$ e $\geq 2$	15	13,9 máx. 17,9
FP-4	Calcirruditos com Matriz de Calcarenito (CC) e Calcarenitos (CE)	<b>Domínio:</b> CR com matriz bioclástica peloidal (CC-2). <b>Subordinadamente:</b> CRE bioclástico (CE-1) e peloidal (CE-2). <b>Frações:</b> CR matriz micrítica argilosa (CR-1) e CR conchas grandes e espessas (CR-2).	$< 2$	0,3	6,9 máx. 9,9

**TABELA IV/TABLE IV**  
**CARACTERIZAÇÃO DAS FÁCIES-PERFIS**  
**SEGUNDO AS MÉDIAS ARITMÉTICAS (A),**  
**GEOMÉTRICA (G) E HARMÔNICA (H) DAS**  
**PERMEABILIDADES (k) HORIZONTAIS E**  
**VERTICAIS DE TESTEMUNHOS**  
**CHARACTERIZATION OF LOG FACIES**  
**ACCORDING TO ARITHMETIC (A),**  
**GEOMETRIC (G), AND HARMONIC (H) MEANS**  
**OF CORE-SAMPLE HORIZONTAL AND**  
**VERTICAL PERMEABILITY (k)**

Fácies-Perfis (Número de Plugues)	Médias	k (mD)	
		Horizontal	Vertical
FP-1 (5)	A	1 147,80	402
	G	675,69	229,63
	H	241,14	223,33
FP-2 (40)	A	224,32	98,31
	G	88,58	11,23
	H	9,79	1,41
FP-3 (7)	A	17,75	1,15
	G	13,26	1,14
	H	9,78	1,13
FP-4 (8)	A	0,38	0,46
	G	0,29	0,34
	H	0,23	0,22

perfil, sendo que 21 estão com permeabilidades discrepantes, por estarem fora do intervalo de permeabilidade (índice de acerto igual a 70,9%). Dez pontos dentro desse intervalo podem estar com interpolações erradas. Porém, se esses dez pontos estivessem fora, o acerto cairia para 57%, ao passo que, se fosse a metade, o índice mais realístico ficaria em 63,9%.

### 3.3 – Fácies-perfil FP-3

Compõe-se de calcirruditos de pelecípodes com conchas grandes e espessas, associados a calcirruditos com matriz micrítica argilosa, com valores de permeabilidade que variam de 2 a 20 mD.

Em uma população de quatorze pontos considerados, quatro estão com permeabilidade discrepante por estarem fora do intervalo de permeabilidade, o que resulta em uma percentagem de acerto de 71,4%. Três pontos interpolados, dentro desse intervalo, são duvidosos; arbitrariamente, consideraram-se 1,5 errados e 1,5 certos, o que indica uma percentagem de acerto de 60,7%. Um ponto interpolado de 133,7 mD foi considerado extremamente anômalo no contexto, devendo, portanto, ter erro de ajuste de profundidade; assim, esse ponto não foi considerado para o cálculo dos índices de acerto.

### 3.4 – Fácies-perfil FP-4

Litologicamente, compreende calcirruditos de pelecípodes com matriz de calcarenitos bioclásticos peloidais e, subordinadamente, calcarenitos bioclásticos e peloidais, que exibem permeabilidades inferiores

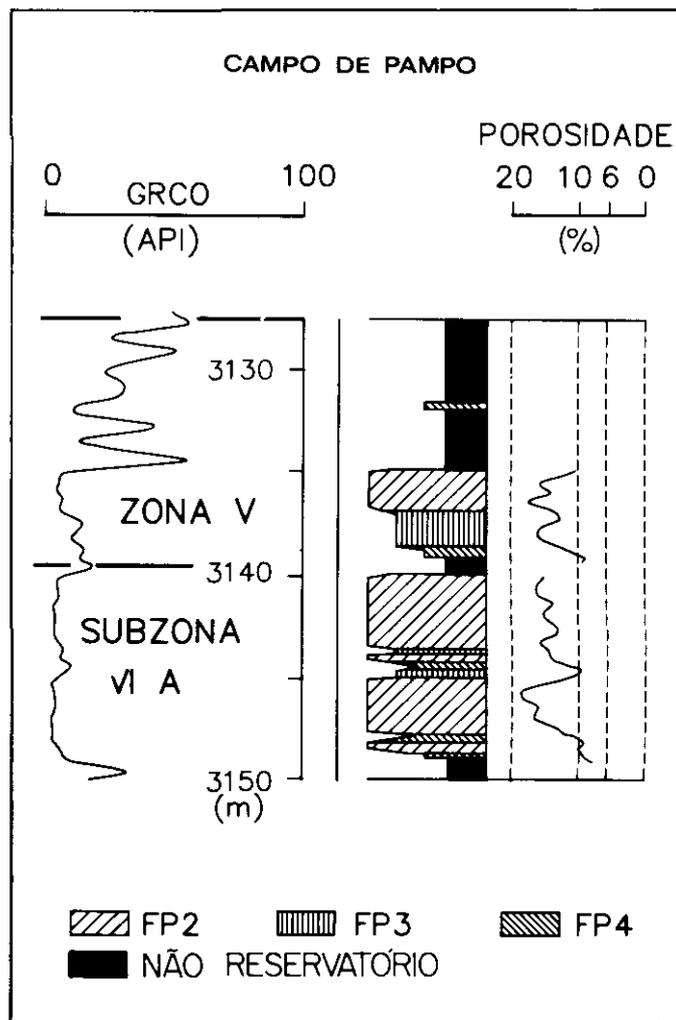


Fig. 14 - Exemplo de disposição cíclica das fácies-perfis (FP), organizadas, da base para o topo, segundo melhoria de qualidade. Ciclo completo próximo ao topo do intervalo.

Fig. 14 - Example of cyclic arrangement of log facies (FP), with quality improving from base to top. Complete cycle near top of interval.

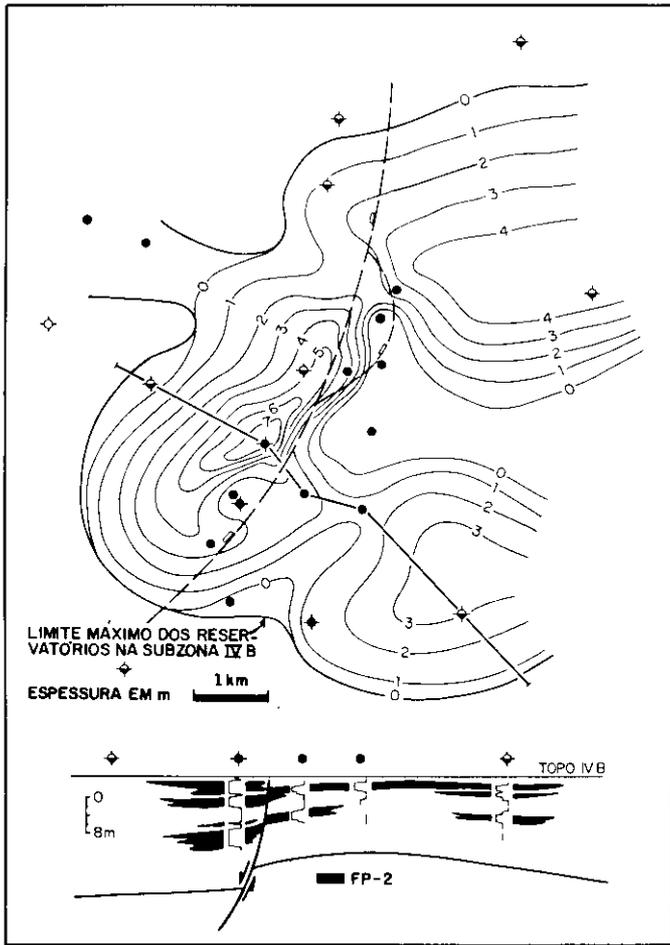


Fig. 15 - Mapa de isópachos e seção estratigráfica da fácies-perfil FP-2 na subzona IV-B. Evidencia-se espessamento associado ao falhamento sindeposicional. Na seção, intervalos intercalados à fácies-perfil FP-2 são das fácies-perfis FP-3 e FP-4.

Fig. 15 - Isopach map and geologic section of log facies FP-2 in subzone IV-B. Evidence of thickening associated with syndepositional faulting. In this section, FP-3 and FP-4 intervals are intercalated interbedded with log facies FP-2.

a 2 mD.

Dezessete pontos definem esta fácies-perfil. Um ponto está fora do intervalo de permeabilidade, o que fornece um índice de acerto de 94%. Um ponto interpolado é duvidoso e, se estiver errado, o índice de acerto cai para 88,2%.

#### 4 - MAPEAMENTO DAS FÁCIES-PERFIS

Os mapas de isópachos das fácies-perfis possibilitam a concepção da distribuição, em escala megascópica, no Campo de Pampo, das microfácies texturais e dos intervalos específicos de permeabilidade. Dessa forma, é notável a associação de espessamentos significativos da fácies-perfil FP-2 ao bloco baixo do falhamento do campo, contemporâneo à sedimentação das coquinas (fig. 15), evidenciando-se, assim, um forte relacionamento entre a qualidade do reservatório e sua estrutura, principalmente com relação às subzonas mais inferiores (VI-A, VI-B e VI-C). O paleodeclive,

agindo também como controlador da sedimentação, interfere na distribuição das fácies-perfis de forma análoga, porém com menor expressão. Estas observações são decorrentes da análise de todos os mapas de espessura das fácies-perfis construídos para as coquinas (zonas IV, V e VI). A fácies-perfil FP-2 é a mais comum, totalizando cerca de 50% do reservatório; suas maiores espessuras atingem 36 m e 48 m, nas subzonas VI-B e VI-C, incluindo corpos contínuos de até 12 m, no bloco baixo da Falha de Pampo.

A fácies-perfil de ocorrência mais restrita, perfazendo menos que 5% do reservatório, é a FP-1, que apresenta espessuras de 2,2 e 1,34 m, em corpos individuais, respectivamente, nas subzonas VI-A e VI-B de um único poço, localizado também no bloco baixo de Pampo.

Construíram-se mapas de permeabilidade utilizando-se os mesmos níveis das isópachos de fácies-perfis, um dos quais é apresentado na figura 16. Fica evidenciada, ainda, melhoria da qualidade do reservatório, relacionada aos mesmos fatores estruturais citados no caso das espessuras das fácies-perfis. Para o mapeamento de permeabilidade, o primeiro passo foi estimar valores de permeabilidade equivalente para cada fácies-perfil (tabela III), necessários ao cálculo das permeabilidades médias ponderadas pelas espessuras das fácies-perfis presentes em cada intervalo mapeável.

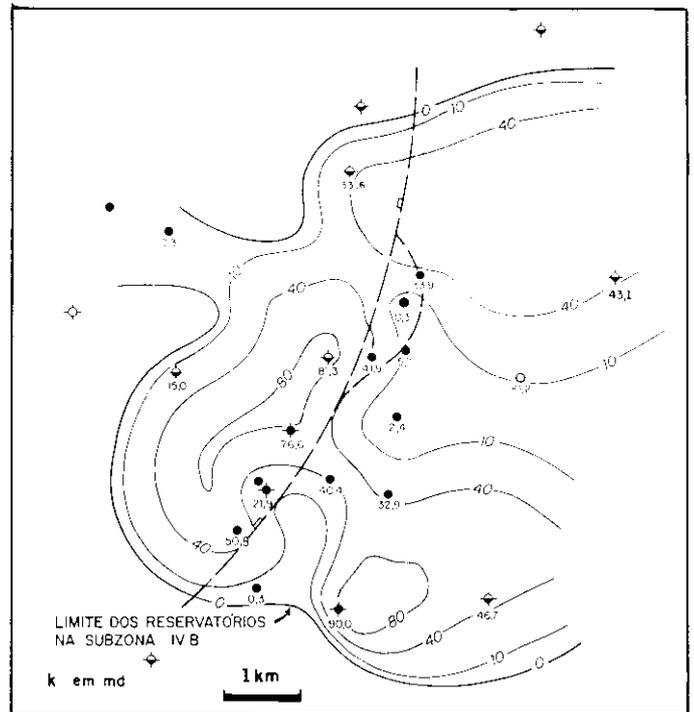


Fig. 16 - Isopermeabilidade na subzona IV-B. Evidencia-se acentuada melhoria na qualidade do reservatório associada ao falhamento sindeposicional.

Fig. 16 - Isopermeability in subzone IV-B. Evidence of marked improvement of reservoir quality associated with syndepositional faulting.

**TABELA V/TABLE V**  
**CORRELAÇÃO ENTRE PERMEABILIDADES DE TESTES DE FORMAÇÃO E PERMEABILIDADES MÉDIAS DAS FÁCIES-PERFIS, PONDERADAS PELAS SUAS PERCENTAGENS PRESENTES NOS INTERVALOS TESTADOS**  
**CORRELATION BETWEEN MEAN FORMATION-TEST PERMEABILITY AND PERMEABILITY OF LOG FACIES, WEIGHTED BY THEIR PERCENTAGES IN TESTED INTERVALS**

Testes de Formação			Fácies-Perfis (%)				k (mD) Médias Ponderadas* pelas Percentagens de Fácies-Perfis			
Poço	Intervalo (m)	k (mD)		FP-1	FP-2	FP-3	FP-4	Aa	Ba-g	Cg
		TF	TP							
A	2 877-2 954		157 □ 110 149		44,5	27	27	□ 104	73,1	43
B	2 931-2 940	○ 6,6			4	41	55	16,4	12,8	○ 9,1
C	2 983-2 989	● 268			80	20		● 183	● 128,2	73,5
D	3 001-3 012	○ 13			23	17	60	54,8	38,8	○ 22,8
E	3 005-3 009	○ 77			24	67	9	○ 65,8	47,9	30,2
F	2 989-2 994	● 139			54		46	● 121,3	84,6	47,8
	2 956-2 974,5	● 48			56	5	39	126,6	● 88,5	● 50,4
	2 915-2 935	● 105			70		30	● 157,2	● 109,6	62,1
	2 866,5-2 894		● 25		60		40	134,7	94	● 53,2
	2 872,5-2 873,5	450			66		34	148,1	103,3	58,5
G	2 812-2 821	□ 173			40	42	18	□ 97,2	71,8	41
H	2 860-2 884	● 57			61	18	21	140,1	● 98,3	● 56,4

\* Aa = Usando-se a média aritmética da k horizontal;  
 Cg = Usando-se a média geométrica da k horizontal;  
 Ba-g = Valor médio entre Aa e Cg.

Correlações: ● = Intervalos com dominância de FP-2;  
 ○ = Dominância de FP-3 mais FP-4 e  
 □ = Dominância de FP-3 mais FP-4, com valores de k compatíveis com FP-2.

O estabelecimento das permeabilidades equivalentes dá continuidade ao processo de *scaling-up*, no campo das estimativas, utilizando-se os dados de rocha e de testes de formação. Partindo-se inicialmente dos dados de rocha, foram calculadas as médias aritmética, geométrica e harmônica das permeabilidades horizontais e verticais dos testemunhos para cada fácies-perfil (tabela IV). Em seguida, foram determinadas as permeabilidades dos intervalos testados (tabela V), por meio da média aritmética ponderada, utilizando-se as percentagens de fácies-perfis ocorrentes nos mesmos, e as médias aritméticas das permeabilidades horizontais dessas fácies-perfis (tabela IV). Repetiu-se o procedimento utilizando-se as médias geométricas das permeabilidades horizontais. A esses dois resultados (expressos nas colunas Aa e Cg da tabela

V) incluiu-se uma estimativa (Ba-g) intermediária (média aritmética) entre os mesmos. A consecução da correlação das permeabilidades médias das fácies-perfis com as permeabilidades dos testes de formação está explícita na tabela V, conforme assinaladas as correlações boas/razoáveis. Dos sete intervalos testados, com dominância de FP-2, seis apresentam correlação boa/razoável com as permeabilidades de rocha; a permeabilidade equivalente para a FP-2 foi estimada em 120 mD, com base nessa correlação. As fácies-perfis FP-3 e FP-4 apresentaram, juntas, dominância significativa em três intervalos testados, sendo que em dois deles mostraram correlação de razoável a boa com as permeabilidades de rocha (valores de FP-3); as permeabilidades equivalentes para essas fácies-perfis foram estimadas em 15 mD para a FP-3, e 0,3 mD

para a FP-4, atribuindo-se maior peso para os valores de permeabilidade medida em laboratório, principalmente no caso da FP-4. No caso da FP-1, sem testes de formação, estima-se a permeabilidade equivalente em 800 mD, com base unicamente em rocha.

Dois intervalos testados, respectivamente nos poços A e G, mesmo possuindo percentagens subordinadas da FP-2, em relação às outras duas fácies-perfis juntas, apresentam valores de permeabilidades compatíveis com o intervalo característico da FP-2 (tabela V).

## 5 – CONCLUSÕES

Quatro fácies-perfis são identificadas nas zonas IV, V e VI do reservatório de coquinas do Campo de Pampo, relativas a leituras em perfis de raios gama e porosidade, microfácies sedimentares e intervalos específicos de permeabilidade, representando, portanto, unidades de fluxo disponíveis para simulação numérica do reservatório.

O reservatório de coquinas apresenta melhoria de qualidade segundo a estrutura sindeposicional, principalmente no bloco baixo da falha de Pampo, como indicado pelos mapas de isópacas das fácies-perfis e de permeabilidade, construídos para as zonas IV, V e VI. Especial ênfase, neste caso, é dada pela distribuição da fácies-perfil FP-2, a mais comum, totalizando aproximadamente 50% do reservatório.

O controle da distribuição das fácies-perfis e microfácies associadas, pela estruturação sindeposicional, evidencia-se como o principal fator a que está condicionada a qualidade do reservatório. As fácies-perfis formam ciclos organizados de acordo com a melhoria da qualidade do reservatório, distribuídos, da base para o topo, em FP-4, FP-3 e FP-2, sendo esta última a mais abundante, e à qual associa-se a fácies-perfil FP-1, de melhor qualidade dentre as demais.

A correlação entre as permeabilidades determinadas em laboratório, com as permeabilidades obtidas a partir dos testes de formação, segundo as fácies-perfis, permitiu o estabelecimento de permeabilidades equivalentes para cada fácies-perfil que, utilizadas no cálculo das permeabilidades médias ponderadas pelas espessuras das fácies-perfis, por poço e por zona de produção, conduziram ao mapeamento final de permeabilidade.

## AGRADECIMENTOS

Aos geólogos Cleyton Baumgarten, Maria Dolo-

res de Carvalho, Milton José de Souza e engenheira Diana B. Lomba de Araújo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARAI, M., HASHIMOTO, A. T., UESUGUI, N. Significado cronoestratigráfico da associação microflorística do Cretáceo Inferior do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 1/2, p. 87-103, 1989.
- BAUMGARTEN, C. S. Evolução estrutural da área de Badejo, Pampo e Linguado e Trilha durante os Andares Buraica e Jiquiá-Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO DE TÉCNICA DA PETROBRÁS, 1, 1987. Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1987. p. 549-561.
- BAUMGARTEN, C. S. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 28, n. 2, p. 91-101, 1985.
- BAUMGARTEN, C. S., DULTRA, A. J. C., SCUTA, M. S., FIGUEIREDO, M. V. L., SEQUEIRA, M. F. P. B. Coquinas da formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: evolução da geologia de desenvolvimento. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 27-36, 1988.
- BAUMGARTEN, C. S., SCUTA, M. S. Geometria dos corpos carbonáticos do reservatório Macaé (Metade Superior), Campo de Pampo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 1/2, p. 49-57, 1989.
- CARDWELL, Jr., PARSONS, R. L. Average permeabilities of heterogeneous oil sands. *Petroleum Technology*, Dallas, p. 34-42, mar. 1945.
- CARVALHO, M. D., MIZUSAKI, A. M. P. *Análise sequencial dos testemunhos 26 e 44 do poço 7-PM-5-RJS – Formação Lagoa Feia – Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DIGER/SEGEX, 1987. (Comunicação Técnica Diger – 06/87).
- CARVALHO, M. D., MONTEIRO, M., PIMENTEL, A. M., REHIM, H. A. A. *Microfácies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1984. Relatório Interno.
- DIAS, J. L., OLIVEIRA, J. Q., VIEIRA, J. C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation rift phase of Campos Basin, offshore Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 18, n. 3, p. 252-260, 1988.
- LAKE, L. W., CARROLL Jr., H. B. *Reservoir characterization*. Orlando: Academic Press, 1986.
- LANGTON, J. R., CHIN, G. E. Rainbow member facies and related reservoirs properties Rainbow Lake Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, Calgary, v. 16, n. 1, p. 104-143, 1968.
- MEISTER, E. M., GUARDADO, L.R., BELTRAMI, C.V. *Carta estratigráfica da Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1983. Relatório Interno.

### EXPANDED ABSTRACT

*Deposited during the Barremian, the Lagoa Feia Formation is located in the basal part of the stratigraphic column of the Campos basin (fig. 1). Its sediments are of fluvial-lacustrine origin and are divided*

*into four depositional sequences; of these, the coquinas are most important since they constitute the oil reservoirs of the Badejo, Linguado, Pampo, and Trilha field complex, located 80 km off the coast of Rio de*

Janeiro (fig. 2) in waters 110-120 meters deep. The calcarenites of the Macaé Formation and the fractured basalts of the sedimentary-volcanic sequence (Cabiúnas Formation) also produce oil in this complex.

Composed of reworked pelecypod shells, the coquinas occur in cycles where coarse sediments (calcirudites) overlie finer ones (calcarenites and calcilitites). Best reservoir quality is associated with the calcirudites (Carvalho et al. 1984). Vuggy and intergranular porosity characterizes the bulk of pore space.

The coquinas form six zones (fig. 3) that cross the Badejo, Linguado, and Pampo fields. In general terms, zoning is predominantly stratigraphic in the Pampo. Synchronous normal faults and structural highs were active up until deposition of zone I, which is the top zone.

In the Pampo, the structure at the level of the coquinas consists of a monocline that dips generally northeast and is located southeast of the Badejo and Linguado fields (figs. 2, 4, and 5). All of these fields are characterized by combined structural, stratigraphic, and diagenetic trapping (see, for example, the Pampo field, fig. 5).

Pampo oil (30° API) is produced from lower zones IV, V, and VI. Zones I, II, and III are not considered in this article since they are not producing and are of lower quality. In June 1991, accumulated production stood at  $2.45 \times 10^6 \text{ m}^3$  and reserves at  $5.07 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Original volume was  $30.10 \times 10^6 \text{ m}^3$ . The field is currently under study in preparation for supplementary development.

A scaling-up process was used, leaving results available for numerical simulation of the reservoir.

Based on rock-log correlations, four log facies were established in Pampo (fig. 6); since these are associated with specific permeability intervals, they represent reservoir facies (flow units). The log facies (figs. 8-12 and tables I-III) were identified based on their associative lithologic attributes (microfacies), on logs (gamma-ray and porosity), and on permeability intervals, referred to respective indices, as follows: FP-1 = very fine calcirudite,  $GR \leq 7.7$  UAPI and  $\phi_e \geq 22.5\%$ ,  $k \geq 500 \text{ mD}$ , 75-87%; FP-2 = predominantly calcirudites of large, thick coarse shells,  $GR \leq 7.7$  UAPI and  $\phi_e$  10-22.5%,  $500 \text{ mD} > k \geq 20 \text{ mD}$ , 63.9-70.9%; FP-3 = mainly calcirudite of large, thick coarse shells with argillaceous micritic source rock, subordinately calcirudite with calcarenitic source rock,  $GR > 7.7$

UAPI and  $\phi_e$  10-22.5%,  $20 \text{ mD} > k \geq 2 \text{ mD}$ , 60-71%; FP-4 = predominantly calcirudites with calcarenitic source rock, subordinately calcarenites,  $GR < 16$  UAPI and  $\phi_e$  6-10%,  $k < 2 \text{ mD}$ , 88-94%. Reflecting the associative nature of their defining lithology (figs. 8 and 13), the log facies occur in cycles (fig. 14) that improve in quality from the base to the top, that is, FP-4, FP-3, and FP-2; FP-1 is found associated with FP-2 in only one well.

Isopach maps of the log facies, prepared by production zone, indicate that reservoir quality is related to field structure, that is, to the paleoslope and the Pampo fault, the latter active during sedimentation of the coquinas. In the case of FP-2, which accounts for some 50% of the reservoir, significant thickening is associated with the lowered block of that fault (fig. 15). The paleoslope, which controls sedimentation, interferes in the distribution of the log facies, albeit to a lesser extent. The most restricted and best quality log facies is FP-1, which accounts for only 5% of the reservoir and occurs only in the lower block of the Pampo fault.

Permeability maps (fig. 16) also show evidence that better reservoir quality is associated with the structural factors indicated in isopach maps. Permeability mapping was preceded by an estimate of equivalent permeability for each log facies, needed to calculate average permeability, weighted according to the thickness of the log facies in each mappable interval.

Equivalent permeability (table III) was established using rock and formation-test values. Arithmetic, geometric, and harmonic means were initially calculated for core-sample horizontal and vertical permeability (table IV). The permeability of tested intervals was then ascertained, using the percentages of each log facies in these intervals and the respective arithmetic means of horizontal permeability to arrive at a weighted arithmetic mean (table V). The procedure was repeated using the geometric mean of horizontal permeability. An intermediary Ba-g estimate was added to the two results (found in columns Aa and Cg of table V). Correlations of rock and formation-test permeability are found in table V; these range from good to reasonable. Equivalent permeability was estimated at 120 mD, 15 mD, and 0.3 mD for log facies FP-2, FP-3, and FP-4, with rock measurements weighted more in the case of FP-3 and FP-4. FP-1 was assigned a permeability value of 800 mD, based solely on the rock since the log facies was not tested.