

# CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO PARACURU NO CAMPO DE CURIMÃ, BACIA DO CEARÁ

## CHARACTERIZATION OF THE RESERVOIRS OF PARACURU FORMATION, CURIMÃ FIELD, CEARÁ BASIN

Wagner Nogueira Preda<sup>1</sup>, Ida Eiko Motoki Pereira<sup>2</sup>, Eduardo Moreira Ramos<sup>3</sup> e Anibal César Alves<sup>4</sup>

RESUMO - Utilizando-se os métodos de análise multivariada de dados, é possível estudar o comportamento de diversos parâmetros simultaneamente. Estes tornam-se ferramentas importantes na caracterização quantitativa de reservatórios. Quando aplicados ao Campo de Curimã – localizado na Bacia do Ceará e produtor de óleo em arenitos flúvio-deltaicos de idade aptiana – permitiram melhor compreensão da distribuição lateral e vertical das fácies permoporosas e, conseqüentemente, uma caracterização mais precisa de suas propriedades médias. Inicialmente, descreveram-se, com base em testemunhos, cinco litofácies, agrupadas em duas eletrofácies, equivalentes aos reservatórios e não-reservatórios. Por meio da análise discriminante, essa classificação foi estendida a todos os poços do campo, definindo-se, assim, áreas preferenciais de ocorrência de reservatórios. Adicionalmente, foram estabelecidos três tipos de unidades de fluxo, correspondentes a intervalos mais homogêneos, referindo-se a intervalos de permeabilidade que, ao serem mapeadas, forneceram distribuição areal das variações permoporosas das zonas produtoras. Obteve-se a estimativa dos valores de permeabilidade por análise de regressão linear multivariada, aplicada primeiramente aos poços testemunhados e, em seguida, estendida aos não-testemunhados. Essas estimativas foram, ainda, correlacionadas aos valores de permeabilidade obtidos por testes de formação, tentando-se com isso, dar maior precisão aos resultados calculados com base somente nas variáveis de perfis.

(Originais recebidos em 17.05.93.)

*ABSTRACT - The methods of multivariate data analysis when permitting the simultaneous study of several parameters are important tools for the quantitative characterization of reservoirs. Such methods, when applied to the Curimã Field, Ceará Basin - an oil producer in Aptian fluvial-deltaic sandstones - brought a better understanding of the lateral and vertical distribution of the permoporous facies, and as a consequence a more precise characterization of its average properties. Five lithofacies were firstly described based on cores. These lithofacies were grouped in two electrofacies equivalent to reservoirs and nonreservoirs. Through discriminant analysis this classification was used for all wells of the field, and preferential areas for reservoirs were defined. Additionally, three types of flow units were established, corresponding to more homogeneous intervals and referring to permeability intervals, and when they were mapped furnished an areal distribution of the permoporous variations in the production zones. The permeability values estimate were reached through the multivariate linear regression analysis, firstly used for the cored wells, and later used for the rest. These estimates were also correlated with the permeability values found when applying the formation tests, as an attempt to obtain higher result precision based only on the log variables.*

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

1 - E&P - RNCE/GERET/GEREV, Av. Interventor Mário Câmara, 2783, 59074-600, Nazaré, Natal, RN, Brasil.

2 - E&P - AM/GERET/GEREV, Rodovia Arthur Bernardes, 5511, Tapanã, 66825-010, Belém, PA, Brasil.

3 - E&P - RNCE/GERET/GECAR, Av. Interventor Mário Câmara, 2783, 59074-600, Nazaré, Natal, RN, Brasil.

4 - E&P - RNCE/GEXP/GELAB, Av. Interventor Mário Câmara, 2783, 59074-600, Nazaré, Natal, RN, Brasil.



A estrutura do campo é uma feição homoclinal com caimento para S-SW, localmente interceptada por pequenas falhas não-restritivas à passagem de fluidos (fig. 3). A acumulação é limitada ao sul pelo contato óleo/água e, nas demais direções, pela discordância pré-formação Ubarana, constituindo um trapeamento estrutural-estratigráfico (fig. 4). A geração do petróleo é atribuída aos folhelhos das formações Mundaú e Paracuru, que ocorrem intercalados aos reservatórios (Mello *et al.* 1984).

Os reservatórios constituem-se predominantemente de arenitos de muito finos a médios, bem selecionados, classificados como arcósios líticos e litarenitos feldspáticos, de acordo com o diagrama ternário de Folk (1974).

A análise petrográfica efetuada por Duarte (1984) apresentou a seguinte composição modal média em percentagem para os grãos do arcabouço: quartzo 57%, plagioclásio 14%, feldspato potássico 12%, fragmentos de rocha 16% e micas 1%. Os principais cimentos identificados são, em ordem de importância: calcita, dolomita, argilominerais, quartzo e feldspato. Trabalhos desenvolvidos por Castro e Barrocas (1984) e Duarte (1984) sugerem para as zonas C, D e E um modelo deposicional deltaico-lacustre do tipo Gilbert, caracterizado pela ação de fluxo homoclinal, em que a carga de fundo depositava-se próximo à desembocadura dos canais distributários, gerando lobos sigmoidais, onde os depósitos de tração situam-se nas porções proximal e média e os depósitos de suspensão ocorrem predominantemente na porção distal.

### 3 - LITOFÁCIES

Para efeito de correlação rocha-perfil e definição das eletrofácies, foram redescritos 197 m de testemunhos pertencentes às zonas C, D e E. Caracterizaram-se cinco litofácies, descritas a seguir, nos quais os reservatórios pertencem às litofácies AMF e AF.

AMF - arenito de muito fino a fino, micáceo, com laminação cruzada, plano-paralela, *climbing ripples*, maciço, estratificação cruzada de baixo ângulo e laminação convoluta. Localmente bioturbado.

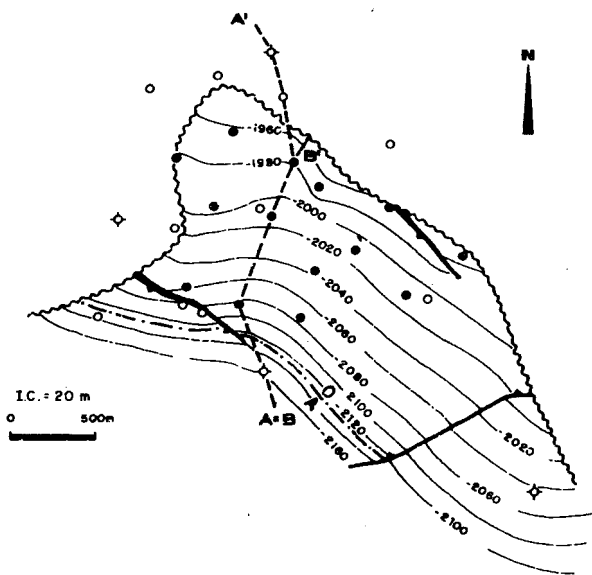


Fig. 3 - Mapa estrutural do topo da Zona D. Símbolos: --- contato óleo-água; ~~~ discordância; • poço produtor na zona; ○ poço produtor em outra zona; ◊ poço seco. As linhas tracejadas A-A' e B-B' indicam as posições das seções apresentadas nas figuras 4 e 13.

Fig. 3 - Structural map for top of Zone D. Symbols: --- oil-water contact; ~~~ unconformity; • productive well within the zone; ○ productive well in a different zone; ◊ dry well. Dashed lines A-A' and B-B' indicate position of sections shown in figures 4 and 13.

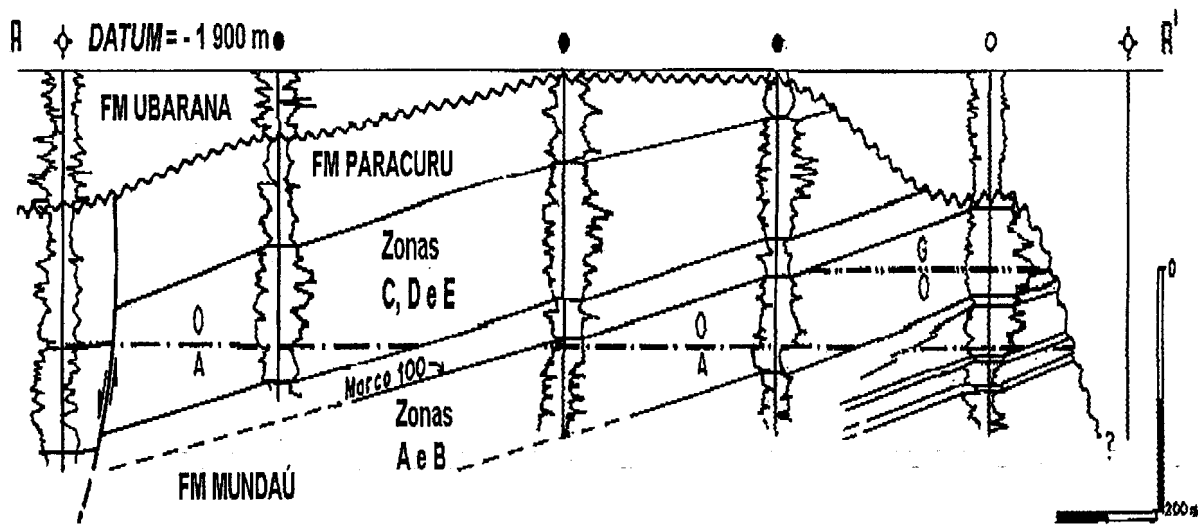


Fig. 4 - Seção estrutural A-A' ilustrando o truncamento erosional dos reservatórios. --- contato óleo-água; - - - - contato gás-óleo. Localização e demais símbolos na figura 3. Modificada de Maia, 1988.

Fig. 4 - Structural section A-A' showing the reservoir erosional truncation. --- Oil-water contact; - - - - Gas-oil contact. Location and other symbols in figure 3. Modified from Maia, 1988.

- AF - arenito de fino a médio, micáceo, maciço, bem selecionado, com estratificação cruzada de baixo ângulo, estratificação plano-paralela, raramente com fragmentos de folhelho dispersos.
- F - folhelho cinza-escuro/preto, com raras intercalações siltosas e laminações convolutas, presença de concreções piritosas, localmente concentradas e de raros níveis delgados de calcissiltito.
- S - siltito cinza, bioturbado, localmente piritoso e com intercalações delgadas de arenito muito fino.
- I - intercalações de folhelho com siltito a arenito muito fino, apresentando laminação plano paralela e convoluta. Localmente bioturbadas.

## 4 - ANÁLISE QUANTITATIVA DOS RESERVATÓRIOS

### 4.1 - Método Empregado

Utilizaram-se as cinco litofácies caracterizadas na correlação rocha-perfil, procurando-se ajustar as profundidades dos testemunhos às dos perfis, e destes aos valores de permeabilidade e porosidade obtidos em laboratório. Os perfis utilizados não foram quadratizados, já que os resultados preliminares obtidos com este processo revelaram-se insatisfatórios. A partir daí, e utilizando-se o programa estatístico *Statistical Analysis System - SAS Institute Inc., 1988*, as cinco litofácies foram agrupadas em duas eletrofácies correspondentes,

respectivamente, aos reservatórios e não-reservatórios. Com a análise discriminante, foi possível estender esta classificação a todos os poços do campo. Posteriormente, com uma análise de regressão linear multivariada, foram estimados valores pontuais de permeabilidade a cada 20 cm para a eletrofácies 1 (reservatórios), tornando possível a definição de três unidades de fluxo, correspondentes a diferentes faixas de permeabilidade. As permeabilidades obtidas pelos testes de formação foram, ainda, correlacionadas às calculadas com base nos parâmetros de perfis. A associação entre os modelos multivariados obtidos e o programa LOGCALC possibilitou o cálculo e, conseqüentemente, o mapeamento das diversas propriedades relativas às características permoporosas de cada uma das três zonas produtoras. Na figura 5, ilustram-se esses procedimentos.

### 4.2 - Dados Utilizados

Em estudos de caracterização de reservatórios são utilizados, dentre outros, dados relativos a testemunhos e perfis. Enquanto os primeiros, mais dispendiosos, em geral são obtidos somente em intervalos selecionados de alguns poços do campo, os perfis estão disponíveis para todos eles.

Em Curimã, apenas dois poços foram testemunhados, totalizando 197 m de testemunhos a partir dos quais foram obtidos 146 plugues que tiveram seus valores de permeabilidade absoluta e porosidade determinados em laboratório.

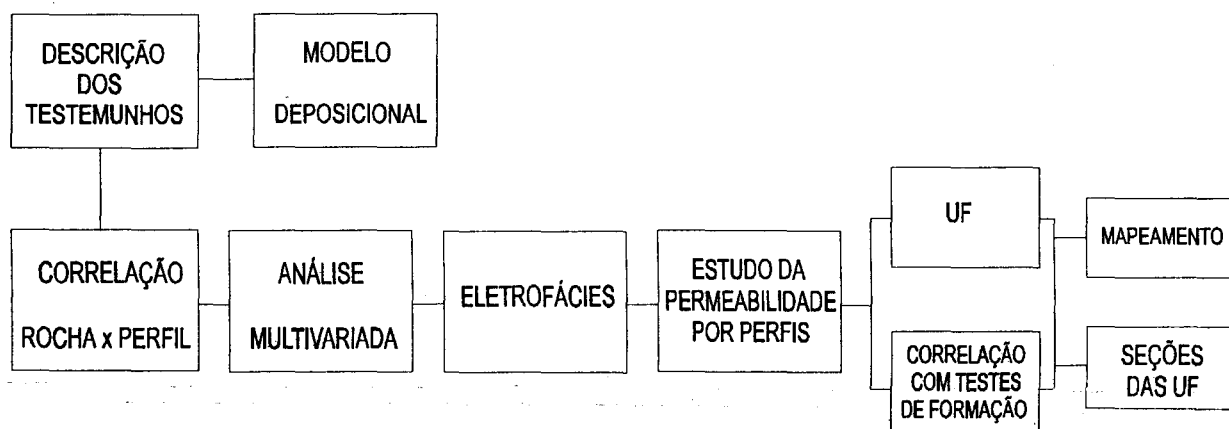


Fig. 5 - Procedimentos gerais utilizados para mapeamento e determinação das unidades de fluxo (UF).  
Fig. 5 - General procedures adopted for mapping and determination of the flow units (UF).

Todos os 20 poços envolvidos no estudo dispunham do seguinte conjunto básico de perfis: eletro-indução (ISF ou IES), densidade (FDC), neutrão (CNL) e raios gama (RG). Esses perfis sofreram correções ambientais para eliminar os efeitos de arrombamento do poço, temperatura, peso da lama, entre outros. Montou-se, então, para os dois poços testemunhados, um arquivo com leituras de perfis a cada 20 cm e que continha, além das litofácies, as medidas correlatas de porosidade e permeabilidade obtidas em laboratório. Esse arquivo serviu de base para o estudo quantitativo realizado.

### 4.3 - Definição das Eletrofácies

Nessa etapa, procurou-se reunir as cinco litofácies anteriormente definidas em grupos geneticamente relacionados e que, principalmente, apresentassem respostas similares frente aos perfis, definindo, assim, as eletrofácies. Para isso, pode-se utilizar uma técnica de análise de grupamento, mas aqui, dada a simplicidade das litologias envolvidas, o problema foi equacionado definindo-se duas eletrofácies, correspondentes aos reservatórios e não-reservatórios. Assim, as litofácies AF e AMF foram agrupadas na eletrofácies 1, e as restantes, F, S e I, caracterizadas como selantes, reunidas na eletrofácies 2.

Na figura 6, apresenta-se um diagrama de médias para as variáveis de perfis e petrofísicas relativas às litofácies, onde é evidente a separação entre os selantes e os reservatórios. Na verdade, as litofácies AF e AMF poderiam ter sido tratadas independentemente mas, como esta última apresenta baixa frequência de ocorrência (fig. 7), resolveu-se agrupá-las. Na figura 8, apresenta-se um diagrama de médias para as eletrofácies, cujas propriedades são significativamente diferentes entre si.

Definidas as eletrofácies, pôde-se, então, por análise discriminante, classificar as novas observações, relativas aos poços não-testemunhados, segundo estes grupos preestabelecidos. Antes de se determinar a função discriminante FD, foi realizada uma análise preliminar, por meio da sub-rotina *Stepdisc - SAS Institute Inc.*, (1988) -, para selecionar os parâmetros de perfis que fornecessem a melhor discriminação. Foram escolhidas as variáveis raios gama e porosidade do perfil de densidade que, apesar de não serem normalmente distribuídas, forneceram resultados coerentes entre a análise discriminante bayesiana e a não-paramétrica.

A função discriminante linear FD obtida foi:

$$FD = - 0,09RG + 0,38 \varnothing_D$$

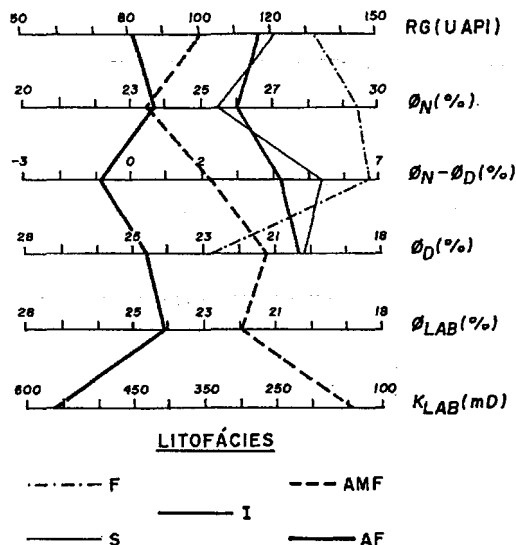


Fig. 6 - Diagrama de valores médios onde se ilustra a variabilidade das características das litofácies: folhelho (F); siltito (S); interlaminações de siltitos e arenitos muito finos (I); arenito muito fino (AMF) e arenito fino (AF). Parâmetros de perfis utilizados: raios gama (RG); porosidade neutônica ( $\varnothing_N$ ); porosidade do perfil de densidade  $\varnothing_D$ ; diferença de porosidades  $\varnothing_N - \varnothing_D$ ; porosidade de laboratório  $\varnothing_{LAB}$  e permeabilidade de laboratório  $K_{LAB}$ .

Fig. 6 - Diagram of average values illustrative of the variable characteristics of the lithofacies: Shale (F); Siltstone (S); Interlamination of siltstone and very fine sandstones (I); Very fine sandstone (AMF); and Fine Sandstone (AF). Log parameters: Gamma rays (RG); neutronic porosity  $\varnothing_N$ ; porosity of the density log  $\varnothing_D$ ; porosity differences  $\varnothing_N - \varnothing_D$ ; laboratory porosity  $\varnothing_{LAB}$  and laboratory permeability  $K_{LAB}$ .

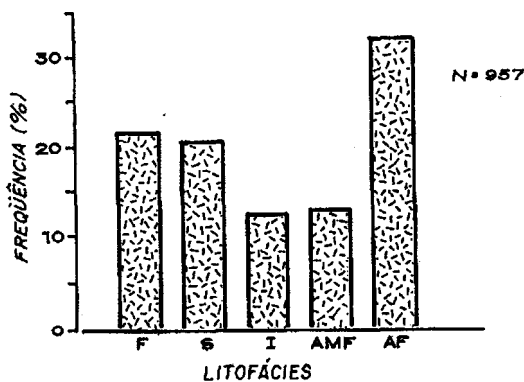


Fig. 7 - Distribuição de frequências das litofácies. N representa o número de amostras. Simbologia das litofácies na figura 6.

Fig. 7 - Frequency distribution of the lithofacies. N represents number of samples. Symbols for lithofacies in figure 6.

Na figura 9, ilustra-se a posição do índice discriminante  $R_o$  em relação à projeção dos centros de gravidade das duas eletrofácies sobre a função discriminante FD. Assim, as amostras situadas à esquerda de  $R_o$  foram classificadas como selantes e aquelas situadas à direita, como reservatórios.

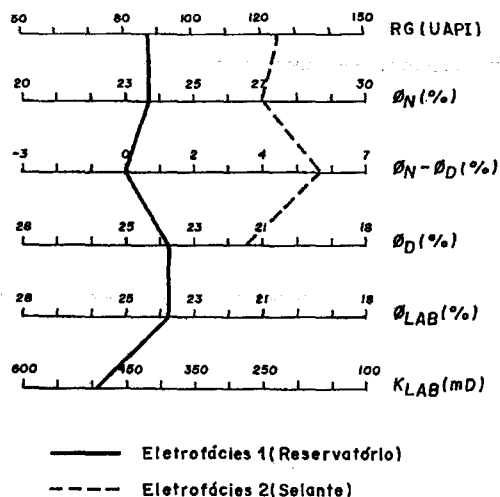


Fig. 8 - Diagrama de valores médios para as eletrofácies. Toma-se evidente a variabilidade das características permoporosas entre as duas eletrofácies. Simbologia dessas características na figura 6.

Fig. 8 - Diagram with average values for electrofacies. The variable permoporous characteristics between the two electrofacies is evident. Symbols for these characteristics are in figure 6.

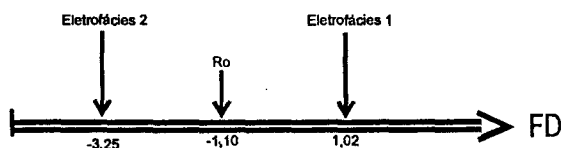


Fig. 9 - Médias multivariadas das eletrofácies. Função discriminante linear FD e índice discriminante Ro.

Fig. 9 - Multivariate averages of the electrofacies. Linear discriminant function (FD) and discriminant index (Ro).

Os índices de sucesso, resultantes da aplicação da função discriminante sobre o conjunto de dados, são apresentados na tabela I. O acerto médio obtido foi de 83%.

TABELA I / TABLE I

**ÍNDICES DE SUCESSO DA ANÁLISE DISCRIMINANTE, EM PORCENTAGEM**  
**SUCCESS INDEX OF THE DISCRIMINATING ANALYSIS IN PERCENTAGE**

ELETROFÁCIES	1	2
1	80,56	19,44
2	14,91	85,09

As amostras classificadas erroneamente foram avaliadas qualitativamente. Constatou-se que a expressiva maioria dos erros envolveu camadas delgadas, com espessuras próximas à resolução vertical dos perfis e, portanto, com leituras influenciadas pelas camadas adjacentes.

#### 4.4 - Caracterização da Permeabilidade Utilizando os Perfis

Na caracterização de reservatórios, os parâmetros porosidade e permeabilidade são extremamente importantes, pois determinam, respectivamente, a capacidade de armazenamento e de transmissibilidade dos fluidos. Ao contrário da porosidade, facilmente determinada utilizando-se os vários tipos de perfis disponíveis, a permeabilidade é mais difícil e dispendiosa de se obter, com base principalmente em testes de formação e medidas de laboratório efetuadas em plugues obtidos de testemunhos e, portanto, com disponibilidade mais restrita.

Em poços não-testemunhados, podem-se estimar valores de permeabilidade a partir das variáveis medidas pelos diversos tipos de perfis disponíveis. Isso pode ser feito estabelecendo-se, por regressão linear multivariada, equações preditivas para permeabilidade em poços testemunhados, para os quais estão disponíveis os dados de perfis e as medidas petrofísicas. Posteriormente, essas equações serão aplicadas aos poços não-testemunhados.

O uso da regressão linear multivariada como método preditivo resulta em uma distribuição de valores preditos mais estreita do que a original dos dados, com tendência a superestimar os menores valores e subestimar os maiores. Quando o principal objetivo for a predição desses extremos, os valores altos e baixos poderão ser ajustados pela atribuição de pesos diferenciados na regressão, embora sua aplicação seja subjetiva e resulte em um estimador estatisticamente tendencioso (Wendt e Sakurai, 1986).

##### 4.4.1 - Modelo de Regressão Linear

Antes da elaboração do modelo de regressão linear propriamente dito, procurou-se, pelo procedimento denominado *stepwise regression*, determinar que variáveis preditivas seriam mais importantes para o modelo e que resultariam em maior coeficiente de correlação múltipla. Foram selecionadas as variáveis raios gama e porosidade do perfil de densidade, de maneira que a inclusão de novos parâmetros não melhoraria significativamente o modelo de regressão.

Ao contrário da porosidade, cuja distribuição aproxima-se da normal, a permeabilidade freqüentemente apresenta-se com distribuição lognormal. Por este motivo, é comum se aplicar uma transformação logarítmica para aproximá-la de uma normal. Assim, o seguinte o modelo de regressão foi utilizado:

$$\ln K = b_0 + b_1 RG + b_2 \phi_D + e$$

onde:

$\ln K$  - logaritmo natural da permeabilidade;  
 $b_0$  - termo independente da equação;  
 $b_1$  e  $b_2$  - coeficientes das variáveis independentes;  
 $RG$  - variável raios gama;  
 $\varnothing_D$  - variável porosidade do perfil densidade;  
 $e$  - erro aleatório relativo à variação da permeabilidade não explicada pelo modelo.

O uso do modelo de regressão linear pressupõe que certas suposições teóricas sejam obedecidas. Resumem-se a quatro condições (Souza Jr., 1991): 1) todas as variáveis envolvidas no modelo devem ser medidas sem erros, o que raramente é possível; 2) a variável-resposta e as preditivas são normalmente distribuídas; pequenos desvios são aceitáveis; 3) os erros aleatórios devem apresentar distribuição normal com média nula e variância constante (homocedasticidade). Pela análise gráfica dos erros é possível identificar várias inadequações do modelo de regressão, principalmente as que dizem respeito a heterocedasticidade, elementos discrepantes (*outliers*), modelo não-linear e não-normalidade (Mardone, 1991); 4) os erros de predição são independentes e não-autocorrelacionáveis.

A transgressão dessas suposições é aceitável quando a análise de regressão é usada somente para fins preditivos (Gunst e Mason, 1980 in Souza Jr., 1991). Nesse caso, utiliza-se o modelo regressivo conhecido por *Ordinary Least Square* (OLS), que minimiza a soma dos desvios quadrados entre os pontos conhecidos e a reta regressora.

Outro aspecto importante é o diagnóstico da existência de colinearidade ou multicolinearidade entre as variáveis independentes (Sarzenski e Toledo, 1990). O teste efetuado, pela opção *Collin SAS Institute Inc.*, 1988, demonstrou ser negativo.

O modelo obtido para a predição da permeabilidade foi:

$$\ln K = -0,783 - 0,022RG + 0,339 \varnothing_D$$

Este modelo é aplicável a valores de  $RG$  entre 49 e 128 unidades API, e  $\varnothing_D$  entre 11,5% e 29,0%. O coeficiente de determinação obtido foi de 75%, considerado satisfatório.

Utilizando-se a equação que relaciona a permeabilidade com os parâmetros de perfis, foi possível calcular, para cada zona, valores de permeabilidade espaçados de 20 cm. Para a obtenção dos valores médios de cada zona, foram computadas médias aritméticas e geométricas destes valores pontuais.

Na figura 10, apresenta-se uma comparação entre os valores de permeabilidade obtidos em laboratório e os calculados pela regressão.

#### 4.4.2 - Obtenção dos Valores Médios de Permeabilidade

A média aritmética de valores pontuais de porosidade ao longo dos intervalos de interesse é amplamente utilizada para a obtenção de valores médios. Entretanto, para a determinação da permeabilidade média, algumas implicações estão diretamente relacionadas ao tipo de média a ser utilizada. O uso da média aritmética implica admitir que o reservatório é constituído por camadas homogêneas e com fluxo paralelo em direção ao poço. A média harmônica está relacionada à idéia de reservatórios constituídos por círculos concêntricos de rocha e com fluxo em série para o poço. A utilização da média geométrica equivale a considerar que o fluxo no meio poroso é completamente aleatório até chegar ao poço (Menezes *et al.* 1985).

Uma das formas de determinar o tipo de média mais adequado para a permeabilidade é a comparação gráfica entre os valores obtidos por testes de formação e os calculados pelos diferentes tipos de médias, procurando-se encontrar uma reta que se aproxime da de 45° (Menezes *et al.* 1985). Isso raramente é obtido devido aos inúmeros erros e incertezas envolvidas em todo o processo.

Para este estudo em Curimã, reinterpretaram-se quantitativamente todos os testes de formação disponíveis, para obter valores de permeabilidade efetiva para o óleo. Posteriormente, esses valores foram convertidos em permeabilidade absoluta (usada uma permeabilidade relativa média de 0,43) e comparados aos obtidos pelas médias geométrica e aritmética, sendo que esses últimos demonstraram ser mais compatíveis.

Apesar da pequena disponibilidade dos dados quantitativos de testes (18), tentou-se estabelecer uma regressão entre as permeabilidades obtidas por testes de formação e as oriundas da média aritmética dos valores pontuais obtidos para os intervalos canhoneados correspondentes, chegando-se à seguinte relação:

$$Y = 2,04 + 0,687Z$$

onde:

Y - logaritmo natural das permeabilidades de testes de formação;

Z - logaritmo das permeabilidades obtidas pelas médias aritméticas.

Como se esperava, dados os inúmeros erros envolvidos, a qualidade da regressão foi razoável (coeficiente de determinação 0,50), devendo ser encarada como uma tentativa de se conferir maior confiabilidade aos valores de permeabilidade obtidos por métodos indiretos. Essa equação foi utilizada para a obtenção dos valores médios de permeabilidade para as zonas produtoras e unidades de fluxo. Embora tais estimativas não devam ser analisadas por seus valores absolutos, que carecem

de maior precisão, seus valores relativos, indiscutivelmente, têm aplicação prática, definindo as melhores e as piores porções do reservatório.

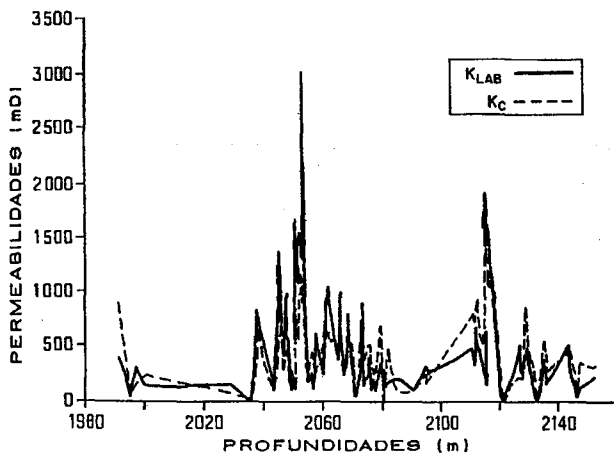


Fig. 10 - Correlação entre as permeabilidades de laboratório  $K_{LAB}$  e as permeabilidades estimadas  $K_C$ . Verifica-se um bom ajuste para valores intermediários de permeabilidade.

Fig. 10 - Correlation between the laboratory permeabilities  $K_{LAB}$  and the estimated permeabilities  $K_C$ . A good adjustment for intermediate permeability values is seen.

#### 4.4.3 - Determinação das Unidades de Fluxo

A obtenção de valores médios de permeabilidade para as zonas produtoras permite a subdivisão dos reservatórios em intervalos mais homogêneos e que apresentam valores médios similares para aquelas propriedades que afetam o fluxo de fluidos no meio poroso, notadamente a permeabilidade. Esses intervalos – denominados unidades de fluxo (Hearn *et al.* 1986) – irão apresentar comportamentos de produção diferentes. Seu mapeamento é importante no planejamento da exploração e nos projetos de recuperação suplementar.

Neste trabalho, para a determinação das unidades de fluxo, lançaram-se em um gráfico todas as medidas disponíveis das permeabilidades e porosidades obtidas em laboratório e pertencentes à eletrofácies 1, que compreende as amostras do reservatório, associadas a uma classificação qualitativa dos indícios de óleo (fig.11). Analisando-se o gráfico, foi possível caracterizar três unidades de fluxo UF-1, UF-2 e UF-3. A unidade de fluxo UF-3 envolve valores de  $K_{LAB}$  inferiores a 100 mD, correspondendo àqueles reservatórios com indícios heterogêneos de óleo. A unidade de fluxo UF-2 foi caracterizada na faixa entre 100 mD e 700 mD; a unidade de fluxo UF-1 compreendendo os valores acima de 700 mD e representando as melhores porções dos reservatórios.

O conceito de unidades de fluxo, ao incorporar as características petrofísicas dos reservatórios, torna-se mais complexo e realista do que os modelos

litofaciológicos e eletrofaciológicos. Operacionalmente, é útil na escolha dos intervalos a serem canhoneados para a produção de óleo.

Na figura 12, apresenta-se um diagrama de médias para todas as variáveis relativas a cada unidade de fluxo. Na tabela II, ilustra-se a relação entre as unidades de fluxo e as litofácies presentes em Curimã.

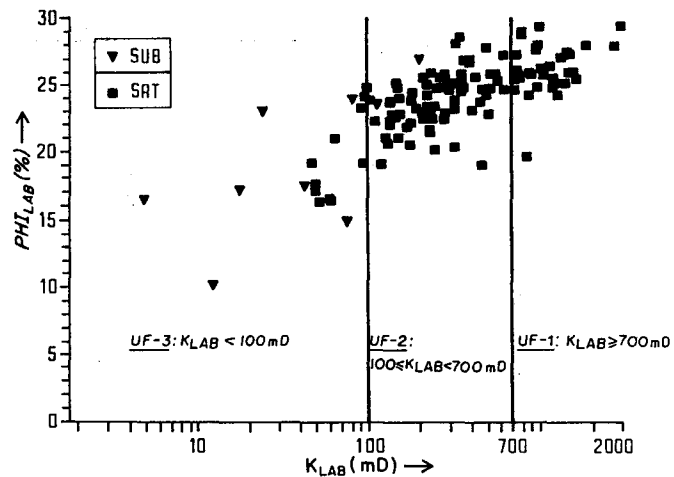


Fig. 11 - Determinação das unidades de fluxo UF-1, UF-2 e UF-3. Simbologias: porosidade de laboratório:  $\varnothing_{LAB}$ ; permeabilidade de laboratório:  $K_{LAB}$ ; plugues saturados de óleo: ■ SAT; plugues subsaturados de óleo: ▼ SUB.

Fig. 11 - Determination of the flow units UF-1, UF-2 and UF-3. Symbols: laboratory porosity:  $\varnothing_{LAB}$ ; laboratory permeability:  $K_{LAB}$ ; oil saturated plugs: ■ SAT and oil subsaturated plugs: ▼ SUB.

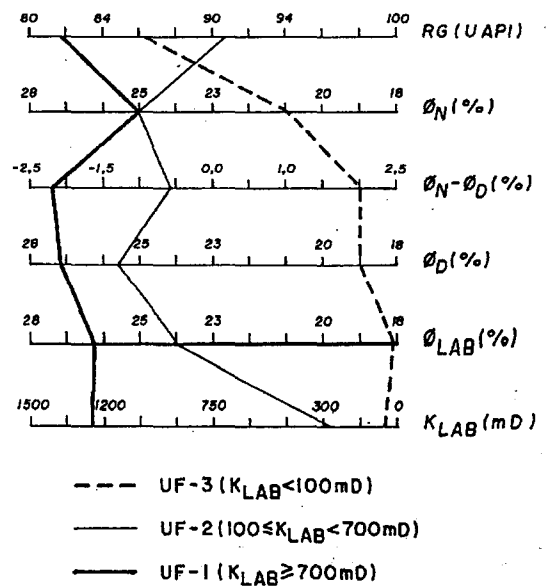


Fig. 12 - Diagrama de valores médios para as unidades de fluxo UF-1, UF-2 e UF-3. Simbologia na figura 6.

Fig. 12 - Diagram of average values for flow units UF-1, UF-2 and UF-3. Symbols in figure 6.



TABELA II / TABLE II

**CARACTERIZAÇÃO DAS UNIDADES DE FLUXO (UF)**  
**FLOW UNITS CHARACTERIZATION (UF)**

UF	LITOFÁCIES	ELETROFÁCIES	PERMEABILIDADE (mD)
1	AF	1	$K > 700$
2	AF, AMF	1	$100 < K < 700$
3	AMF	1	$K < 100$

AF: Fine Sandstone; AMF: Very fine sandstone.  
 AF: Arenito fino; AMF: Arenito muito fino.

4.4.4 - Distribuição Vertical das Unidades de Fluxo

Os procedimentos descritos permitiram estimar valores de permeabilidade absoluta para todos os poços do campo, em intervalos discretos de 20 cm, tornando possível a análise das variações verticais observadas ao longo das zonas produtoras. Para isso, foram confeccionadas diversas seções estratigráficas e estruturais de detalhe, onde as unidades de fluxo foram delineadas. Para efeito de representação, foram considerados somente os corpos arenosos com espessuras superiores a 40 cm. O rastreamento lateral das unidades de fluxo é complexo e comporta inúmeras possibilidades, optando-se aqui por interpretações coerentes com o histórico de produção e a variação faciológica dos reservatórios. Na figura 13, ilustra-se uma das seções estratigráficas.

Genericamente, pode-se dizer que as zonas C, D e E apresentam razoável continuidade lateral e vertical de seus reservatórios, não havendo barreiras significativas ao fluxo. A maior parte dos reservatórios situa-se na unidade de fluxo UF-2, sendo pouco frequentes os intervalos pertencentes à unidade de fluxo UF-1. Mas estes, quando presentes, são importantes pois representam intervalos com altas permeabilidades e que podem funcionar como caminhos preferenciais ao deslocamento de fluidos.

Os valores médios de saturações de água, calculados para cada unidade de fluxo (fig. 13), estão diretamente relacionados à qualidade dos reservatórios. Assim, os menores valores são aqueles pertencentes à unidade de fluxo UF-1. Não existem variações abruptas entre os valores das saturações e que poderiam significar barreiras de permeabilidade.

5 - MAPEAMENTO DAS ZONAS PRODUTORAS

Nesta etapa, mapearam-se os atributos diretamente relacionados à qualidade dos reservatórios. Os mapas são referentes aos parâmetros de corte de mapeamentos anteriores vigentes, sendo 13% para a porosidade efetiva e 30% para o volume de argila.

Cada uma das três principais zonas (C, D e E) do campo foi mapeada de acordo com o conjunto de mapas: espessura e percentagem da eletrofácies 1; isopermeabilidade absoluta, isoporosidade efetiva e espessura para cada uma das três unidades de fluxo UF-1, UF-2 e UF-3; isoprodução de água e óleo; e percentagem de arenito com permeabilidade superior a 100 mD (limite inferior da unidade de fluxo UF-2).

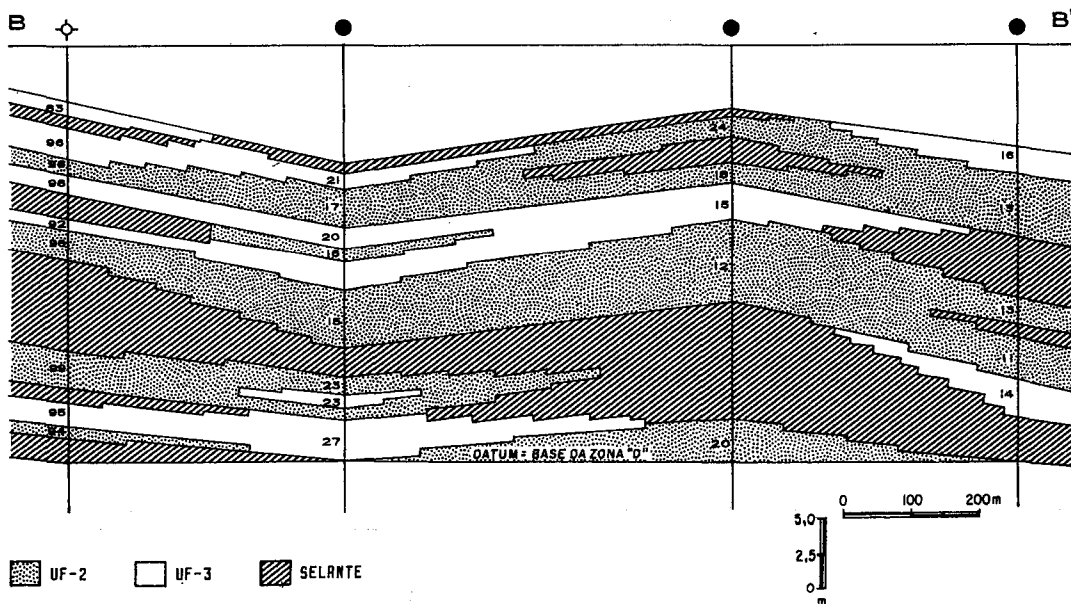


Fig. 13 - Seção estratigráfica B-B' na Zona D mostrando as unidades de fluxo UF-2, UF-3 e selantes. Os números referem-se às saturações de água. Localização na figura 3.

Fig. 13 - Stratigraphic section B-B' in Zone D showing the flow unit types UF-2, UF-3 and sealing materials. Numbers refer to water saturation. Location in figure 3.

Com esse mapeamento, procurou-se fazer um detalhamento das características permoporosas das zonas produtoras, obtendo-se melhor entendimento dos parâmetros de produção relativos ao campo. A comparação dos mapas de isoprodução acumulada de óleo com aqueles relativos às percentagens de arenito com permeabilidades superiores a 100 mD revela, de maneira geral, boa concordância, onde as maiores espessuras de bons reservatórios equivalem às maiores produções acumuladas (fig. 14).

Utilizando as unidades de fluxo, foi possível estimar

os volumes originais de óleo para as três zonas produtoras, valendo-se dos mapas de espessura, isoporosidade efetiva e isosaturação de água, de cada unidade. Dessa forma, obteve-se um volume de óleo cerca de 6% maior do que o anterior.

Nas figuras 14, 15 e 16, apresentam-se alguns mapas da Zona D, que mostram as espessuras das unidades de fluxo UF-1 e UF-2, a percentagem de arenito e a produção acumulada de óleo, assim como a isoporosidade efetiva e a isopermeabilidade absoluta da UF-2, Zona D.

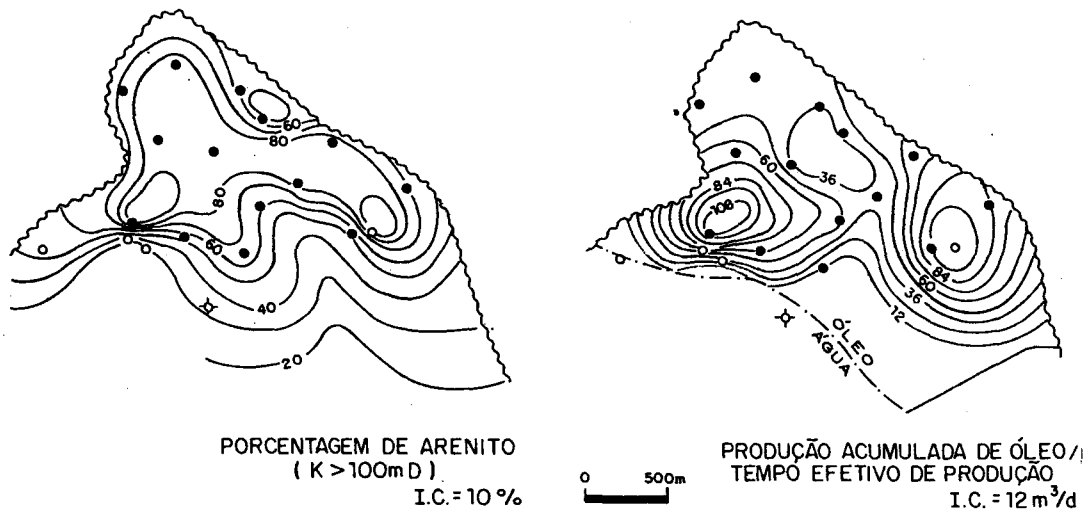


Fig. 14 - Mapas de percentagem de arenito (permeabilidade superior a 100 mD) e produção acumulada de óleo normalizada para o tempo efetivo de produção, zona D.

Simbologias: - - - contato óleo/água; ~~~ discordância; • poço produtor na zona D; ○ poço produtor em outra zona; ✧ poço seco.

Fig. 14 - Maps with sandstone percentage (permeability higher above 100 mD) and accumulated oil production normalized for the production effective time, Zone D.

Symbols: - - - oil-water contact; ~~~ unconformity; • productive well within Zone D; ○ productive well in a different zone. ✧ dry well.

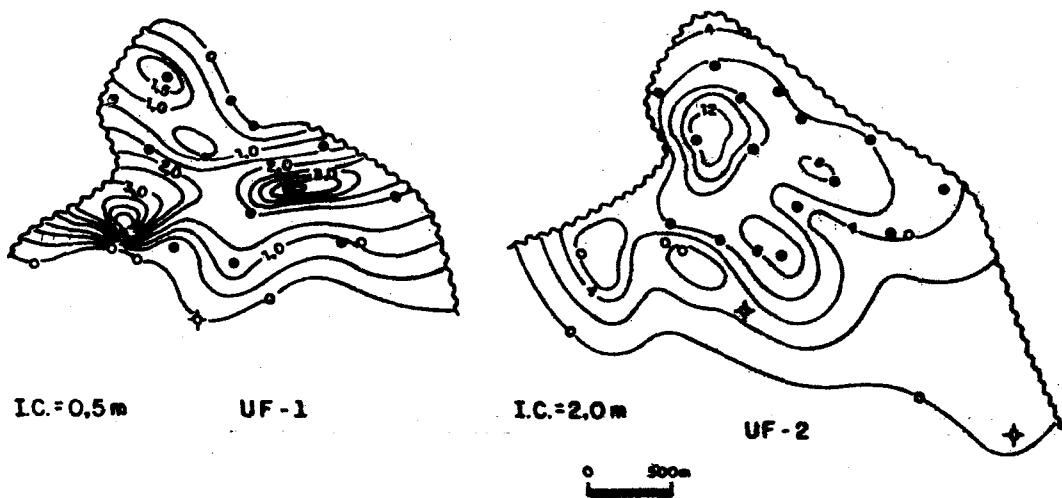


Fig. 15 - Mapas de espessura das unidades de fluxo UF-1 (permeabilidades superiores a 700 mD) e UF-2 (permeabilidades entre 100 e 700 mD), zona D. Simbologia na figura 14.

Fig. 15 - Thickness maps for flow units UF-1 (permeabilities above 700 mD) and UF-2 (permeabilities between 100 mD and 700 mD), Zone D. Symbols in figure 14.

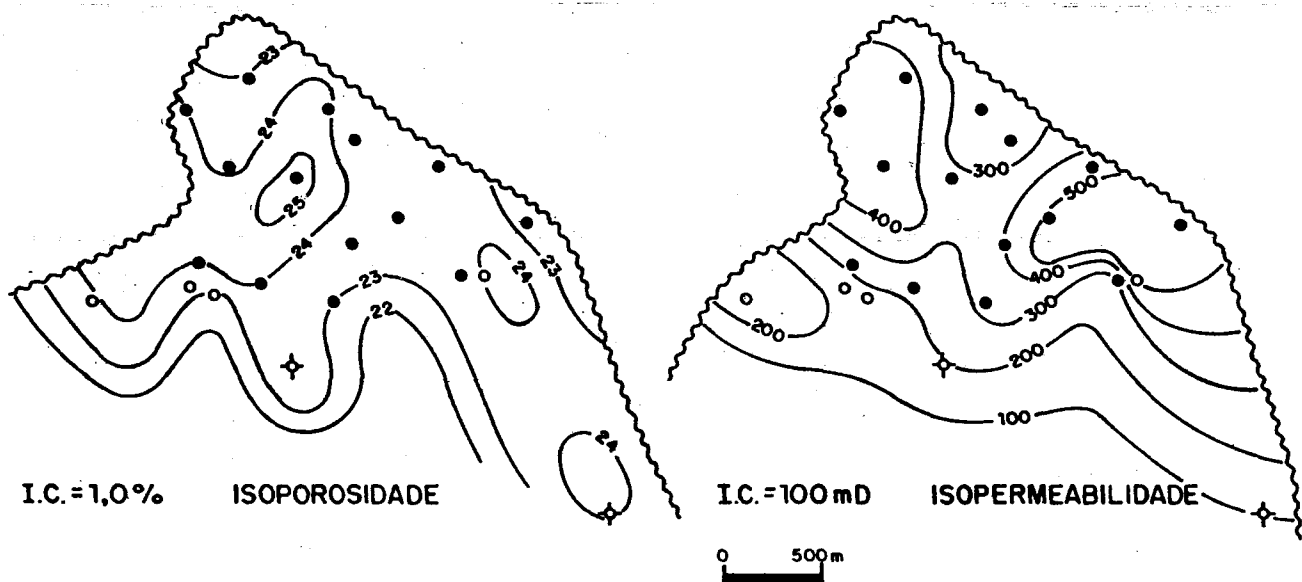


Fig. 16 - Mapas de isoporosidade efetiva e isopermeabilidade absoluta da unidade de fluxo UF-2, Zona D. Simbologias na figura 14.  
 Fig. 16 - Maps of effective isoporosity and absolute permeability of flow unit UF-2, Zone D. Symbols in figure 14.

## 6 - CONCLUSÕES

As cinco litofácies presentes no Campo de Curimã puderam ser agrupadas em duas eletrofácies, correspondentes aos reservatórios e não-reservatórios. Com uma análise discriminante, essa classificação pode ser estendida a todos os poços do campo, obtendo-se um acerto médio de 83%. A melhor discriminação foi obtida com o uso das variáveis raios gama e porosidade do perfil densidade.

Estimativas de valores pontuais de permeabilidade foram obtidas pela análise de regressão linear multivariada, onde as variáveis independentes foram os valores de raios gama e porosidade dos perfis de densidade. O coeficiente de determinação foi de 75%, considerado satisfatório. Com essas estimativas, foi possível estender as unidades de fluxo a todos os poços do campo.

As médias - aritmética e geométrica dos valores pontuais de permeabilidade, correlacionadas aos valores calculados a partir de testes de formação indicaram a média aritmética como a mais adequada para o Campo de Curimã.

A qualidade dos reservatórios caracterizou-se por três unidades de fluxo, em função do grau de impregnação de óleo presente nos testemunhos: UF-3 ( $K < 100$  mD), UF-2 ( $100 < K < 700$  mD) e UF-1 ( $K > 700$  mD).

A maior parte dos reservatórios é constituída da unidade de fluxo UF-2, sendo pouco freqüentes os

intervalos pertencentes à unidade de fluxo UF-1, que podem funcionar como caminhos preferenciais ao deslocamento de fluidos, por representarem intervalos com as mais altas permeabilidades.

O mapeamento das unidades de fluxo possibilitou melhor compreensão dos históricos de produção dos diversos poços produtores do Campo de Curimã, assim como das variações nas características dos reservatórios.

Uma estimativa do volume original de óleo contido nas três principais zonas, obtida com o emprego das unidades de fluxo e mapas de espessura, isoporosidade efetiva e isosaturação de óleo, indicou valores 6% superiores aos dos volumes anteriormente calculados.

## AGRADECIMENTOS

A Paulo M. C. Horschutz, pela revisão e sugestões que permitiram aprimorar o texto final.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BELTRAMI, C.V. *Litoestratigrafia da Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1990. (Relatório interno).
- CASTRO, J.C., BARROCAS, S.L.S. Controle do ambiente deposicional e da diagênese associada na formação de

reservatórios terrígenos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984. v.3 p.1262-1272, 1984.

DUARTE, R.L.B. *Modelo deposicional, diagênese e petrofísica dos arenitos aptianos do Campo de Curimã*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1984. Dissertação (Mestrado).

FOLK, R.L. *Petrology of sedimentary rocks*. Austin: Hemphills, 1974.

HALDORSEN, H.H. Simulator parameter assignment and the problem of scale in reservoir engineering. In LAKE, L.W., CARROL JR, H.B. (Ed.) *Reservoir Characterization*. Orlando, Florida: Academic Press: 1986. p.293-339.

HEARN, C.L., HOBSON, J.P., FOWLER, M.L. Reservoir characterization for simulation, Hartzog Draw Field, Wyoming. In LAKE, L.W., CARROL JR, H.B. (Ed.) *Reservoir Characterization*, Florida: Academic Press, 1986. p.341-372.

MAIA, F.J. *Campo de Curimã, histórico e estágio atual de desenvolvimento*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1988. (Relatório interno).

MELLO, M.R., SOLDAN, A.L., CERQUEIRA, J.R., BELTRAMI, C.V. Geoquímica da Sub-Bacia de Mundaú, Bacia do Ceará. *Boletim*

Técnico da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 27, n. 2, p.97-108, 1984.

MENEZES, A.C.L., MILANEZ, P.V.A., SALGADO, P.R.G. *Tentativa para determinação de porosidade e permeabilidade de corte*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, 1985. (Comunicação técnica SERES-002/85).

SARZENSKI, D.J., TOLEDO, J.B. *Correlação rocha-perfil: conceitos e aplicação em reservatórios heterogêneos*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1990. (Relatório interno).

STATISTICAL ANALYSIS SYSTEM INSTITUTE INCORPORATION. *SAS user's guide: basics, version 5*. Edition. Cary: SAS INSTITUTE, 1984. 1290 p.

SOUZA JR., O.G. *Análise quantitativa dos reservatórios da Zona 400 dos campos de Canto do Amaro e Alto da Pedra, Bacia Potiguar*. Natal: PETROBRAS. DEBAR. DIRGEO, 1991. (Relatório interno).

WENDT, W.A., SAKURAI, S., NELSON, P.H. Permeability Prediction from well logs using multiple regression. In LAKE, L.W., CARROL JR, H.B. (Ed.) *Reservoir Characterization*. Orlando, Florida: Academic Press, 1986. p.181-221.

## EXPANDED ABSTRACT

The Curimã Field is situated in the continental shelf of Ceará State, in the Mundaú Sub-Basin, 50 km from the coast line, with 50 m of water level (fig.1).

The main reservoirs are fine to very fine sandstones, with permoporos characteristics, belonging to Mundaú and Paracuru formations, respectively corresponding to the rift and transitional phases of the basin tectonic evolution (fig.2). The reservoirs were divided into seven producing zones, and for three of them, zones C, D and E (fig. 4), since 1985, a project for supplementary recovery through water injection is being carried out.

Based on core collected in zones C, D and E five lithofacies were characterized (fig.6), and it was possible to group them in two electrofacies (fig.8) corresponding to reservoirs and nonreservoirs. Through discriminant analysis this classification was applied for all wells of the field, 83% was the average success ratio, and it was considered satisfactory. The best discrimination was obtained using the variables gamma-ray and porosity of the density log.

The estimates for permeability values (fig.10) were obtained through the multivariate linear regression analysis, where the independent variables were the gamma-ray values and the porosities of the density log; the determination coefficient was 75%, and this was considered satisfactory.

In order to obtain the average permeability values, the arithmetic mean and the geometric mean of the punctual values obtained for each producing zone, were correlated with those values calculated for the formations tests, and the option was for the arithmetic mean as the most adequate for the Curimã Field.

To better characterize the quality of the reservoirs, they were divided into three flow units, UF-1, UF-2 and UF-3, based on the qualitative analyses of the degree of oil impregnation found in the well cores (fig.2). The flow unit UF-3, corresponding to reservoirs with heterogeneous indications, presents permeability values below 100 mD; the flow unit UF-2, with homogeneous indications and totally saturated with oil, presents values ranging from 100 mD to 700 mD, and the best reservoirs belonging to flow unit UF-1 usually present values above 700 mD (fig. 12).

Through detailed stratigraphic cross-sections it was possible to characterize the lateral and vertical distribution of the flow units. Most reservoirs are situated in flow unit UF-2 (fig.13), and intervals belonging to flow unit UF-1 are less frequent but when they are present they are important because they represent intervals with high permeabilities that may work as preferential paths to the flow of fluids.

Following these procedures it was possible to obtain a detailed mapping of the permoporos characteristics of the reservoirs (figs. 14 and 15) allowing a better understanding of the production history in several production wells. Such maps illustrating the lateral changes of the reservoir characteristics are useful when planning additional exploitation programs and supplementary oil recovery. The original volumes of oil related to zones C, D and E were estimated by means of their respective flow units, using maps of thickness, effective isoporosities and oil isosaturation for each unit. It was found a volume of oil approximately 6% higher than what was found in earlier calculations based on a cut off of 13% for porosity and 30% for clay content.