

ANÁLISE DE IMAGENS NO ESTUDO DO SISTEMA POROSO DE ROCHAS-RESERVATÓRIO

IMAGE ANALYSIS IN THE STUDY OF THE POROUS SYSTEM OF RESERVOIR ROCKS

Sylvia M. Couto Anjos¹, Rogério Schiffer de Souza¹, Marcelo Blauth², Carlos Rogério O. Rodrigues¹ e Ailton L. S. de Souza¹

RESUMO - As propriedades petrofísicas das rochas-reservatório são fortemente controladas pela geometria do espaço poroso. O tamanho, o volume e a conectividade dos poros são parâmetros que podem ser avaliados semiquantitativa e qualitativamente pela petrografia óptica. Análises petrofísicas de detalhe, como as de pressão capilar, usadas para interpretar tamanhos de gargantas, não fornecem informações quanto à sua forma e distribuição espacial. A utilização de sistemas computadorizados de análise de imagens (AI) permite rápida avaliação quantitativa da geometria e distribuição do espaço poroso das rochas-reservatório a partir da análise de lâminas delgadas. O sistema de análise de imagens implantado no Setor de Geologia de Reservatórios (SEGRES) da Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (DIGER) visa a caracterizar o espaço poroso das rochas-reservatório, otimizar as medidas petrográficas, correlacioná-las às medidas petrofísicas, de modo a prover um sistema complementar de estudo da geometria do espaço poroso. Pode-se até mesmo desenvolver metodologia capaz de prever valores de porosidade e permeabilidade em intervalos onde a ausência de testemunhos e/ou plugues impeça a realização de medidas petrofísicas. A existência de amostras laterais e/ou de calha permite a confecção de lâminas delgadas, processadas pelo analisador, permitindo, então, a estimativa das medidas petrofísicas. A metodologia implantada utiliza imagens de elétrons retroespalhados (BSE), obtidas de lâminas delgadas analisadas em microscópio eletrônico de varredura (MEV). Estas imagens são digitalizadas e transmitidas para o analisador, onde são processadas. O analisador consiste em um microcomputador, dois monitores coloridos de alta resolução, uma impressora e uma unidade de controle de brilho e contraste da imagem adquirida. O equipamento utiliza o *software* IPA-85, da Tracor Northern Inc., que dispõe de uma série de aplicativos de processamento e análise de imagens. A análise de imagens foi utilizada em estudos de arenitos da Formação Pendência, testemunhados na parte emersa da Bacia Potiguar e em calcarenitos da Formação Guarujá, na Bacia de Santos. Nos primeiros, foram obtidas medidas de porosidade, tamanho, forma e distribuição dos poros em lâminas delgadas de arenitos fluviais, deltaicos e turbidíticos, que foram comparadas com os respectivos valores das análises petrofísicas e petrográficas. Os diversos padrões de tamanho, distribuição e conectibilidade dos poros apresentaram boa correlação com os valores petrofísicos de laboratório, o que permitiu explicar as diferentes permeabilidades dos reservatórios analisados. Nos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá, no Campo de Tubarão, parâmetros obtidos pela análise de imagens, tais como tamanho de poros, perímetro externo, área média e fator forma dos poros apresentaram boa correlação com valores petrofísicos de laboratório, tais como permeabilidade, tamanho de garganta de poros e eficiência de recuperação de mercúrio. Desta forma, a metodologia permitiu o cálculo de valores de permeabilidade correlacionáveis com os valores medidos por métodos petrofísicos.

(Originais recebidos em 28.01.94).

ABSTRACT - The petrophysical properties of reservoir rocks are strongly controlled by the geometry of the porous space. Size, volume, and interconnection of the pores are parameters that may be semiquantitative and qualitatively evaluated through optical petrography. Detailed petrophysical analyses, such as capillary pressure, used to interpret the size of the throats do not furnish information about its shape and spatial distribution. Image analysis (AI) of thin sections, using computer systems, permits a fast quantitative evaluation of the geometry and distribution of the porous space of the reservoir rocks. The image analysis system being used at the Geology of Reservoirs Sector (SEGRES) of the Geology and Engineering of Reservoir Division (DIGER) aims to characterize the porous space of reservoir rocks, to optimize the petrographic measurements, correlating them to the petrophysical measurements, in order to provide a complementary system to study the porous space geometry. It is even possible to develop methodology capable of foreseeing values for porosity and permeability in intervals where the lack of core samples and/or plugs restrain petrophysical measurements. The presence of lateral and/or cuttings samples permits the preparation of thin sections which are processed by the analyzer, therefore allowing petrophysical measurements estimates. The methodology being used utilizes backscattered electrons (BSE) images obtained from thin sections analyzed by scanning electron microscopy (SEM). These images are digitized and sent to the analyzer in order to be processed. The analyzer consists of a computer, two high resolution color monitors, a printer and a unit that controls brightness and contrast of the acquired image. This equipment uses the IPA-85 software, of Tracor Northern Inc., that has several applicatives to process and analyze images. The image analysis was used in the study of sandstones of the Pendência Formation that were cored from the outcropping portions of the Potiguar Basin, and calcarenites of the Guarujá Formation in Santos Basin. While studying the sandstones, measurements of porosity, size, shape and pore distribution were collected in thin sections from fluvial, deltaic and turbiditic sandstones which were compared with the respective values of the petrographic and petrophysical analyses. The size, distribution and pore connection patterns showed good correlation with the petrophysical values obtained in the laboratory, which permitted to explain the different permeability results of the reservoirs analyzed. In the carbonatic reservoirs of the Guarujá Formation, at Tubarão Field, the pore size, external perimeter, average area and pore shape factor parameters obtained by image analyses presented good correlation with the petrophysical values of the laboratory, such as permeability, size of the pore throat and efficiency of the mercury recovered. The methodology thus permitted calculation of permeability values correlative with the values measured by petrophysical methods.

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

- 1 - Setor de Geologia de Reservatórios (SEGRES), Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (DIGER), Centro de Pesquisas (CENPES), Avenida 1, Quadra 7, Cidade Universitária, 21949-900, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- 2 - E&P-BC/GERET/GEREV-S - Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, 27931-350, Macaé, RJ, Brasil.

1 - INTRODUÇÃO

As propriedades petrofísicas de uma rocha-reservatório dependem basicamente da geometria de seu espaço poroso, que é complexo e heterogêneo devido aos diversos processos deposicionais e diagenéticos que atuam na sua formação. As microscopias óptica e eletrônica são ferramentas indispensáveis para definir a composição mineralógica de grãos e cimentos, seleção, granulometria, tamanho aproximado e tipo dos poros existentes nas rochas-reservatório. Contudo, a avaliação dos tipos e tamanho de poros é, em grande parte, qualitativa e de difícil correlação com as medidas quantitativas obtidas nas análises petrofísicas. Mesmo a contagem de pontos, processo lento e cansativo, quantifica apenas alguns parâmetros, cujas característica e precisão nem sempre permitem boas correlações com parâmetros petrofísicos e medidos em laboratório. Variáveis como porosidade, permeabilidade e distribuição do tamanho das gargantas dos poros medidas em laboratório não explicam completamente a complexidade do sistema poroso, uma vez que não expressam apropriadamente as informações sobre tamanho de poros e conectividade entre eles. Reservatórios com a mesma porosidade, a mesma permeabilidade e tamanho de gargantas semelhantes podem apresentar eficiência de recuperação diferentes, indicando a complexidade do sistema poroso (Ehrlich e Davies, 1989).

A análise de imagens (AI) emerge, assim como uma ferramenta promissora para quantificar o espaço poroso das rochas-reservatório (Ruzyla, 1984; Ehrlich *et al.* 1984; Ruzyla, 1986; Pye, 1984; Yaming *et al.* 1986; Mainwaring e Petruck, 1989; Tomutsa *et al.* 1989; Tomutsa e Brinkmeyer, 1990; Davies, 1990; Ehrlich *et al.* 1991a; Ehrlich *et al.* 1991b; McCreesh *et al.* 1991, entre outros), pois caracteriza, de forma objetiva, precisa e rápida a geometria porosa, o que possibilita estimar algumas medidas petrofísicas e fornecer parâmetros não quantificados por outros métodos, tais como perímetro, área, forma e rugosidade do sistema poroso. Desta forma, a partir de uma imagem bidimensional, fazem-se estimativas de parâmetros petrofísicos obtidos de amostras de rocha tridimensionais. Além disso, a análise de imagens se reveste de importância adicional, visto que permite a avaliação da geometria porosa de amostras pequenas, como as de calha e lateral, retiradas de intervalos não-testemunhados ou sem disponibilidade de plugues.

A técnica de análise de imagens (AI) pode ser aplicada usando-se lâminas delgadas ou seções polidas, bastando, para tanto, obterem-se, por meio de microscópio óptico ou eletrônico de varredura imagens que, ao serem digitalizadas, permitam seu processamento por computador.

Um sistema quantitativo de análise de imagens foi implantado no Setor de Geologia de Reservatórios da Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (CENPES/DIGER/SEGRES), e isso permitirá otimizar as

medidas petrográficas, e correlacioná-las com as medidas petrofísicas de modo a prover um sistema complementar de estudo da geometria porosa.

Objetiva-se, aqui, mostrar os procedimentos até agora implantados na análise de imagens de rochas-reservatório, utilizando-se o microscópio eletrônico de varredura, e citar alguns exemplos brasileiros de estudos já realizados.

2 - PROCESSAMENTO DE IMAGENS

O termo análise de imagens pode ser definido como uma manipulação computadorizada de qualquer imagem ou figura; ou ainda como uma técnica para se obterem informações quantitativas por meio de medidas das feições de uma imagem. É, portanto, uma técnica que caracteriza, classifica e compara imagens, usando valores numéricos para as suas propriedades. Esta técnica vem de encontro à necessidade de quantificar parâmetros que o olho humano – embora excelente no reconhecimento de padrões, formas e relações espaciais – só consegue estimar (como informações quantitativas de uma imagem). Nos últimos anos, a análise de imagens vem sendo implementada em diversos campos da ciência e das artes e é, sem dúvida, uma resposta a pelo menos dois grandes avanços tecnológicos: a melhoria técnica dos computadores (com menor tamanho, maior rapidez e capacidade de processamento e a preços cada vez mais acessíveis), e o desenvolvimento de aparelhos de aquisição de imagem (câmeras de vídeo e microscópios eletrônicos). Além destes, sem dúvida alguma, pode-se citar também o desenvolvimento de *software* capazes de processar imagens, além de apresentar e melhor definir figuras.

A análise de imagens envolve uma série de etapas principais:

- Aquisição da imagem – uma imagem proveniente de algum tipo de sensor (tanto de um microscópio eletrônico de varredura, quanto de uma câmera de vídeo) é digitalizada e transferida para um computador;
- Melhoria da imagem (*image enhancement*) – refere-se a um conjunto de procedimentos que visa a aumentar o contraste da imagem, e a melhorar os limites e bordas de seus componentes;
- Segmentação/binarização – a segmentação é a etapa mais crítica de todas, pois é nesta fase que se busca identificar regiões de interesse e distingui-las do fundo. Nesta etapa ocorre a conversão de uma imagem com diversos tons de cinza para uma imagem binária na qual os *pixels* (*picture elements*) são codificados como zero ou um;
- Extração de atributos – utilizando a imagem binária, o computador pode então extrair os atributos da imagem, ou seja, fazer uma série de medidas tais como perímetro, área, razões e coeficientes variados;

- Classificação – feitas as medidas, elas podem ser tratadas estatisticamente e comparadas com quaisquer outros parâmetros.

3 - MÉTODOS

A metodologia de análise de imagens utilizada no CENPES/DIGER/SEGRES consiste na obtenção de imagens a partir de lâminas delgadas analisadas em microscópio eletrônico de varredura (foto 1). As lâminas delgadas (foto 2) são impregnadas com resina epóxi azul, recebem polimento adicional com pasta de diamante (para a obtenção de uma imagem clara e nítida) e são recobertas por uma fina película de carbono (a fim de torná-las condutoras).

No MEV, utiliza-se o sinal obtido pelos detectores de elétrons retroespalhados (BSE - *backscattered electrons*), que formam uma imagem, em tons de cinza, correspondente à densidade atômica média dos constituintes, ou seja, quanto maior sua densidade eletrônica (ou número atômico) maior será a luminosidade da imagem (foto 3 e tabela I). Como os poros estão preenchidos pela resina epóxi, material de baixo número atômico, estes aparecerão com a tonalidade mais escura, diferenciando-se dos grãos e cimentos, os quais apresentarão tonalidades mais claras.

Após ajustados brilho e contraste, por meio dos controles do MEV, estas imagens são enviadas ao analisador por um gerador de varredura (SSG – *super scan generator*), para então serem processadas.



Foto 2 - Porta-amostra com uma lâmina delgada metalizada com fina película de carbono para ser analisada pelo MEV.

Photo 2 - Sample holder with a thin section covered with a fine film of carbon ready to undergo analysis by the SEM (scanning electron microscope).

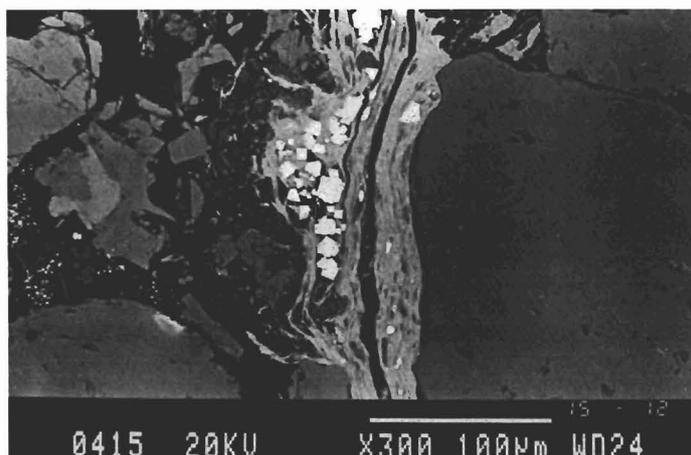


Foto 3 - (A) Imagem por elétrons retroespalhados (BSE) obtida de uma lâmina delgada analisada pelo MEV. Notar o cinza escuro do quartzo (grãos grandes à direita), contrastando com a pirita (grãos pequenos e brancos espalhados no centro da foto).

Photo 3 - (A) Image by backscattered electrons obtained from a thin section analyzed at the SEM. Note the dark gray of quartz (large grain to the right), contrasting with pyrite (small and white grains scattered in the middle of the picture).



Foto 1 - Laboratório de microscopia eletrônica de varredura (MEV) do CENPES/DIGER/SEGRES mostrando o microscópio eletrônico Jeol 840, o sistema de energia dispersiva (EDS) e o analisador de imagens (AI), ambos da Tracor/Northern.

Photo 1 - Laboratory for scanning electron microscopy (SEM) at CENPES/DIGER/SEGRES, showing the Jeol 840 electron microscope, the dispersive energy system (EDS), and the image analyzer (IA), both by Tracor/Northern.

O analisador de imagens utilizado é da marca Tracor Northern, modelo TN 8500 (foto 4), e consta basicamente de um computador dedicado; um monitor de imagem Super VGA colorido 512 X 512 *pixels* (*picture elements* – elementos de imagem – com até 256 níveis de cinza e 16 milhões de cores disponíveis); um monitor de controle colorido 640 X 400 *pixels* (com 16 cores diferentes); um teclado; um *mouse* e uma impressora. Este equipamento utiliza o sistema operacional OS-9, e vem acompanhado de um *software* de processamento e análise de imagens, o IPA-85. Além das operações básicas do sistema, o IPA-85

TABELA I / TABLE I

RELAÇÃO DO NÚMERO ATÔMICO MÉDIO (Z) E DO COEFICIENTE DE RETROESPALHAMENTO (N) DOS PRINCIPAIS CONSTITUINTES DAS ROCHAS SEDIMENTARES SILICICLÁSTICAS SEGUNDO WHITE ET AL. (1994)

RATIO BETWEEN THE AVERAGE ATOMIC NUMBER (Z) AND THE BACKSCATTERING COEFFICIENT (N) OF THE MAIN CONSTITUENTS OF THE SILICICLASTIC SEDIMENTARY ROCKS, ACCORDING TO WHITE ET AL. (1994)

MINERAL	Z	N
Mg-clorita	10.17	0.124
Caulinita	10.24	0.125
Quartzo	10.80	0.132
K-feldspato	11.85	0.145
Biotita	14.59	0.174
Fe-clorita	16.05	0.188
Pirita	20.65	0.247

Z= nº atômico

N=coeficiente de retroespalhamento

fornece uma série de aplicativos para manipulação e análise das imagens e dados obtidos.

A imagem digitalizada, obtida pelo MEV, é composta por *pixels* alocados entre 0 e 255 tonalidades de cinza, sendo o 255 o *pixel* de maior luminosidade (branco) e o 0 o *pixel* mais escuro (preto). Uma curva de frequência (foto 5) dos 256 diferentes tons de cinza (*grey level*) permite separar os *pixels* correspondentes a poros, daqueles correspondentes a grãos e cimentos. Desta separação, resulta a geração de uma imagem binária, na qual os *pixels* correspondentes às feições de interesse estão nas posições zero ou um. Nesta imagem binária, o computador realiza as medidas dos parâmetros desejados. Comprimentos, perímetros, áreas, forma e rugosidade são algumas das medidas disponíveis no *software* IPA-85 (figs 1a, b). O *software* permite também uma série de medidas estereológicas (estéreo = sólido, volume + logia = estudo), isto é, um conjunto de soluções matemáticas que relaciona propriedades tridimensionais de partículas com propriedades bidimensionais observadas numa superfície (fig.2).

A união da imagem obtida pelo MEV às determinações composicionais obtidas pelo espectrômetro de energia dispersiva (EDS) permite um mapeamento da mineralogia presente na amostra, que pode ser ressaltada no analisador de imagens com a utilização de falsas cores (fotos 6a, b).

No estudo dos reservatórios brasileiros, foram obtidas nove imagens para cada lâmina delgada analisada, a fim de cobrir toda a sua área. O número de imagens pode variar conforme a ampliação utilizada no MEV. Desta forma, maiores aumentos requerem maior quantidade de imagens para recobrir uma mesma lâmina delgada. Além disso, quanto mais heterogênea for a amostra maior será o número de imagens necessárias para bem representá-la. Utilizou-se um aumento constante de 20 vezes, que permitiu a análise dos macroporos (poros maiores do que 20 µm²) das amostras.

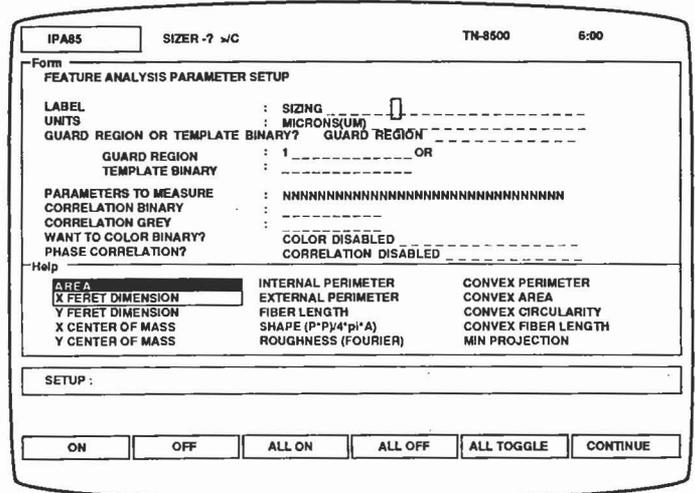


Fig. 1a - Tela do monitor do analisador mostrando as diversas medidas que podem ser selecionadas e obtidas a partir da imagem binária.

Fig. 1a - Screen of the analyzer monitor showing several measurements that can be selected and obtained from the binary image.

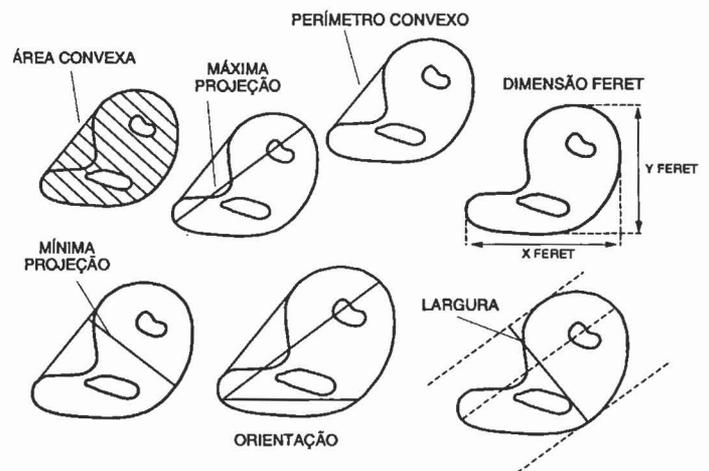


Fig. 1b - Esquema ilustrando alguns dos parâmetros medidos pelo programa IPA-85 do analisador de imagens.

Fig. 1b - Schema illustrating some of the parameters measured by the IPA-85 program of the image analyzer.

STEREOLOGICAL ANALYSIS SUMMARY					
FILE NAME:	STER1.lin				
FILE LABEL:	LINEAL STEREOLOGICAL ANALYSIS				
DATE OF ANALYSIS:	20 Oct 88	11:48:55			
AVERAGE STEREOLOGICAL PARAMETER VALUES FROM FRAME 1 TO FRAME 2					
PARAMETER	UNIT	MEAN	S.D.	S.E.	C.V.
VOLUME DENSITY		0.46492424	0.04547659	0.032156808	9.7815
SURFACE DENSITY	MM ² /MM ³	344.18176	71.03518	50.229456	20.639
NUMERICAL DENSITY	1/MM ³	398279.09	101004.2	71420.777	25.36
PROFILE NUM/AREA (Na)	1/MM ²	3219.5431	469.8951	332.26602	14.595
MEAN DIAMETER	UM	8.1976455	0.8991227	0.63577576	10.968
SPECIFIC SURFACE	MM ² /MM ³	736.34654	80.76293	57.108018	10.968
MEAN VOLUME	UM ³	1191.1583	187.897	132.86322	15.774
MEAN SURFACE	UM ²	869.51773	42.15585	29.808684	4.8482
MEAN INTERCEPT LEN	UM	5.465097	0.5994151	0.42385051	10.968
MEAN FREE DISTANCE	UM	6.4095774	1.851382	1.3091246	28.885
LENGTH DENSITY	MM/MM ³	344181.76	71035.18	50229.456	20.693
CURVATURE DENSITY	MM/MM ³	20228.986	2952.438	2087.689	14.595
TOTAL STEREOLOGICAL VALUES					
PARAMETER	UNIT	TOTAL ESTIMATE			
VOLUME DENSITY		0.46492424			
SURFACE DENSITY	MM ² /MM ³	344.18176			
NUMERICAL DENSITY	1/MM ³	397236.06			
PROFILE NUM/AREA (Na)	1/MM ²	3219.5431			
MEAN DIAMETER	UM	8.1048612			
SPECIFIC SURFACE	MM ² /MM ³	740.29646			
MEAN VOLUME	UM ³	1170.3979			
MEAN SURFACE	UM ²	866.44138			
MEAN INTERCEPT LEN	UM	5.4032408			
MEAN FREE DISTANCE	UM	6.2185254			
LENGTH DENSITY	MM/MM ³	344181.76			
CURVATURE DENSITY	MM/MM ³	20228.986			

Fig. 2 - Tela do monitor do analisador mostrando as diversas medidas estereológicas que podem ser obtidas utilizando-se o software IPA-85.
 Fig. 2 - Screen of the analyzer monitor showing several stereological measurements that may be obtained using the IPA-85 software.

4 - RESULTADOS

A análise de imagens (AI) foi aplicada no estudo do sistema poroso de dois tipos distintos de reservatórios: rochas siliciclásticas da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa, e rochas carbonáticas da Formação Guarujá, do Campo de Tubarão, Bacia de Santos (Anjos *et al.* 1993).

4.1 - Reservatórios Siliciclásticos da Formação Pendência

Os reservatórios da Formação Pendência na porção emersa da Bacia Potiguar consistem principalmente em arenitos de composição quartzo-feldspática de depósitos fluviais, deltaicos e turbidíticos (Alves, 1985; Anjos *et al.* 1990, 1991, Souza *et al.* 1992). Tais reservatórios apresentam características texturais, diagenéticas e permoporosas bastante distintas entre si (Anjos *et al.* 1990,

1991; Souza *et al.* 1992).

Foram analisadas cerca de 10 lâminas delgadas, representativas das diferentes litofácies. O objetivo foi relacionar porosidade e permeabilidade, medidas por métodos petrofísicos, com porosidades e arranjos de poros obtidos por análise de imagens dos diferentes tipos faciológicos de reservatórios. A imagem capturada pelo MEV/BSE teve seu espectro de tons de cinza (256 tons) analisado visualmente por meio de histogramas, o que permitiu discriminar o intervalo representativo da porosidade (porção do histograma com tons escuros fotos 6a, b). A partir deste ajuste, foram separados poros de grãos, e formou-se a imagem binária que, salientando a geometria porosa das amostras, permitiu o cálculo das porosidades. Os valores de porosidade obtidos por AI apresentaram boa aproximação com os obtidos na microscopia óptica (fig. 3).

O tamanho de cada um dos poros foi obtido pelo diâmetro Ferret (Ruzyla, 1986), que é a máxima distância

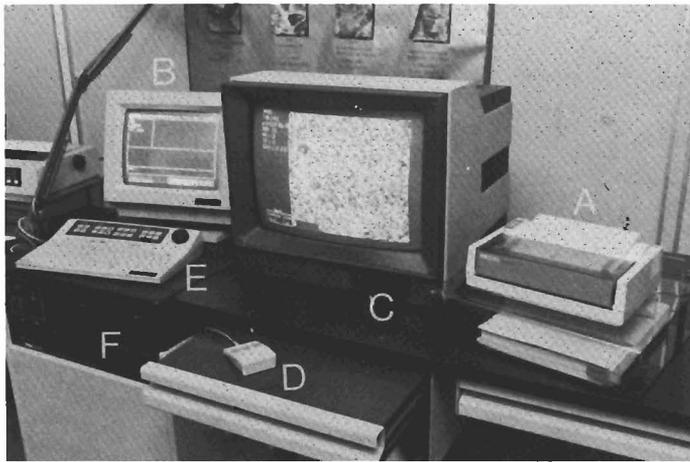
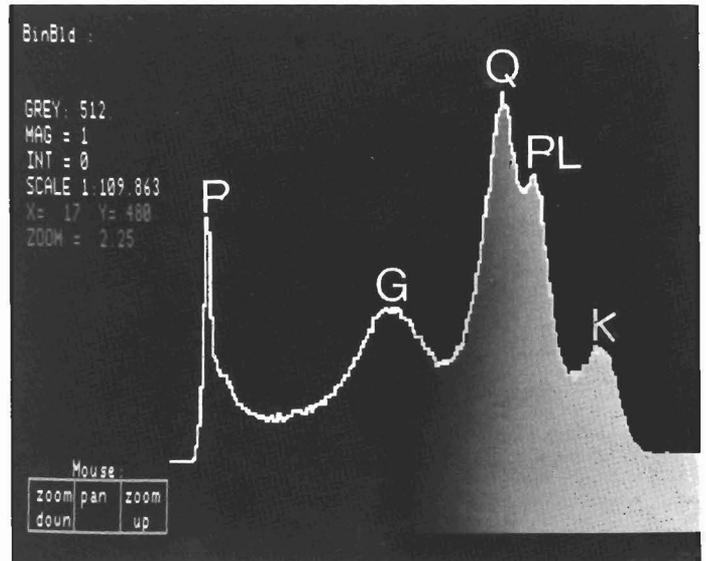


Foto 4 - Principais componentes do sistema de Análise de Imagem Tracor - TN 8500 do CENPES/DIGER/SEGRES (a) impressora, (b) monitor de controle, (c) monitor de imagem, (d) mouse de controle, (e) - teclado, (f) - computador.

Photo 4 - The major components of the Tracor - TN 8500 Image Analysis system at CENPES/DIGER/SEGRES. (a) printer; (b) control monitor; (c) image monitor; (d) mouse; (e) keyboard; (f) computer.



a

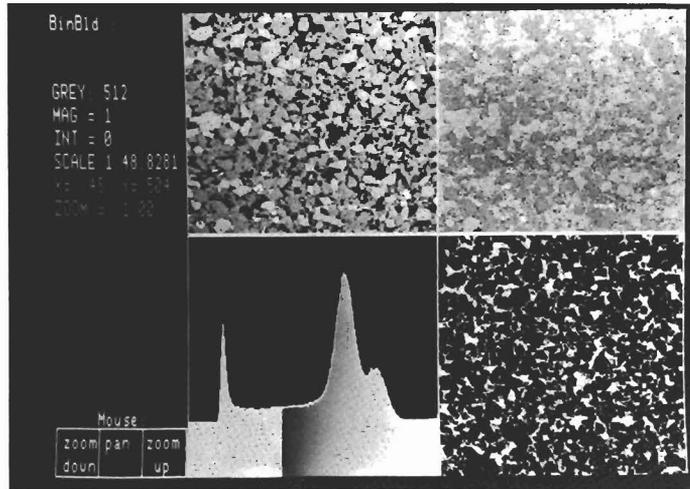
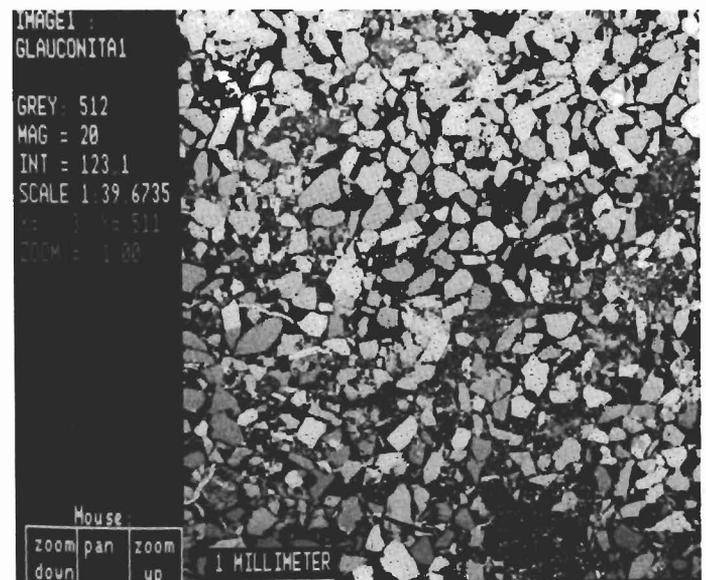


Foto 5 - Tela do monitor do analisador mostrando: (a) imagem em tons de cinza de um arenito obtida do MEV; (b) histograma da distribuição dos 256 tons de cinza disponíveis, onde a área em amarelo representa o intervalo de tons de cinza referente ao sistema poroso; (c) mesma imagem de (a), com poros mapeados com o histograma de (b); (d) imagem binária mostrando poros (branco) e não poros (preto).

Photo 5 - Screen of the analyzer monitor showing: (a) gray shades of the sandstone image obtained with the SEM; (b) histogram showing distribution of the available 256 shades of gray, where the yellow area white represents the interval of gray shades corresponding to the porous system; (c) same image as in (a), with porous mapped with the histogram in (b); (d) binary image showing pores (white) and non-pores (black).



b

Foto 6 - (a) Histograma dos 256 tons de cinza obtidos de um arenito glauconítico. Notar que cada faixa de cinza corresponde a um mineral ou poro: P = poro, G = glauconita, Q = quartzo, PL = plagioclásio, K = K-feldspato; (b) imagem obtida conferindo falsa cor (no original) a cada um dos constituintes: azul (poros), amarelo (glauconita), laranja (quartzo), vermelho (plagioclásio) e lilás (K-feldspato).

Photo 6 - (a) Histogram of the 256 gray shades obtained from the glauconitic sandstone. Note that each gray band corresponds to one mineral or pore: P = pore, G = glauconite, Q = quartz, PL = plagioclase, K = K-feldspar; (b) image giving a false color (in the original) to each one of the constituents: blue (pores), yellow (glauconite), orange (quartz), red (plagioclase), and lilac (K-feldspar).

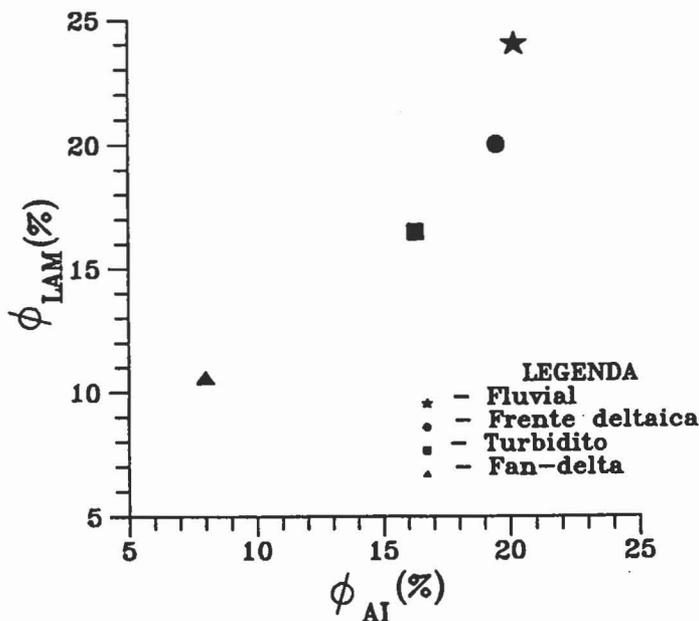


Fig. 3 - Relação entre as porosidades medidas pelo método de análise de imagens e pelo método convencional de contagem de pontos por microscópio óptico em arenitos da Formação Pendência. Cada ponto representa uma média dos vários pontos analisados.

Fig. 3 - Ratio between the porosities measured by the image analysis method and by the conventional point counting method, through the optical microscope, in sandstones of the Pendência Formation. Each point represents an average of the several analyzed points.

entre duas paralelas que tangenciam um objeto numa determinada direção.

Para a obtenção de histogramas de percentagem do espaço poroso por categoria de tamanho de poro, foram estabelecidos intervalos com base na classificação granulométrica de Wentworth (1922), formando-se as seguintes classes de tamanho de poro: grânulo, areia grossa, areia média, areia fina, areia muito fina e silte (fotos 7a, b, c; 8a, b, c). Observou-se uma variação na distribuição do tamanho de poros em função dos diferentes ambientes deposicionais.

Os arenitos fluviais apresentaram maior percentual de poros grandes (equivalente ao tamanho areia média). Os poros são bem conectados (fotos 7a, b, c), o que explica as melhores permeabilidades (aproximadamente 750mD) desta amostra.

Os reservatórios turbidíticos (fotos 8a, b, c) apresentam maior percentual de poros menores, equivalentes ao tamanho areia muito fina. Os poros são mal conectados devido à cimentação calcítica, que oblitera as gargantas entre os poros pequenos. Estes dois fatores explicam as baixas permeabilidades, de aproximadamente 20mD, apesar de os valores de porosidade (20%) serem semelhantes aos dos reservatórios fluviais. Os reservatórios de frente deltaica

apresentam características intermediárias aos dois anteriormente descritos. Este estudo mostrou que parâmetros texturais, tais como tamanho de grão e seleção, e diagenéticos (teor de cimento calcítico) controlam a distribuição e conectividade dos poros, o que por sua vez tem forte influência na permeabilidade dos diferentes tipos de rochas-reservatório (757mD no reservatório fluvial (foto 7c) e 21mD na amostra de reservatório turbidítico (foto 8c)).

4.2 - Reservatórios Carbonáticos da Formação Guarujá do Campo de Tubarão

Estes reservatórios, hoje considerados um dos principais alvos exploratórios da Bacia de Santos, são caracterizados por apresentar porosidades de até 24% a profundidades de 4 500m, em calcarenitos oolíticos/oncolíticos (Carvalho *et al.* 1990). As rochas-reservatório são subdivididas em duas zonas produtoras, B1 e B2, do topo para a base, sendo a primeira subdividida em a, b e c. As zonas B1a e B1b serão aqui agrupadas, e assim denominadas de zona 1. Não serão agrupadas as zonas B1c e B2, que serão denominadas de zona 2 e zona 3, respectivamente. A qualidade destes reservatórios foi amplamente discutida por Blauth (1993).

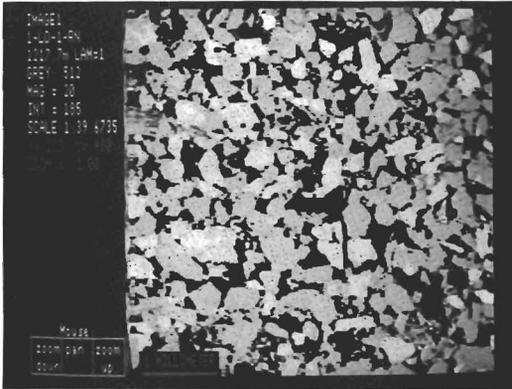
Amostras de cada uma das três zonas do Campo de Tubarão foram analisadas, totalizando 26 lâminas delgadas (retiradas de cabeças de plugues), a fim de melhor caracterizar as diferentes fácies-reservatório e verificar as relações entre as medidas petrofísicas (porosidade, permeabilidade, tamanho de gargantas), e aquelas obtidas pelo analisador de imagens (porosidade, tamanho médio, área e perímetro externo dos poros, dentre outras que não serão aqui abordadas).

Na tabela II, apresentam-se três amostras típicas dos reservatórios das zonas 1, 2 e 3. A zona 1 é caracterizada por intensa cimentação eogenética de calcita na forma de franjas e mosaicos (fotos 9a, b). A macroporosidade restringe-se a áreas onde a cimentação não obliterou completamente o espaço intergranular. Nestes casos, "ninhos" de poros relativamente grandes com gargantas estreitas (devido principalmente à cimentação carbonática na forma de franjas) causam as baixas permeabilidades desta zona. Os reservatórios da zona 2 (fotos 10a, b) tendem a ser bastante heterogêneos, com poros de tamanhos extremamente variáveis e permeabilidade, em geral, da ordem de dezenas de milidarcis (mD). A zona 3 (fotos 11a, b) contém os melhores reservatórios e é caracterizada pela maior área média dos poros, menor heterogeneidade, maiores tamanhos de gargantas e maiores permeabilidades (em geral, da ordem de centenas de milidarcis).

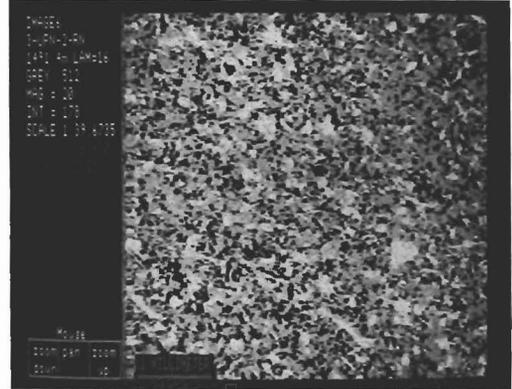
Os valores de porosidade obtidos pela petrografia óptica e por análise de imagem são semelhantes, mas

FLUVIAL

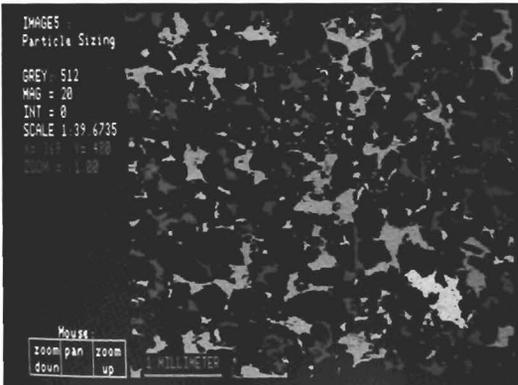
TURBIDITO



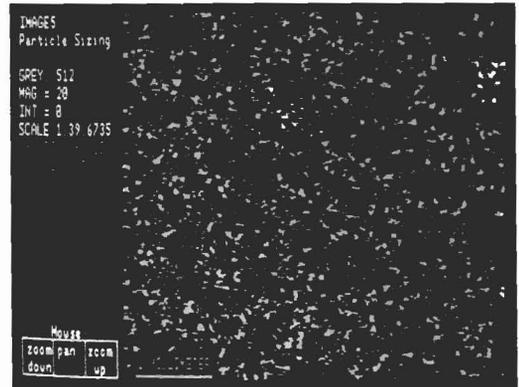
7a



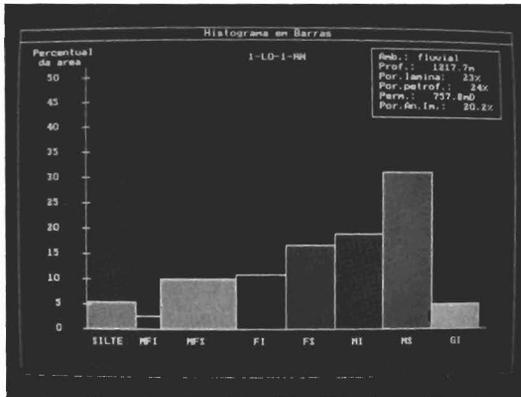
8a



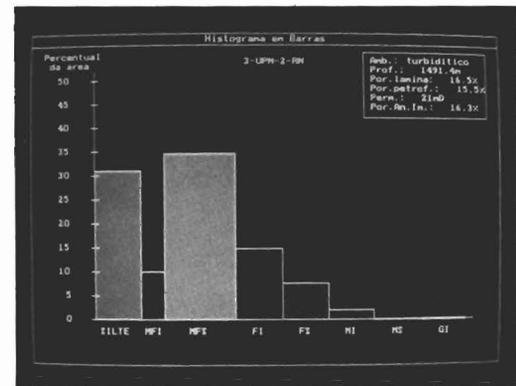
7b



8b



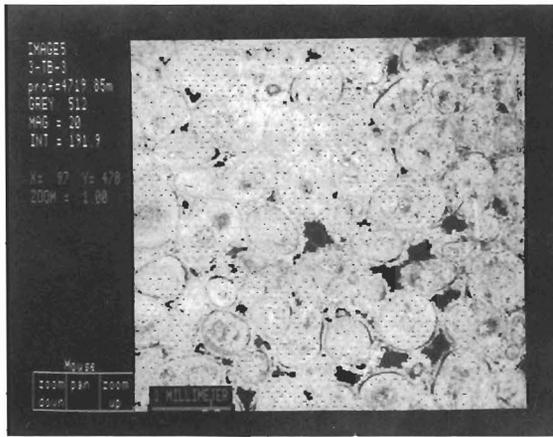
7c



8c

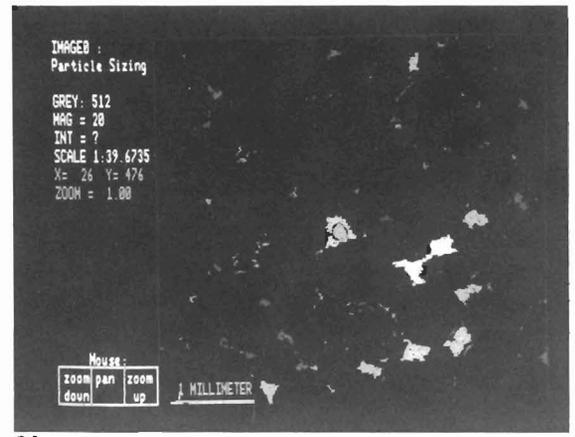
Fotos 7 e 8 - (a) Imagem de elétrons retroespalhados (BSE), capturada do MEV de lâmina delgada típica de reservatório fluvial (foto 7) e reservatórios turbidíticos (foto 8) da Formação Pendência da Bacia Potiguar; (b) imagem binária mostrando a estrutura porosa da rocha-reservatório. Os componentes da rocha estão em preto e o espaço poroso foi representado originalmente por diversas cores em função do tamanho dos poros; e na foto aparece em tons de cinza; (c) histograma de barras mostrando a distribuição dos tamanhos de poros dos reservatórios. Notar maior frequência de poros no tamanho areia média (MS) nos fluviais e no tamanho silte e areia muito fina (MFS) nos reservatórios turbidíticos

Photos 7 and 8 - (a) Image of backscattered electrons (BSE), captured through the scanning electron microscope, from thin section typical of a fluvial (photo 7) and turbidite reservoir (photo 8) of the Pendência Formation, Potiguar Basin; (b) binary image showing the porous structure of the reservoir rock. The rock components are in black, and the porous space was originally represented by several colors according to the size of the pores, and in the picture they are shown with gray shades; (c) bar histogram showing the distribution of the pore sizes of the reservoirs. Note the highest frequency of pores with the median sand size (MS) in the fluvial reservoirs and in the silt and very fine sand (MFS) in the turbidite reservoirs.

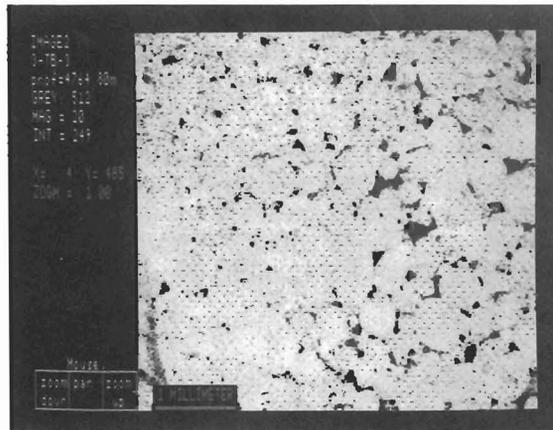


9a

zona 1

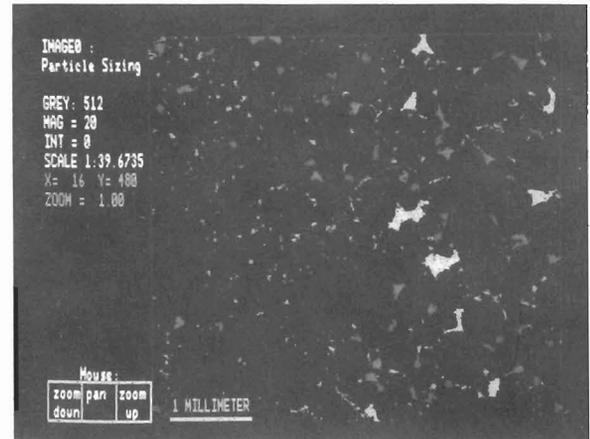


9b

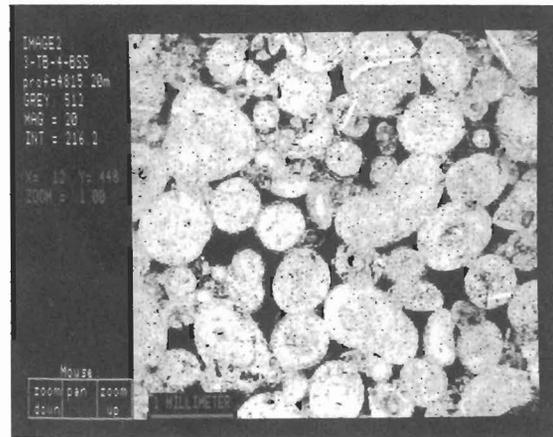


10a

zona 2

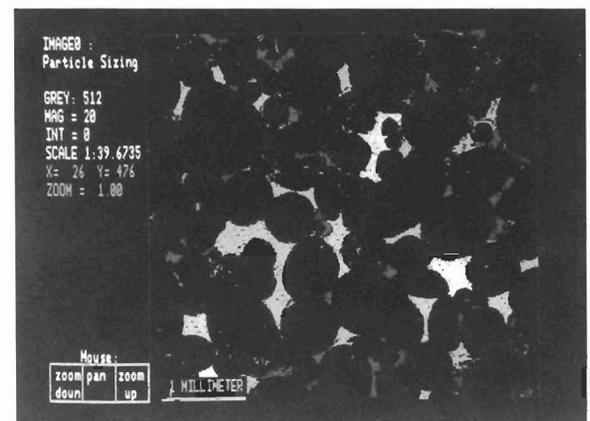


10b



11a

zona 3



11b

Fotos 9, 10 e 11 - (a) Imagem obtida do analisador de imagem mostrando o padrão do sistema poroso (em escuro) dos reservatórios das **zonas 1, 2 e 3** do Campo de Tubarão. Notar a distribuição e tamanho dos poros; (b) distribuição dos poros separados por cores (saída original) em função do tamanho, que na foto aparece em tons de cinza.

Photos 9, 10 and 11 - (a) Image from the image analyzer showing the porous system pattern (dark shades) of the **zones 1, 2 and 3** of Tubarão oil field. Note the distribution and size of pores; (b) distribution of pores separated by colors (originally shown) according to pore size, in the picture they are shown in gray shades.

TABELA II / TABLE II

VALORES DE PERMEABILIDADE, DIÂMETRO DE GARGANTA E POROSIDADE PETROFÍSICA, E POROSIDADE E ÁREA MÉDIA DOS POROS MEDIDA POR ANÁLISE DE IMAGENS
 VALUES FOR PERMEABILITY, THROAT DIAMETER, AND PETROPHYSICAL POROSITY, AND POROSITY AND AVERAGE AREA OF THE PORES MEASURED THROUGH IMAGE ANALYSIS

	PETROFÍSICA			ANALISADOR DE IMAGEM	
	PERMEABILIDADE (mD)	TAMANHO DE GARGANTA-MG (μ)	POROSIDADE (%)	POROSIDADE (%)	ÁREA MÉDIA DOS POROS (μ^2)
ZONA 1	0.1	0.45	11.7	4.6	3004
ZONA 2	104	15.6	19.0	7.7	3254
ZONA 3	870	58.3	17.8	8.2	7953

inferiores aos valores obtidos por testes petrofísicos, devido principalmente à presença de microporosidade não medida pelos primeiros dois métodos.

A avaliação estatística das análises petrofísicas mostrou que o tamanho das gargantas dos poros é um dos principais fatores controladores da permeabilidade dos reservatórios (fig. 4). Por sua vez, tanto a permeabilidade quanto o tamanho das gargantas correlacionam-se com a área média dos poros e porosidade obtidas do analisador de imagens (figs. de 5 a 7). Na figura 5, observa-se que as amostras da zona 1 tendem a apresentar os menores valores de permeabilidade e que, eventualmente, para um mesmo tamanho de poro, estas amostras tendem a apresentar permeabilidade menor que a dos reservatórios das zonas 2 e 3.

A permeabilidade apresenta boa correlação ($R=0.76$) com a porosidade do analisador (fig. 6), sendo que em alguns casos, para uma mesma porosidade, ocorrem permeabilidades crescentes em função do aumento do tamanho das gargantas dos poros (reta A). Em alguns casos, a permeabilidade também se intensifica com o aumento da macroporosidade, mesmo para gargantas de tamanhos semelhantes (retas B e C). Aparentemente, o aumento da porosidade tende a intensificar a conectividade

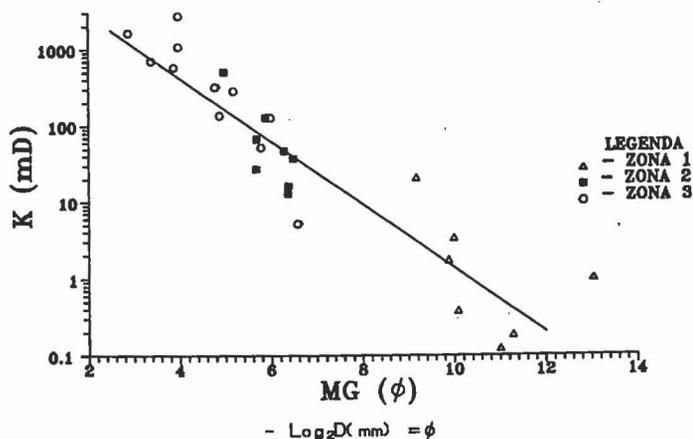


Fig. 4 - Relação entre a moda da população de gargantas mais largas (MG) e a permeabilidade das zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R (coeficiente de correlação de Pearson) = - 0.92.

Fig. 4 - Ratio between the population mode of the wider throats (MG) and the permeability of zones 1, 2, and 3 of the carbonaceous reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = (Pearson correlation coefficient) = - 0.92.

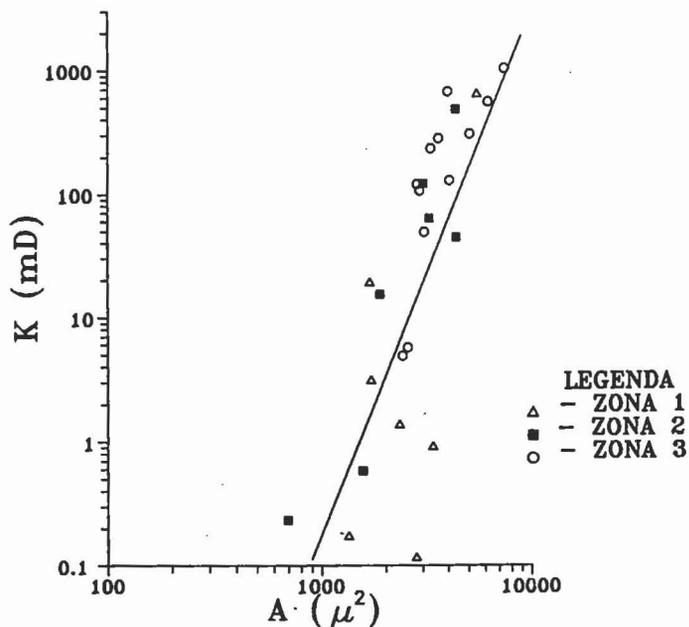


Fig. 5 - Relação entre a área média dos poros medida pelo AI e a permeabilidade das zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R (coeficiente de correlação de Pearson) = 0.78.

Fig. 5 - Ratio between the average area of the pores measured by the image analyzer, and permeability of zones 1, 2, and 3 of the carbonaceous reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = (Pearson correlation coefficient) = 0.78.

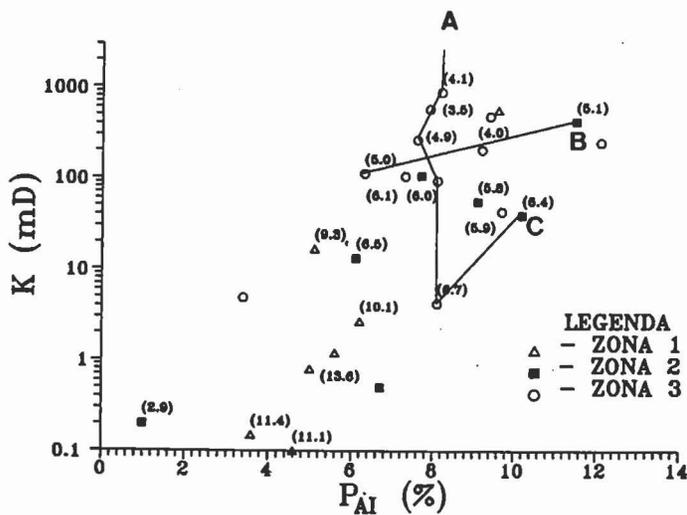


Fig. 6 - Porosidade do analisador de imagens (AI) versus permeabilidade das zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R (coeficiente de correlação de Pearson) = 0.76.

O tamanho das gargantas está na escala phi e entre parênteses.

Fig. 6 - Porosity of the image analyzer (AI) versus permeability of zones 1, 2, and 3 of the carbonaceous reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = (Pearson correlation coefficient) = 0.76. The throat sizes are represented in the phi scale between brackets.

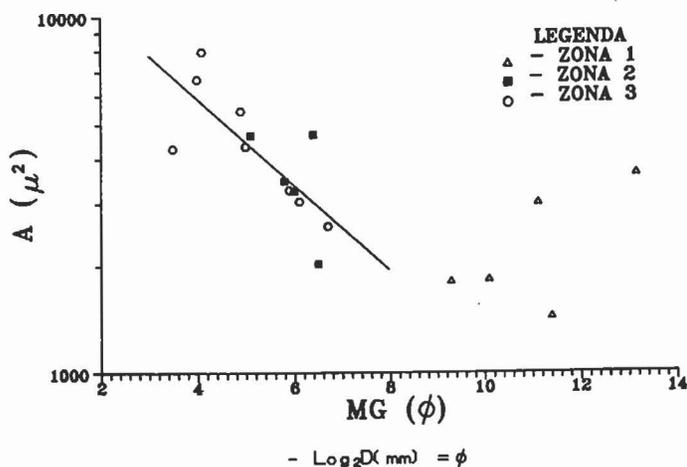


Fig. 7 - Relação entre a moda da população de gargantas mais largas (MG) e a área média dos poros medida pelo AI das zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R (coeficiente de correlação de Pearson) = -0.65 para todas as amostras e R = -0.77 para as amostras das zonas 2 e 3.

Fig. 7 - Correlation between the population mode of the wider throats (MG) and the average area of the pores measured by the image analyzer of zones 1, 2, and 3 of the carbonaceous reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = (Pearson correlation coefficient) = 0.65 for all samples and R = 0.77 for samples from zones 2 and 3.

do sistema poroso e, conseqüentemente, a permeabilidade. Na figura 6 podem-se observar, também, as melhores características permoporosas das zonas 2 e 3, quando comparadas com a zona 1.

O tamanho de poros (área média) medido no analisador revela boa correlação com o tamanho das gargantas obtido por testes de pressão capilar de mercúrio (fig. 7).

A moda da população de gargantas (MG) mais largas obtida das curvas de pressão capilar foi utilizada para se verificar, conjuntamente, o efeito do tamanho das gargantas dos sistemas porosos unimodais (zona 1) e bimodais (zonas 2 e 3) na permeabilidade. Na figura 7, observa-se boa correlação entre o tamanho de poros (área média) medido no analisador e o tamanho das gargantas obtido por testes de pressão capilar de mercúrio para as zonas 2 e 3. As amostras representativas da zona 1 não seguem a tendência geral devido à intensa cimentação, que reduziu drasticamente o tamanho das gargantas. O efeito da cimentação também pode ser observado na figura 5, onde algumas amostras da zona 1 tendem a apresentar, para um mesmo tamanho de poro, permeabilidades menores do que as das zonas 2 e 3.

O gráfico de porosidade versus área média dos poros medida no analisador de imagens (fig. 8) permite avaliar conjuntamente o efeito de três fatores controladores de permeabilidade, que são o volume macroporoso, o tamanho dos macroporos e o tamanho das gargantas. Amostras com porosidades semelhantes apresentam permeabilidades crescentes, com o aumento do tamanho dos poros e das gargantas (reta D). O efeito da macroporosidade pode ser visto pela reta E, onde amostras com tamanho de poros semelhantes geralmente apresentam permeabilidades crescentes, com o aumento da porosidade e do tamanho das gargantas. Já a reta F mostra a influência do tamanho das gargantas na permeabilidade, independentemente da macroporosidade e da área média dos poros.

Este conjunto de dados permitiu definir, por intermédio de regressão linear multivariada, equações para estimar valores de permeabilidade a partir das medidas de porosidade (Φ_{AI}), área de poro (A), (equação 1) máxima projeção de poro (MAPR) (equação 2) e fator forma (FF) (equação 3) obtidas no analisador de imagens.

$$\text{Log } K = -9.3 + 0.20 \Phi_{AI} + 2.63 \log A \quad (R^2 = 0.70) \quad (1)$$

$$\text{Log } K = 2.795 + 0.16 \Phi_{AI} + 0.0396 \text{ MAPR} \quad (R^2 = 0.78) \quad (2)$$

$$\text{Log } K = -4.0 + 3.387 \text{ FF} + 0.1395 \Phi_{AI} \quad (R^2 = 0.78) \quad (3)$$

Os valores de permeabilidade calculados pela equação 1 apresentam boa correlação ($R = 0.83$) com os medidos por métodos petrofísicos (fig. 9). Isto comprova o bom potencial da metodologia de análise de imagens para estimar permeabilidades em áreas não testemunhadas e/ou sem plugues disponíveis para medidas de laboratório.

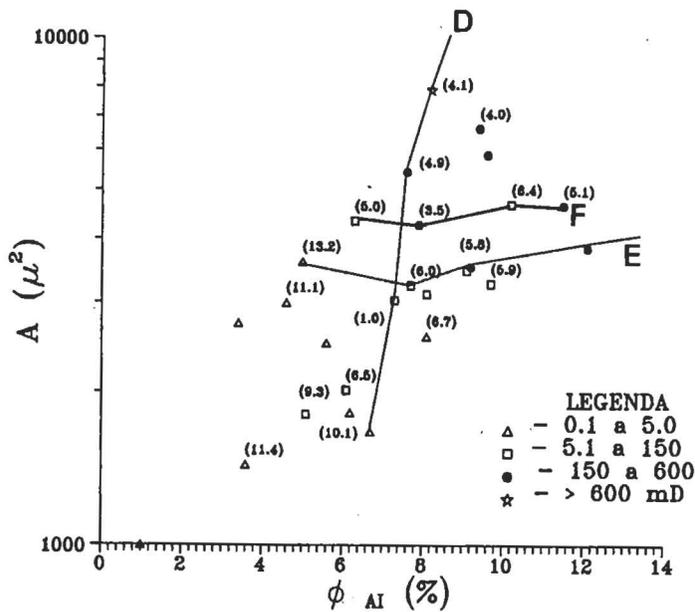


Fig. 8 - Relação entre porosidade e área média dos poros dos reservatórios carbonáticos das zonas 1, 2 e 3 da Formação Guarujá no Campo de Tubarão medidas pelo AI. O tamanho das gargantas está em escala phi e entre parênteses. Os diferentes intervalos de permeabilidade também estão codificados. R = 0.70.

Fig. 8 - Correlation between porosity and the average area of the pores of the carbonaceous reservoirs of zones 1, 2, and 3 of the Guarujá Formation, Tubarão Field, measured by the image analyzer. The throat sizes are represented in the phi scale between brackets. The different permeability intervals are coded. R = 0.70.

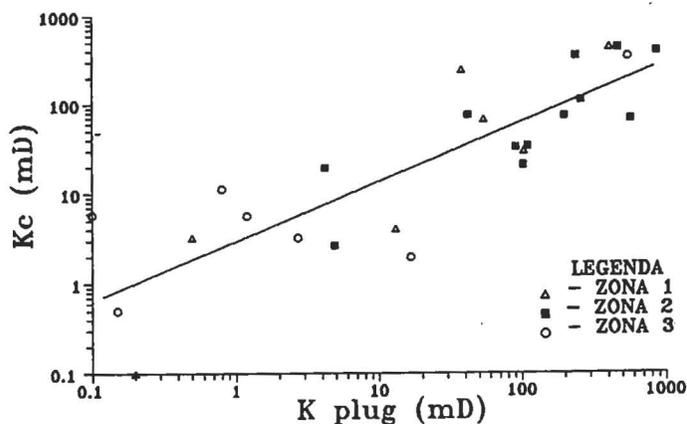


Fig. 9 - Relação entre a permeabilidade petrofísica e a permeabilidade calculada a partir da regressão multivariada (equação 1) para as zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R = 0.83.

Fig. 9 - Correlation between the petrophysical permeability and the permeability calculated from the multivariate regression (equation 1) for zones 1, 2, and 3 of the carbonaceous reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = 0.83.

A permeabilidade medida por métodos petrofísicos foi comparada àquela calculada a partir da equação de permeabilidade de Carman-Kozeny (Ruzyla, 1986 e Tomutsa *et al.* 1989) mostrada na equação 4.

$$K_{CK} = \frac{\Phi^3}{5(1-\Phi)^2 \cdot ss^2} \quad (4)$$

Nesta equação, SS (superfície específica) pode ser obtida pela razão $4/\pi \times P/A$, onde P é o perímetro externo do poro em micra (μm) e A a área do poro em micra quadrada (μm^2), parâmetros facilmente obtidos na análise de imagem. Assim, esta equação pode ser escrita como na equação 5:

$$K_{CK} = \frac{\Phi^3}{5(1-\Phi)^2 \left[\frac{4 \cdot P}{\pi \cdot A} \right]^2} \quad (5)$$

A correlação entre os valores medidos e calculados foi boa ($R = 0.78$) (fig. 10), embora os valores absolutos da permeabilidade calculada sejam diferentes dos medidos pela petrofísica. Esta diferença pode ser justificada por um ou mais dos seguintes fatores:

- 1 - à inadequação da constante 5 (produto da constante Kozeny pela tortuosidade) usada na equação 2. Essa constante pode variar, de amostra para amostra, em função da tortuosidade;
- 2 - à utilização de aumentos pequenos (20 vezes), que permitiram definir apenas macroporos e não o sistema poroso como um todo;
- 3 - a tortuosidade não é um valor constante como assumido no modelo;
- 4 - o expoente de $\Phi = 3$ não é necessariamente o mais apropriado (Harrel, 1983);
- 5 - a análise de imagens bidimensionais investiga os poros e não as gargantas dos poros, embora se considere que o fluxo de fluidos seja governado pelas gargantas e não pelos poros (Etris *et al.* 1988; Ehrlich *et al.* 1992) e, para as amostras estudadas, a correlação tamanho de garganta versus tamanho de poro é boa apenas para as zonas 2 e 3.
- 6 - o modelo considera que o sistema poroso é um conjunto de tubos capilares de igual diâmetro, o que não é a realidade dos sistemas porosos naturais.

A estimativa de permeabilidade pela equação de Carman-Kozeny requer estudos adicionais, incluindo a definição de um melhor valor para a constante de Kozeny e tortuosidade. Só então, usando esta nova constante, podem-se melhor prever as permeabilidades de um determinado tipo de rocha. Torna-se também necessário uma maior ampliação da imagem no microscópio para se obterem dados de porosidade e de superfície específica mais adequados.

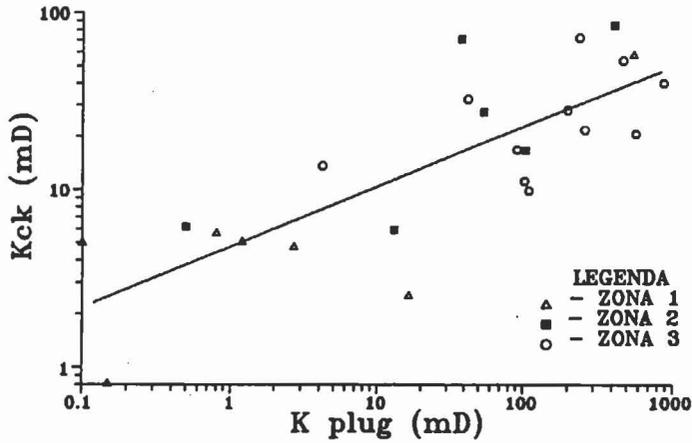


Fig. 10 - Permeabilidade petrofísica (Kplug) versus permeabilidade calculada (Kck), utilizando-se a equação de Carman-Koseny (equação 2) para as zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R = 0.78.

Fig. 10 - Petrophysical permeability (Kplug) versus calculated permeability (Kck) using the Carman-Koseny equation (equation 2) for zones 1, 2, and 3 of the carbonate reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = 0.78.

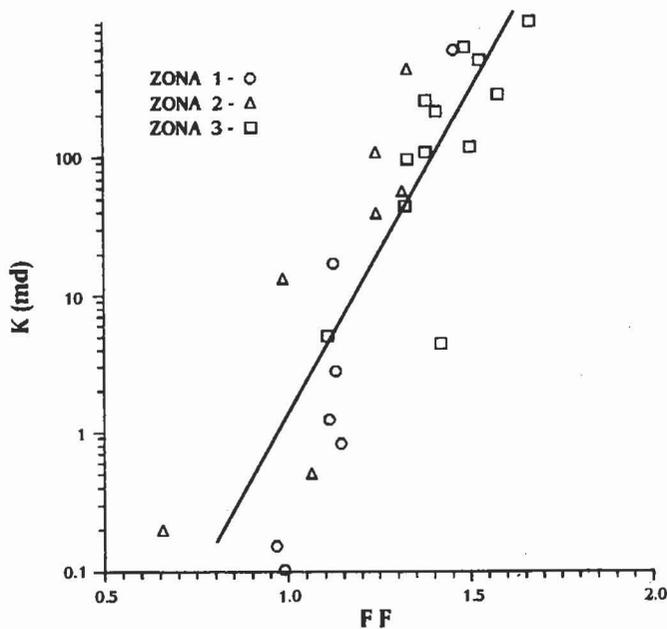


Fig. 11 - Fator forma (FF) obtido do analisador de imagem versus permeabilidade petrofísica (K). R = 0.86.

Fig. 11 - Shape factor (FF) from the image analyzer versus petrophysical permeability (K). R = 0.86.

Outra medida obtida pela análise de imagens, e que apresentou boa correlação com os dados petrofísicos, foi o fator forma (FF), do inglês *Shape* (SH). Este parâmetro é definido pela razão entre o perímetro do poro ao quadrado sobre a área do poro vezes 4Π (equação 6).

$$SH = \frac{P^2}{4A\Pi} \quad (6)$$

Na figura 11, mostra-se a boa correlação entre o fator forma (FF) e a permeabilidade petrofísica (R = 0.86). A permeabilidade está relacionada ao tamanho dos poros (fig. 5), ao tamanho das gargantas (fig. 4) e, conseqüentemente, à conectividade do sistema poroso, que está representado pelo fator forma. Pela equação 6, pode-se verificar que o fator forma de uma circunferência é igual a 1. Quanto mais irregular for o poro, mais ele se afastará da forma da circunferência, aumentando o valor do fator forma e da conectividade do sistema. Poros mais irregulares tendem a ser mais interconectados, ou seja, um número maior de gargantas acessando o mesmo poro. Esta idealização se aproxima da terminologia de "número de coordenação", utilizada por Wardlaw (1978) para designar o número de gargantas que acessam o mesmo poro e mede, portanto, o grau de conectividade do sistema poroso.

A relação da conectividade do sistema poroso com o fator forma pode explicar a boa correlação (R = 0.66) deste parâmetro, com a eficiência de recuperação de mercúrio (fig. 12). Convém lembrar que a eficiência de recuperação de mercúrio indica o grau de dificuldade com que um fluido não-molhante é ejetado (expulso) do

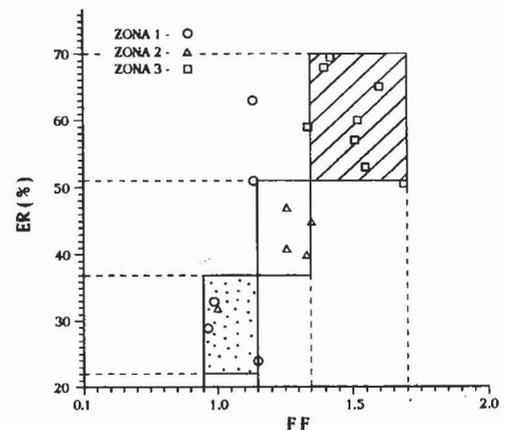


Fig. 12 - Fator forma (FF) obtido por análise de imagem versus eficiência de recuperação de mercúrio (ER) obtidos das curvas de ensaios de recuperação de mercúrio para os reservatórios das zonas 1, 2 e 3 dos reservatórios carbonáticos da Formação Guarujá no Campo de Tubarão. R = 0.66.

Fig. 12 - Shape (SH) from image analysis versus efficiency of mercury recovery (ER) obtained from curves of essays of capillary pressure for reservoirs of zones 1, 2, and 3 of the carbonate reservoirs of the Guarujá Formation, Tubarão Field. R = 0.66.

sistema poroso, quando da despressurização da amostra. Na figura 10 e na tabela III verifica-se que com o aumento do fator forma (FF) há um aumento da eficiência de recuperação. As amostras com fator forma menor que 1,15 apresentam eficiência de recuperação inferior a 37%, as com fator forma entre 1,15 e 1,35 apresentam ER entre 37% e 51%, enquanto as que têm fator forma maior que 1,35 apresentam ER superior a 51% (Blauth, 1993). Neste último grupo se concentram as amostras da zona 3, que representam os melhores reservatórios. Na figura 13 apresenta-se, de modo esquemático, o efeito da forma dos poros medido pelo fator forma. Interpreta-se que, para este sistema poroso, um incremento do fator forma corresponde a um aumento da conectividade, o que explica a maior eficiência de recuperação e a maior permeabilidade.

As boas correlações obtidas entre dados petrofísicos e de análise de imagem (tabela IV) confirmam o potencial da análise de imagens como ferramenta complementar na avaliação da qualidade de reservatórios.

TABELA III / TABLE III

CLASSIFICAÇÃO DAS ZONAS DE ACORDO COM O FATOR FORMA DOS POROS E A EFICIÊNCIA DE RECUPERAÇÃO
CLASSIFICATION OF ZONES ACCORDING TO SHAPE AND MERCURY RECOVERY EFFICIENCY OF THE PORE SYSTEM

ZONA	FATOR FORMA	E.R.
1	1-1.15	<37%
2	1.15-1.35	37% - 51%
3	>1.35	>51%

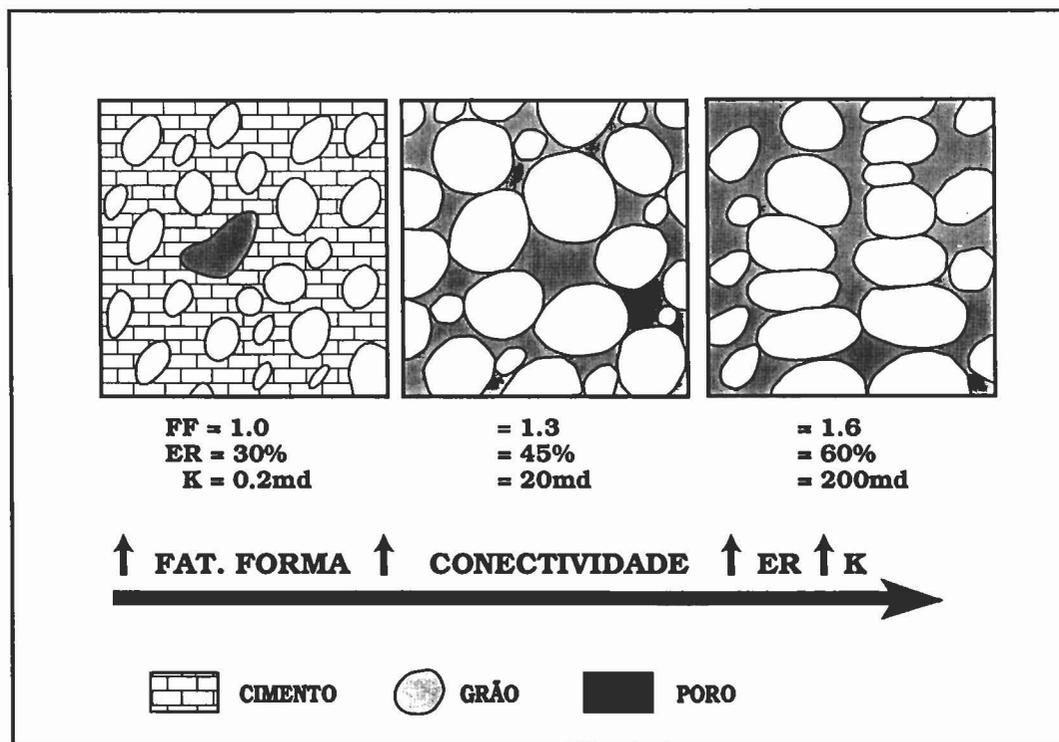


Fig. 13 - Representação esquemática das amostras analisadas, mostrando o efeito da forma do poro (fator forma, FF) na permeabilidade e eficiência de recuperação de mercúrio (ER). Além da porosidade mostrada na figura, as amostras apresentam microporosidade intercrystalina e intragranular.

Fig. 13 - Schematic representation of the analyzed samples, showing the effect of the pore shape (shape factor, FF) on the permeability and efficiency of the mercury recovery (ER). In addition the porosity shown in the picture, samples also have intercrystal and intergranular microporosities.

TABELA IV / TABLE IV

COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO LINEAR ENTRE OS DIVERSOS ELEMENTOS DO ESPAÇO POROSO
 LINEAR CORRELATION COEFFICIENT BETWEEN THE VARIOUS ELEMENTS OF THE POROUS SPACE

	MG	P	A	Log (A)	S _E	Φ _A	Log (K)
MG	1.00	-0.74	-0.62	-0.65	0.37	-0.73	-0.92
P	-0.74	1.00	0.96	0.95	-0.81	0.68	0.85
A	-0.62	0.96	1.00	0.94	-0.87	0.59	0.75
Log (A)	-0.65	0.95	0.95	1.00	-0.95	0.70	0.78
S _E	0.37	-0.81	-0.87	-0.95	1.00	-0.58	-0.58
Φ _A	-0.73	0.68	0.59	0.70	-0.58	1.00	0.76
Log (K)	-0.92	0.85	0.75	0.78	-0.58	0.76	1.00

5 - CONCLUSÕES

1. Foi implantada uma metodologia de análise de imagens no CENPES/DIGER/SEGRES que permite maior detalhamento do sistema microporoso das rochas-reservatório.
2. A técnica permitiu avaliar os principais elementos da geometria porosa que controlam a qualidade das rochas-reservatório. Nos reservatórios siliciclásticos da Formação Pendência o tamanho dos poros e a conectividade entre eles explicam as diferentes permeabilidades entre os reservatórios fluviais, deltaicos e turbidíticos. Nos calcarenitos oolíticos da Formação Guarujá, a área média dos poros e a porosidade medidas no analisador explicam as permeabilidades e se correlacionam com os tamanhos de gargantas. O formato dos poros medido no analisador (fator forma) apresentou boa correlação com os valores de permeabilidade e eficiência de recuperação de mercúrio medidos em plugues. Esta correlação mostra que o fator forma é um bom indicador do grau de conectividade do sistema poroso.
3. A boa correlação entre os parâmetros medidos por análise de imagem e pela petrofísica mostra o potencial preditivo da análise de imagem a partir de lâminas delgadas para áreas onde análises petrofísicas são raras ou não-disponíveis pela ausência de plugues ou testemunhos.
4. Medidas de porosidade e área de poro feitas no analisador de imagem definiram, a partir de regressão linear multivariada, uma equação que estima valores de permeabilidade.
5. A estimativa de permeabilidade pela equação de Carman-Kozeny requer estudos adicionais, incluindo a definição de melhor valor para a constante Koseny e tortuosidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, A.C. *Petrografia e diagênese dos arenitos-reservatório da Formação Pendência (Cretáceo Inferior) no Campo de Serraria, Bacia Potiguar, Brasil*. Ouro Preto: Universidade de Ouro Preto, 1985. 143 p. Tese (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto, 1985.
- ANJOS, S.M.C., SOMBRA, C.L., SOUZA, R.S. *et al.* Potencial de reservatórios profundos na Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 4, p. 509-530, 1990.
- ANJOS, S.M.C., SOMBRA, C.L., SOUZA R.S. *et al.* *Modelagem diagenética e qualidade dos reservatórios da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIGER. SEGEX., 1992. 79 p. (Relatório Interno 1184).
- ANJOS, S.M.C., SOUZA R.S., BLAUTH, M. *et al.* *Análise de imagens no estudo do sistema poroso de rochas-reservatório*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIGER. SEGEX., 1993. 43 p.
- BLAUTH, M. *Reservatórios carbonáticos oolíticos: fatores geológicos que controlam o fluxo de fluidos*. Ouro Preto: Universidade de Ouro Preto, 1993. 266 p. Tese (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto, 1993.
- CARVALHO, M.D., PRAÇA, U.M., SPADINI, A.R. *et al.* Reservatórios carbonáticos profundos do Eo-Mesoalbio da Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v.4, n. 4, p. 429-450, 1990.
- DAVIES, D.K. Image analysis of reservoir pore systems: state of the art in solving problems related to reservoir quality. In: SPE FORMATION DAMAGE CONTROL SYMPOSIUM, Lafayette, 1990. *Proceedings...* [s.l.]: Society of Petroleum Engineers, 1990. p. 73-82 (SPE 19407).
- EHRlich, R., DAVIES, D.K. Image analysis of pore geometry: relationship to reservoir engineering and modeling. In: SPE GAS TECHNOLOGY SYMPOSIUM, Dallas, Tx., 1989. *Proceedings...* Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1989. p. 15-39. (SPE 19054).
- EHRlich, R., DAVIES, D.K. Photographic image analysis, I: analysis of reservoir pore complexes. *Journal of Sedimentary Petrology*, Tulsa, Okla., v. 54, n. 4, p. 1365-1378, 1984.

- EHRlich, R., DAVIES, D.K. Petrography and reservoir physics I: objective classification of reservoir porosity. *AAPG Bulletin*, Tulsa, Okla., v. 75, n. 10, p. 1547-1562, 1991.
- EHRlich, R., DAVIES, D.K. Petrography and reservoir physics II: relating thin section porosity to capillary pressure, the association between pore types and throat size. *AAPG Bulletin*, Tulsa, Okla., v. 75, n. 10, p. 1563-1578, 1991.
- ETRIS, E.L., BRUMFIELD, D.S., EHRlich, R. Relations between pores, throats, and permeability: a petrographic / physical analysis of some carbonate grainstones and packstones. *Carbonates and Evaporites*, New York, v. 3, n. 1, p. 17-32, 1988.
- HARREL, J.A. *Grain size and shape distributions, grain packing, and pore geometry within sand laminae*. Cincinnati: University of Cincinnati, 1983. 351 p. Tese (Doutorado) - University of Cincinnati, 1983.
- MAINWARING, P.R., PETRUCK, W. Introduction to image analysis in the earth and mineral sciences. In: *IMAGE analysis applied to mineral and earth sciences*. Toronto: Mineralogical Association of Canada, 1989. 156 p.
- McCREESH, C.A.C., EHRlich, R., CRABTREE, S.J. Petrography and reservoir physics III: physical models for permeability and formation factor. *AAPG Bulletin*, Tulsa, Okla., v. 75, n. 10, p. 1579-1592, 1991.
- PYE, K. Rapid estimation of porosity and mineral abundance in backscattered electron images using simple SEM image analyser. *Geological Magazine*, Cambridge, v. 121, n. 2, p. 81-136, 1984.
- RUZYLA, K. Characterization of pore space by quantitative image analysis. In: *SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE & EXHIBITION*, 59, Houston, Tx., 1984. *Proceedings...* Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1984. p. 1-13.
- RUZYLA, K. Characterization of pore space by quantitative image analysis. *SPE Formation Evaluation*, Richardson, Tx., v. 1, n. 4, p. 389-398, 1986.
- SOUZA, R.S., SOBRA C.L., ANJOS, S.M.C. *et al. Petrologia dos arenitos da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa*. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIGER. SEGEX, 1002. 92 p. (Relatório DIGER 1214).
- TOMUTSA, L., BRINKMEYER, A., RAIBLE, C. *Determining petrophysical properties of reservoir rocks by image analysis*. Bartlesville, Okla.: National Institute for Petroleum and Energy Research, 1990. 18 p. (Topical report NIPPER - 444).
- YAMING, G., PINGPING, S., FUHUA, T. *A Study of pore structure by image processing method and its application*. Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1986. p. 391-400. (SPE 14872).
- WARDLAW, N.C., CASSAN, J.P. Estimation of recovery efficiency by visual observation of pore systems in reservoir rocks. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, Calgary, v. 60, n. 4, p. 572-585, 1978.
- WENTWORTH, C.K. A Scale et grade and class terms for clastic sediments. *Journal of Geology*, Chicago, v. 30, p. 377-392, 1922.

EXPANDED ABSTRACT

The petrophysical properties of a reservoir rock basically depend on the geometry of the porous space, which is complex and heterogeneous due to the several depositional and diagenetic processes that acted during its formation. Optical and electron microscopy are indispensable tools to define the mineralogical composition of grains and cements, sorting, grain size, approximate size and type of the existing pores in the reservoir rocks. Nevertheless, the evaluation of types and sizes of pores is, largely, qualitative and difficult to correlate with the quantitative measurements obtained with petrophysical analyses. Even point counting, a slow and tiresome process, quantifies only some parameters whose characteristics and precision do not always allow

good correlation with the petrophysical parameters obtained in laboratory. Variables such as porosity, permeability and distribution of the size of the pore throats measured in laboratory do not completely explain the complexity of the porous system, since they do not appropriately express information about the pore size and interconnection among them. Reservoirs with the same porosity, the same permeability and similar size of the throats may show different recovering efficiency, indicating the complexity of the porous system (Ehrlich & Davies, 1989). Image analysis (AI) emerges as a promising tool to quantify the porous space of the reservoir rocks, since it characterizes in an objective, precise and fast way the

porous geometry, making possible to estimate some petrophysical measurements, furnishing parameters that are not quantified through other methods such as perimeter, area, shape and rugosity of the porous system. In this way, from a two-dimensional image, estimates of petrophysical parameters from three-dimensional samples are obtained. Furthermore, image analysis has an additional significance, since it permits the evaluation of the porous geometry of small samples as sludge and lateral samples collected from noncored sections or without the availability of plugs.

The image analysis system being used at the Geology of Reservoirs Sector (SEGRES) of the Geology and Engineering of Reservoir Division (DGER) aims to characterize the porous space of reservoir rocks, to optimize the petrographic measurements, correlating them to the petrophysical measurements, in order to provide a complementary system to study the porous space geometry. It is even possible to develop methodology capable of foreseeing values for porosity and permeability in intervals where the lack of core samples and/or plugs restrain petrophysical measurements. The presence of lateral and/or cuttings samples permits the preparation of thin sections which are processed by the analyzer, therefore allowing petrophysical measurements estimates.

The methodology of image analyses consist in obtaining images from thin sections analyzed by scanning electron microscopy. The thin sections are impregnated with blue resin, and are additionally polished with diamond paste (in order to generate a clear and well-defined image) and finally are covered again with a fine carbon film in order to make them conductive.

At the scanning electron microscope the signal obtained by the detectors of the backscattered electrons is used, furnishing a gray shaded image, corresponding to the components average atomic density, or rather, the higher

the electronic density (or atomic number), the higher the brilliance of the image. Since the pores are filled by the epoxy resin the material with low atomic number will be shown with a darker color, different from grains and cements, that will be shown with lighter colors.

After the adjustment of brightness and contrast, through controls of the scanning electron microscope, these images are sent to the analyzer through the super scan generator (SSG) in order to be processed.

The analyzer consists of a computer, two high resolution color monitors, a printer and a unit that controls brightness and contrast of the acquired image. This equipment uses the IPA-85 software of Tracor Northern Inc., that has several applications to process and analyze images.

The image analysis was used in the study of sandstones of the Pendência Formation that were cored from the outcropping portions of the Potiguar Basin, and calcarenites of the Guarujá Formation in Santos Basin. While studying the sandstones, measurements of porosity, size, shape and pore distribution were collected in thin sections from fluvial, deltaic and turbiditic sandstones which were compared with the respective values of the petrographic and petrophysical analyses. The size, distribution and pore connection patterns showed good correlation with the petrophysical values obtained in the laboratory, which permitted to explain the different permeability results of the reservoirs analyzed.

In the carbonatic reservoirs of the Guarujá Formation, at Tubarão Field, the pore size, external perimeter, average area and pore shape factor parameters obtained by image analyses presented good correlation with the petrophysical values of the laboratory, such as permeability, size of the pore throat and efficiency of the mercury recovered. The methodology thus permitted calculation of permeability values correlative with the values measured by petrophysical methods.