

CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIO DO CAMPO DE CARAPEBA

RESERVOIR CHARACTERISTICS OF THE CARAPEBA OIL FIELD

Aladino Cândido¹⁾

RESUMO – Os principais reservatórios do Campo de Carapeba são constituídos de depósitos retrogradantes de origem turbidítica, pertencentes ao Membro *Carapebus* cretácico. A acumulação é predominantemente estrutural e formou-se em arenitos com porosidades entre 15 e 22%. A variação das características de reservatório, importantes no controle da movimentação de fluidos, resultou, principalmente, de mudanças na granulometria dos depósitos e no arcabouço das camadas de folhelho. Microconglomerados e arenitos muito grosseiros gradam a siltitos e folhelhos de noroeste para sudeste do campo. Em contrapartida, as camadas de folhelho tendem a desaparecer para noroeste. Fatores diagenéticos, associados à distribuição original de argila, favoreceram a formação de microporosidade, que contribuiu para aumentar, ainda mais, a baixa seleção na distribuição do tamanho de poros. As forças capilares não permitiram a entrada de hidrocarbonetos na fração do reservatório correspondente à microporosidade. Daí a existência de intervalos com baixa resistividade.

(Originais recebidos em 23.03.90.)

ABSTRACT – The main reservoirs in the Carapeba field are composed of retrograding deposits of turbiditic origin belonging to the Cretaceous *Carapebus* Member. The accumulation is predominantly structural and is formed of sandstones displaying a porosity of 15% to 22%. The variation in those reservoir characteristics that are important in the control of fluid movement is mainly a result of changes in the grain size of deposits and in the structural framework of shale layers. Microconglomerates and very coarse sandstones grade to siltstones and shales from the northwest to the southeast, while the shale layers tend to die out toward the northwest. Diagenetic factors associated with the original clay distribution favor the formation of microporosity, which has contributed even further to increasing low assortmentness in the distribution of pore size. Capillary forces have not allowed hydrocarbons to enter the fraction of the reservoir that corresponds to microporosity, which explains the existence of low-resistivity intervals.

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

1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Carapeba localiza-se na parte nordeste da Bacia de Campos, a cerca de 65 km do Cabo de São Tomé e 16 km ao norte do Campo de Garoupa (fig. 1). Sua descoberta ocorreu em fevereiro de 1982, com a perfuração do poço 1-RJS-193A; juntamente com os campos de Pargo e Vermelho, forma o denominado Pólo Nordeste da Bacia de Campos, com estratégia de produção integrada e início desta no final de 1988. O volume de óleo original é da ordem de $102,0 \times 10^6$ m³, distribuído numa área de aproximadamente 35 km².

Os estudos geológicos, até o presente, visaram, essencialmente, a obtenção do volume original de óleo do campo. Outros aspectos dos reservatórios, como heterogeneidades do meio poroso, não foram ainda abordados. Esse trabalho pretende caracterizar os atributos relevantes tanto ao fluxo de fluidos quanto à recuperação de hidrocarbonetos.

2 – CONTEXTO GEOLÓGICO

Em relação ao arcabouço estrutural da Bacia de Campos, o Campo de Carapeba posiciona-se na parte sudoeste do alto onde se situa o

1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento dos Pólos Norte e Nordeste (SEDENE), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

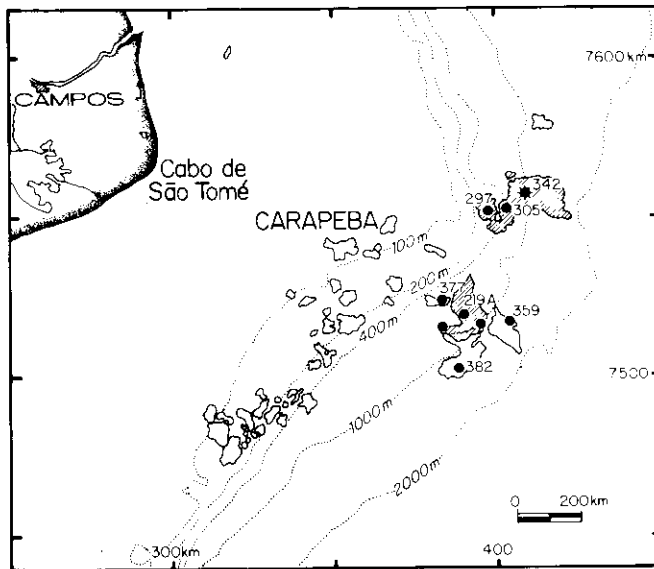


Fig. 1 - Mapa de localização.
Fig. 1 - Location map.

poço 1-RJS-117, o qual associa-se a sudoeste com o Baixo de Corvina-Parati e a noroeste com o Baixo de São Tomé. A coluna estratigráfica atravessada pelos poços do campo compõe-se das formações Emborê, Campos e Macaé. Os reservatórios são constituídos de duas espessas seções de arenitos do Membro *Carapebus*, localizadas na parte inferior da Formação Campos (fig. 2). A acumulação principal é predominantemente estrutural e ocorre na seção cretácica, que resultou no preenchimento de uma calha, orientada na direção NW-SE, por correntes turbidíticas provenientes de NW. Conforme

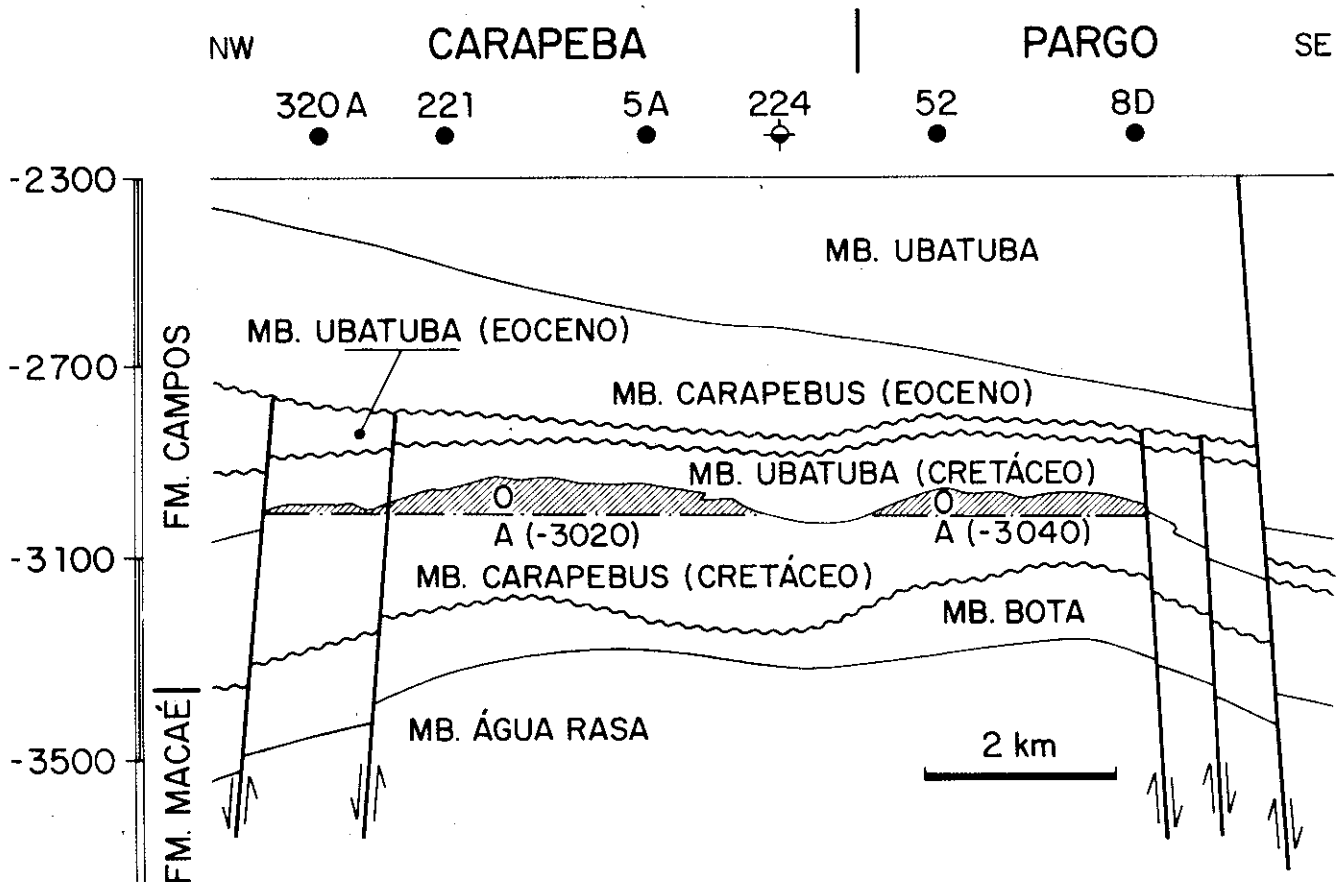


Fig. 2 - Seção geológica esquemática da área dos campos de Carapeba e Pargo.
Fig. 2 - Schematic geological section of the Carapeba and Pargo field area.

ilustra a figura 2, a estruturação que propiciou a formação do depósito foi definida no final do Cretáceo e início do Terciário. O reservatório tem caráter retrogradante, largura entre 5 e 10 km, espessuras maiores que 300 m e comprimento além de 20 km; estende-se tanto para sudeste de Pargo quanto para noroeste de Carapeba. A ocorrência de óleo do Eoceno é do tipo estratigráfica e restringe-se a dois corpos acanalados do final da sequência de arenitos eocênicos, que, ao contrário dos cretácicos, possui caráter progradante.

A estrutura ao nível dos reservatórios do Campo de Carapeba tem a forma generalizada de um domo alongado na direção leste-oeste, contendo feições dômicas secundárias nas áreas dos poços 3-CRP-3D, 7-CRP-11 e 7-CRP-13D (fig. 3). A área é afetada por uma série de falhas normais, não restritivas ao fluxo de fluidos, com direção aproximada norte-sul, mergulho para oeste e rejeitos oscilando entre 20 e 60 m. A acumulação ocorre a partir de menos 2 900 m e seus limites são definidos por falha a sudoeste, por mergulho das camadas a oeste, norte e sudeste, por acunhamento a leste, por truncamento dos reservatórios ao sul e verticalmente por contato óleo/água a menos 3 025 m.

3 - TIPOS LITOLÓGICOS

A análise macroscópica dos testemunhos dos poços 1-RJS-193A, 3-RJS-224, 3-CRP-5A, 3-CRP-8, 3-CRP-9, 7-CRP-11 e 7-CRP-14 revela que os reservatórios são constituídos, basicamente, de arenitos finos a muito grosseiros e microconglomeráticos, maciços ou com estruturas de escape d'água. A fração argila (partículas menores que 2 μ m) varia, aproximadamente,

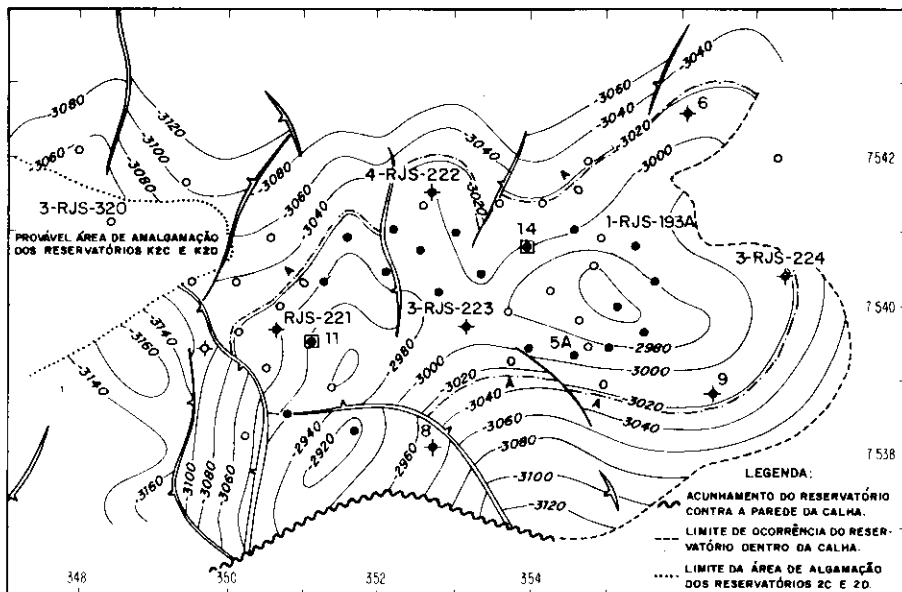


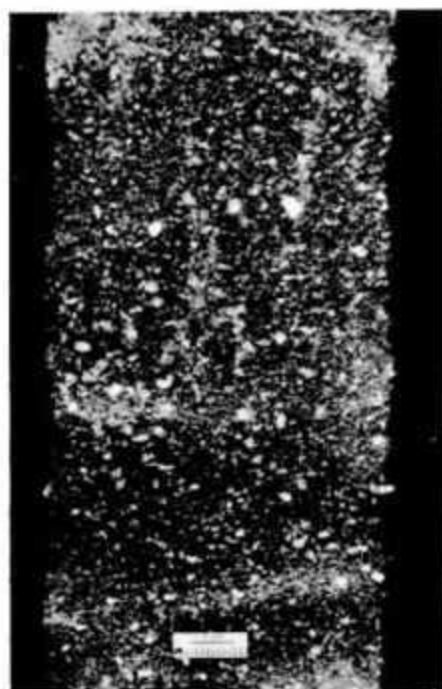
Fig. 3 - Mapa estrutural do topo do Reservatório Carapeba Cretácico 2D.
Fig. 3 - Structural map at the top of the Cretaceous Carapeba reservoir 2D.

de 0,3% para os arenitos mais grosseiros até 2%, e muito raramente 10%, para os arenitos mais finos. Os constituintes principais são quartzo e feldspato e, menos frequentemente, granada e fragmentos de rocha. A cimentação principal é a calcífera, podendo ser localmente intensa e formar manchas isoladas de arenitos completamente cimentados. Outros constituintes diagenéticos são a opala, a pirita e o anatásio. Detalhes sobre mineralogia e diagênese podem ser encontrados em Freitas (1987) e Herter (1987).

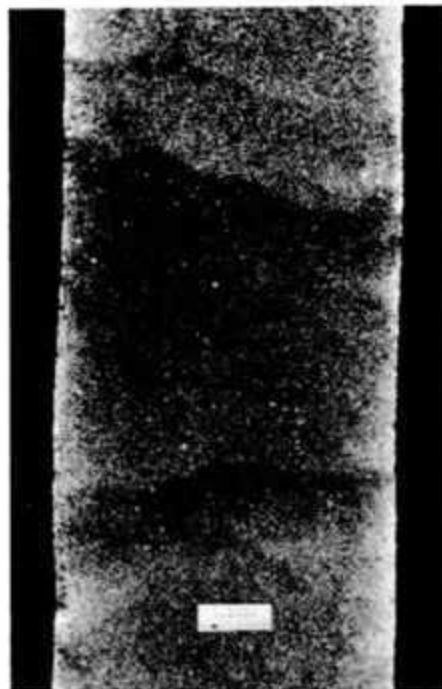
Os dados de porosidade e permeabilidade de laboratório dos arenitos finos a muito grosseiros mostram, em gráfico, comportamento distinto daqueles dos microconglomerados. Os valores de permeabilidades nos microconglomerados são consistentemente maiores que nos arenitos com porosidades similares, conforme mos-

tram as equações de regressão linear: $\log K = 0,164 - 0,235$ (microconglomerados) e $\log K = 0,123 - 0,148$ (arenitos). Estes dados serviram de base para a definição dos tipos litológicos utilizados na descrição dos reservatórios, aqui designados de litofácies. Desse modo, a litofácies A representa os microconglomerados e arenitos muito grosseiros com grânulos dispersos e a litofácies B, os arenitos médios a muito grosseiros (fig. 4).

Nos poços testemunhados, verifica-se uma correspondência direta entre a granulometria e a densidade lida no perfil de densidade compensada (FDC); ocorrem microconglomerados sempre que, em intervalos de baixa radioatividade, o perfil indica valores de densidade igual ou maior que 2,3 g/cm³. Assim, esse valor serve de parâmetro para a identificação das litofácies nos poços não testemunhados (fig. 5).



1 - LITOFÁCIES A



2 - LITOFÁCIES B

Fig. 4 - Fotografias de testemunho ilustrando os dois tipos principais de reservatório do Campo de Carapeba.

Fig. 4 - Core sample photographs illustrating the two main types of Carapeba field reservoirs.

4 - ZONEAMENTO E DISTRIBUIÇÃO DAS LITOFÁCIES

A figura 6 é uma seção estratigráfica regional ilustrada das variações laterais e verticais dos arenitos, ao longo da provável direção de transporte dos sedimentos. Dois intervalos são evidentes: um superior, com abundância de intercalações argilosas, onde os corpos de arenito gradam a folhelhos em direção ao Campo de Pargo, e outro inferior, bastante espesso, com grande continuidade lateral. Com base nas principais intercalações de folhelho, o intervalo superior foi subdividido em reservatórios Cretáceo 1 e Cretáceo 2, e o inferior designado de Reservatório Cretáceo 3. Em função das intercalações argilosas com ampla distribuição pelo campo, subdividiu-se o Reservatório Cretáceo 2 em quatro unidades denominadas, respectivamente, de 2A, 2B, 2C e 2D.

A figura 7 combina dados de isópacas e litofácies do Reservatório

Cretáceo 2C, ilustrando as variações de granulometria e espessura. Observa-se que o reservatório acunha para leste, sudeste e nordeste e que há uma gradação consistente da litofácies A para a litofácies B e, finalmente, para siltitos e folhelhos, nas mesmas direções. Mapas deste tipo foram preparados para o Cretáceo 1, Cretáceo 3 e demais unidades do Cretáceo 2; todos mostram tendências similares, exceto o Cretáceo 2B, que apresenta somente a litofácies B, e o Cretáceo 3, que é constituído apenas pela litofácies A e cuja geometria é moldada pela calha deposicional.

5 - CARACTERÍSTICAS DOS SISTEMAS DE POROS

A figura 8 mostra curvas de pressão capilar a mercúrio típicas da litofácies A, enquanto que a figura 9 revela os resultados de uma amostra da litofácies B. O alto teor de mercúrio retido na amostra da litofácies A, após a ejeção, indica que grande parte dos poros maiores estão associados com gargantas pe-

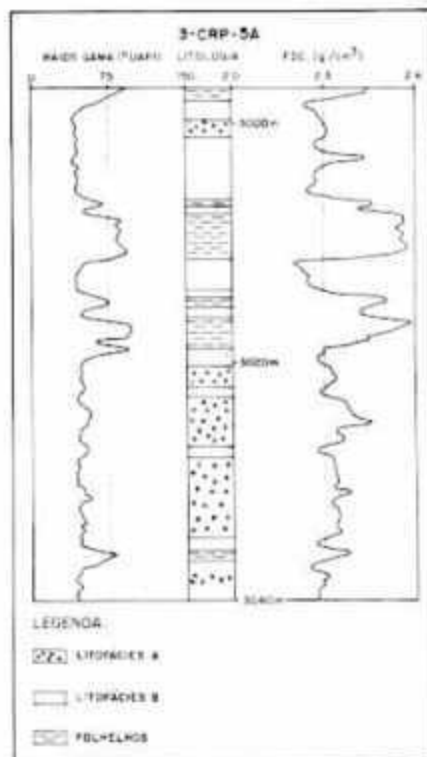
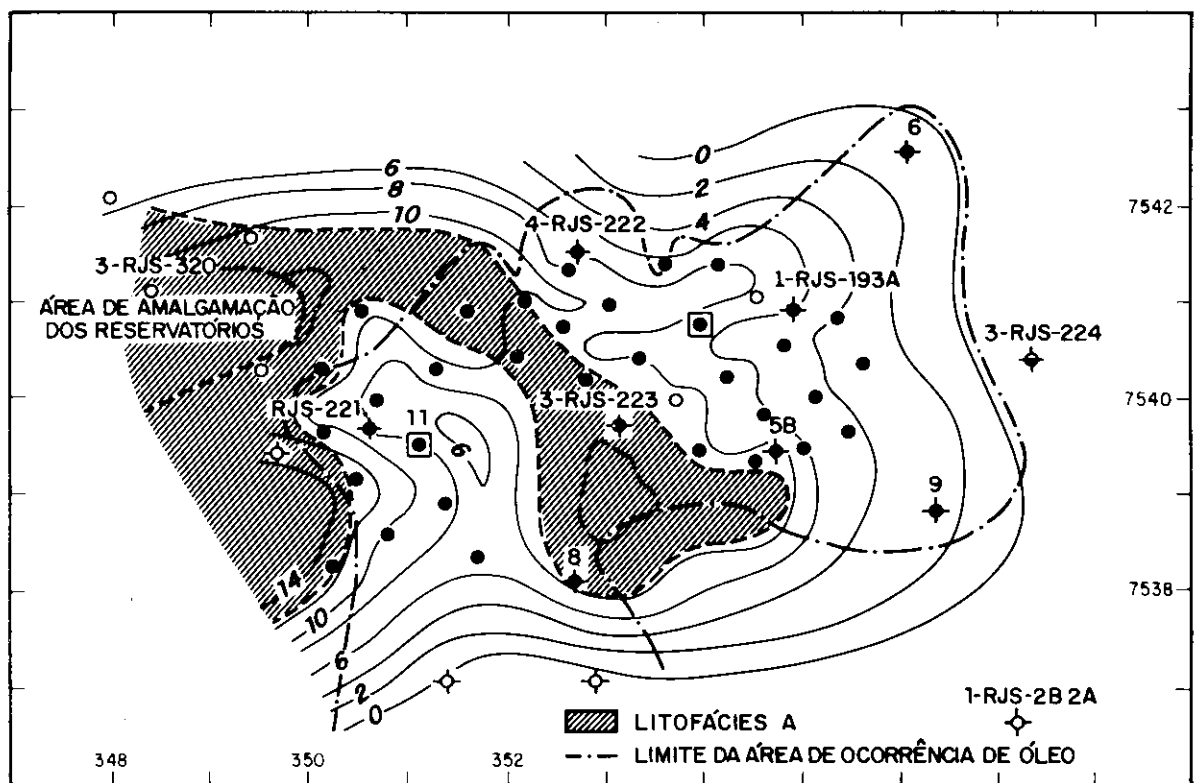
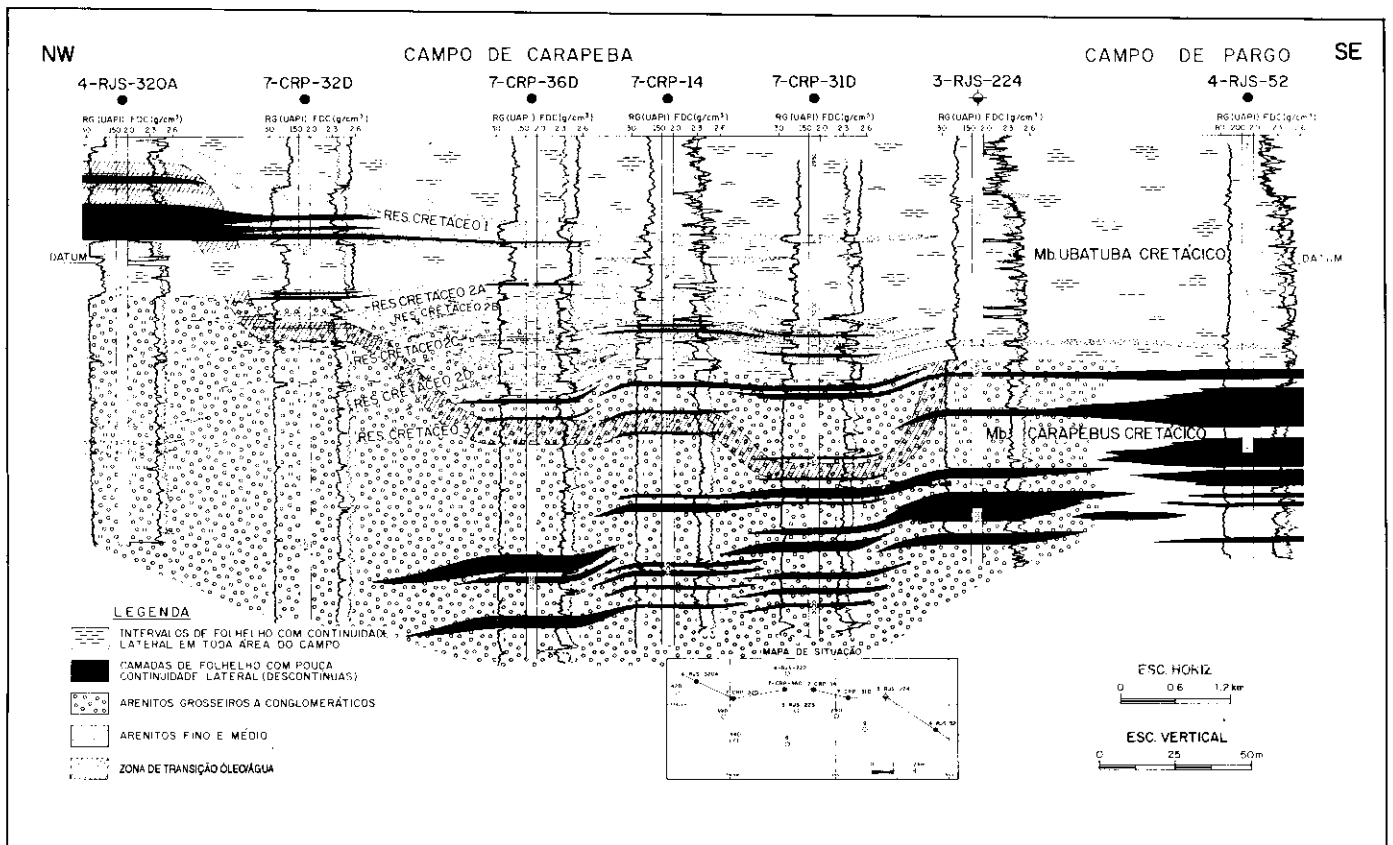


Fig. 5 - Perfis de densidade e raios gama típicos para as litofácies A, B e folhelhos.

Fig. 5 - Typical density and gamma-ray logs for lithofacies A and B and shales.

quenas ou que agrupamentos de poros maiores formam regiões descontínuas interligadas por redes contínuas de gargantas e/ou poros menores. Na litofácies B, a ocorrência de modas secundárias do lado das gargantas menores, associada com a menor saturação residual de mercúrio, sugere a presença de populações heterogêneas de gargantas ou poros pequenos interligados por um sistema contínuo de poros maiores. A figura 10 mostra fotomicrografias ilustrativas destas populações, cuja origem é atribuída à alteração diagenética de intraclastos de folhelho, projetados para dentro da porosidade primária durante a compactação. Estas regiões microporosas ocorrem também na litofácies A, porém são bem mais abundantes na litofácies B.

Calculou-se a pressão capilar no reservatório em função da altura na coluna de óleo. Com esse cálculo obteve-se o diâmetro mínimo de garganta de poros possivelmente saturados com óleo para cada re-



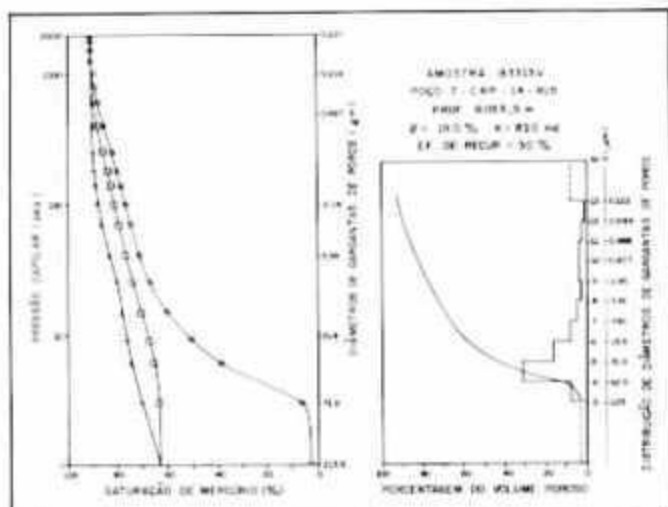


Fig. 8 - Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e distribuição de diâmetros de gargantas e poros, típicas da litofácies A. Círculo indica curva de drenagem (injeção); cruz, curva de embebição (ejeção) e quadrado, curva de reinjeção.

Fig. 8 - Capillary pressure curves, by mercury injection and distribution of pore throat and pore diameter, typical of lithofacies A. Circle = drainage curve (injection); cross = absorption curve (ejection); square = reinjection curve.

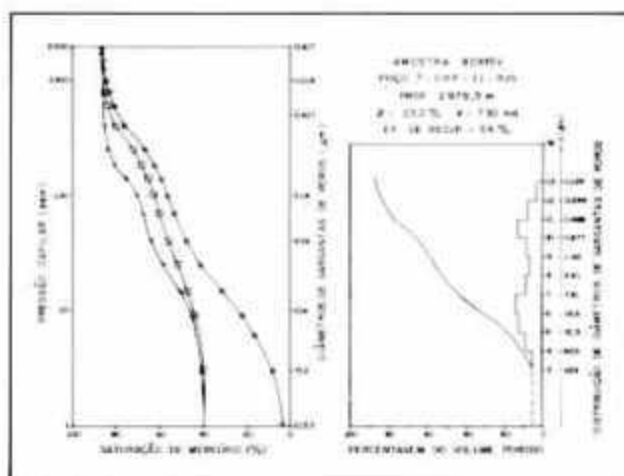


Fig. 9 - Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e distribuição de diâmetros de gargantas e poros, típicas da litofácies B. Símbolos como descritos na figura 8.

Fig. 9 - Capillary pressure curve, by mercury injection and distribution of pore throat and pore diameter, typical of lithofacies B. Symbols as in figure 8.

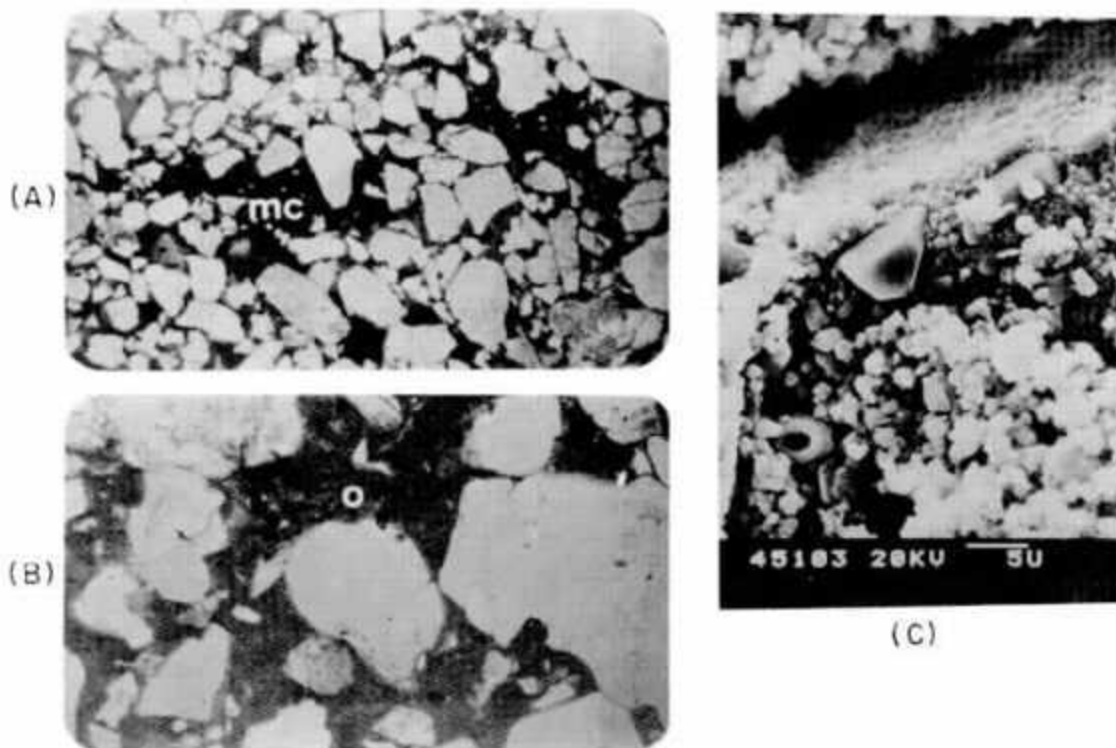


Fig. 10 - Fotomicrografias de lâminas delgadas e MEV ilustrando a origem diagenética, o caráter heterogêneo e descontínuo das regiões microporosas e a magnitude do tamanho dos microporos.

(A) - Matriz de compactação (mc), resultante da projeção de intraclastos de folhelho para dentro da porosidade primária (paralelos; altura da foto: 3,0 mm, poço: 7-CRP-11, prof.: 2 977,80 m).

(B) - Opala (O) ou massa silicosa, produto da diagênese da matriz de compactação (paralelos; altura da foto: 1,2 mm, poço: 3-RJS-224, prof.: 3 042,60 m).

(C) - Agregados de micro-cristais de quartzo exibindo enorme variedade de tamanhos de microporos (poço: 3-CRP-8, prof.: 2 998,90 m). (Adaptado de Freitas (1987).

Fig. 10 - Photomicrographs of thin sections and MEV illustrating diagenetic origin, heterogeneous and discontinuous character of microporous regions, and micropore size.

(A) - Compaction matrix (mc), resulting from the projection of shale intraclasts inside primary porosity (parallel shale intraclasts inside primary porosity (parallel nicols; height of photo: 3,0 mm; well: 7-CRP-11; depth: 2 977,80 m).

(B) - Opal (O) or siliceous mass, product of diagenesis of compaction matrix (parallel nicols; height of photo: 1,2 mm; well: 3-RJS-224; depth: 3 042,60 m).

(C) - Quartz microcrystal aggregates displaying great assortment of micropore sizes (well: 3-CRP-8; depth: 2 998,90 m). (Adapted from Freitas (1987).

servatório. Utilizando-se das curvas de pressão capilar obtidas no laboratório, determinou-se a fração do volume poroso constituída de poros com gargantas menores que esse valor mínimo. A figura 11 resume esses dados, mostrando no eixo das abscissas a fração do volume poroso e no das ordenadas a altura acima do contato óleo/água. Os números à direita representam o diâmetro mínimo das gargantas de poros com óleo para cada reservatório.

A questão da baixa resistividade de alguns intervalos dos reservatórios de Carapeba tem sido objeto de discussões desde a descoberta do campo, quando o poço 1-RJS-193A produziu 223 m³/d de óleo livre da água em intervalo (2 990/2 999m) com resistividade média da ordem de 2,5 ohm.m²/m. O primeiro comentário surgiu numa nota de consultoria do Dr. Hoccott, que analisa a baixa resistividade do poço 4-RJS-224, sem contudo apontar as causas do fenômeno. Freitas (1987) e Lemos *et al.* (1988), utilizando dados de microscopia petrográfica e eletrônica de varredura, associados com curvas de pressão capilar a mercúrio, concluíram que a baixa resistividade em discussão relaciona-se com a alta retenção de água na microporosidade decorrente da alteração diagenética de argila detrital (fig. 10). A coluna de hidrocarbonetos não induziu pressão suficiente para vencer a pressão de entrada dos microporos, impedindo a expulsão da água co-nata. Esses resultados representam um avanço importante na caracterização dos reservatórios, porém falta a quantificação e o mapeamento dessas regiões microporosas através do campo. Neste trabalho, conforme ilustrado na figura 11, quantifica-se as regiões microporosas utilizando-se os dados de

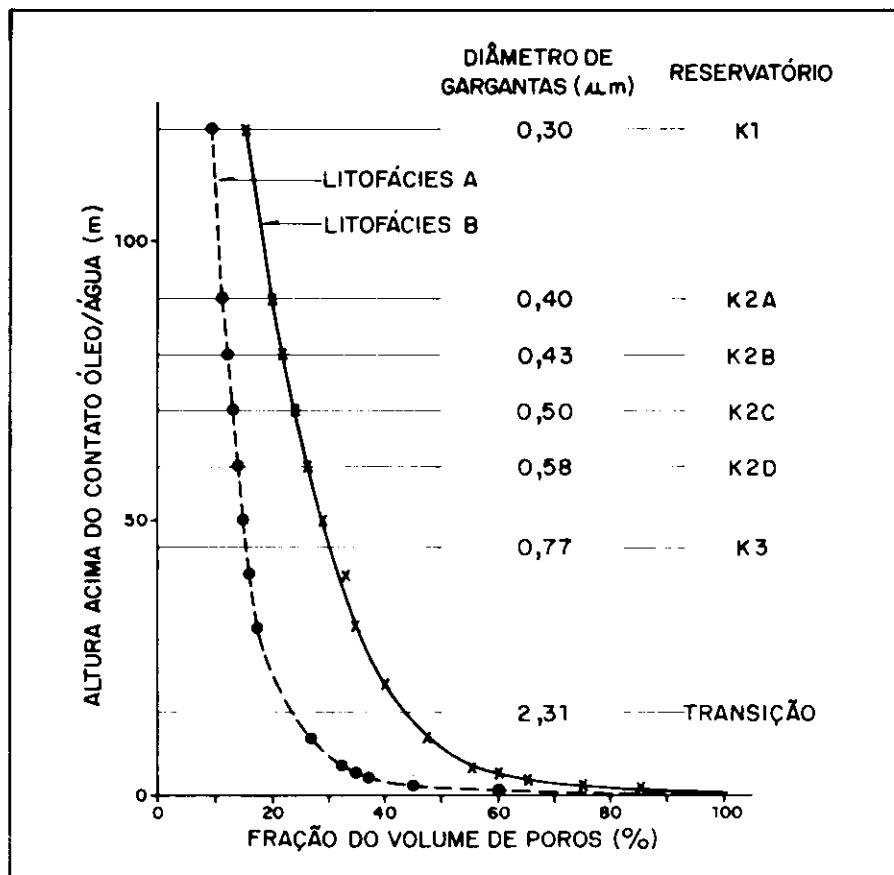


Fig. 11 - Gráficos do volume poroso possivelmente saturados com água em função da altura acima do contato o/a. indica-se também a magnitude de menor garganta com óleo em cada reservatório.

Fig. 11 - Graph of porous volume, possibly saturated with water as a function of height above oil/water contact. Also indicates magnitude of smallest pore throat containing oil in each reservoir.

pressão capilar. Por exemplo, o Reservatório Cretáceo 2D conterà pelo menos 27% do seu volume poroso ocupado por água, se ocorrer a litofácies B. Entretanto, ocorrendo a litofácies A, essa proporção decresce para cerca de 15%. Assim explica-se porque a resistividade varia através dos reservatórios. Além disso, a figura 11 evidencia que a litofácies B tende a conter maior quantidade de microporosidade que a litofácies A.

Não havendo variações na distribuição de microporosidades, mapas de resistividade ou de satura-

ção de água devem refletir basicamente a estrutura do campo, como resposta à variação de posicionamento dos reservatórios em relação ao contato óleo/água. Isto deve ser válido no Campo de Carapeba porque não se tem variações significativas nos valores de porosidade (tabela I). Portanto, desvios desta tendência devem significar variações na proporção do volume poroso ocupada por microporos. Desse modo, na parte leste do campo há um aumento significativo na proporção de microporosidade nos reservatórios Cretáceo 2B e Cretáceo 2C, uma

TABELA I/TABLE I
RESUMO ESTATÍSTICO DOS DADOS DE POROSIDADE E
PERMEABILIDADE DE LABORATÓRIO
STATISTICAL SUMMARY OF LABORATORY DATA ON
POROSITY AND PERMEABILITY

	Litofácies A	Litofácies B
Φ	17,3	19,7
$\sigma\Phi$	2,4	3,0
K	414,5	188,3
σK	3,2	3,8

Φ = média aritmética das porosidades (%)
 $\sigma\Phi$ = desvio-padrão das porosidades (%)
 K = média geométrica das permeabilidades (md)
 σK = desvio-padrão das permeabilidades

Φ = arithmetic mean for porosities (%)
 $\sigma\Phi$ = standard deviation for porosities (%)
 K = geometric mean for permeabilities (md)
 σK = standard deviation for permeabilities

vez que desapareceu nos mapas de resistividade a feição dômica da área do poço 7-CRP-13D. Já os reservatórios Cretáceo 2A, Cretáceo 2D e Cretáceo 3 estão aparentemente livres da influência das variações de microporosidade. O Reservatório Cretáceo 1 apresenta maior complexidade na distribuição de áreas com baixa resistividade. Quatro regiões com menor efeito de microporosidades são identificadas, respectivamente, nas proximidades dos poços 1-RJS-193A, 7-CRP-28D, 7-CRP-45D e 7-CRP-47D.

6 – DISTRIBUIÇÃO DE PERMEABILIDADES

A tabela I resume, estatisticamente, os dados de porosidade e permeabilidade de laboratório das litofácies A e B. Como pode ser constatado pelos valores de desvio-padrão, a litofácies B representa reservatórios mais heterogêneos que a litofácies A. Este resultado pode parecer inesperado, considerando-

se que os arenitos são melhor selecionados e mais homogêneos que os microconglomerados. Entretanto, ressalta-se que a variação do tamanho de poros da litofácies B, resultante da variação granulométrica, é maior que a da litofácies A, porque esta é constituída, principalmente, de microconglomerados, enquanto que a litofácies B contém desde arenito fino até arenito muito grosseiro. Além disto, a maior expressividade em microporos aumentou ainda mais a heterogeneidade desta litofácies.

As barreiras de permeabilidade são essencialmente verticais, decorrentes das camadas de folhelhos e de lentes de arenito cimentadas por calcita. No caso dos reservatórios Cretáceo 1 e Cretáceo 2, estas barreiras desaparecem a oeste, porém são de ampla distribuição a leste (fig. 6). Já no Reservatório Cretáceo 3 as camadas de folhelho têm pouca continuidade lateral, afetando a permeabilidade vertical apenas com o aumento da tortuosida-

de do caminho de movimento dos fluidos. Internamente, em virtude da abundância de estruturas de escape d'água e de camadas maciças, os reservatórios devem ter boa permeabilidade vertical.

7 – AQUÍFERO

Os dados dos poços da área de Carapeba e Pargo indicam a presença de um enorme aquífero, comum aos dois campos, que atinge espessuras maiores que 250 m e estende-se para noroeste de Carapeba. Entretanto, provavelmente, é limitado por falha nas proximidades leste do Campo de Pargo. Devido ao enorme volume, deve-se esperar um influxo atuante verticalmente. Porém, principalmente no Reservatório Cretáceo 2, prevê-se movimentação lateral, em virtude da arquitetura das intercalações de folhelho (fig. 6). Dessa forma, caso seja necessário repressurizar os reservatórios com injeção de água, a área noroeste do campo será mais favorável ao posicionamento dos poços injetores.

8 – CONCLUSÕES

– A constatação de que os microconglomerados apresentam valores de permeabilidade consistentemente maiores que os arenitos finos a muito grosseiros, com porosidades similares, fundamenta a definição das litofácies A e B. A descrição de reservatório com base em tipos litológicos, assim definidos, facilita a análise da variação de permeabilidades através do meio poroso.

– As variações das características de reservatório, relevantes ao movimento dos fluidos resultaram, principalmente, de mudanças na granulometria dos depósitos e no arcabouço das camadas de folhelho. A granulometria grada de microconglomerados a siltitos e folhelhos, de noroeste para sudeste,

ao passo que as camadas de folhelhos desaparecem a noroeste dando, assim, um aspecto mais confinante aos reservatórios a sudeste. Além disso, a proporção de microporosidade também aumenta para sudeste, diminuindo a qualidade dos reservatórios no mesmo sentido.

– Em virtude das proporções do aquífero, espera-se um influxo atuante, tanto vertical quanto lateralmente. A atuação lateral será principalmente de noroeste para sudeste, em conseqüência da arquitetura das camadas de folhelho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGRA, J. M., HERTER, G.G. *Análise seqüencial dos testemunhos do poço 3-CRP-5A-RJS, Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/SUPEP / DÍGER, 1987. (Comunicação Técnica 40/87)

FREITAS, L. C. S. *Estudo de reservatório do Membro Carapeba (Cretáceo) no Campo de Carapeba, Bacia de Campos, Rio de Janeiro*. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Departamento

de Geologia, Universidade Federal de Ouro Preto, 1987.

HOCOTT, C. L. *Notas de consultoria para o Departamento de Exploração*. In: CARTA AO DEPEX. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 07 Set. 1982.

LEMONS, W. P. *et al.* Estudo da baixa resistividade em intervalos produtores de óleo no Campo de Carapeba. In: 3. SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS, MÓDULO 17. Teresópolis, 12-17 Jun. 1988.

EXPANDED ABSTRACT

Oil production in the Carapeba field comes mainly from turbidite sandstones positioned in the Cretaceous section of the Campos formation. The accumulation resulted from the trapping of oil in an east-west-trending anticline formed by salt tectonics. Some normal faults affected the structure but are not considered restrictive to the flow of fluids. However, some of the faults bound the oil pool in the southwest flank of the structure.

The variation in reservoir characteristics is associated mainly with the change in grain size of the sediments. Microconglomerates and very coarse sandstones change to very fine sandstones and siltstones and then to shales

southeastward. This tendency is accompanied by a shale interlayer framework where each shale bed tends to die out northwestward. As a consequence, the reservoirs become more confined toward the southeastern area and permeability values increase within the same bed toward the northwestern portion of the field. Therefore, following oil production, the aquifer is expected to be more active southeastwardly than vertically, and no water drive is predicted for the southeastern area.

The space available for storage of fluids in the Carapeba field is characterized by a high proportion of pores with large surface areas. The maximum capillary pressure prompted by

the oil column is lower than the threshold pressure of most of these micropores, which are consequently saturated with brine. This explains the occurrence of low-resistivity intervals, even well above the oil/water contact.

Petrographic and X-ray analyses demonstrate that the microporosity system discussed above originated from diagenetic processes. Clay fragments previously forced into the pores during the compaction stage were changed into a sponge-like material composed of amorphous crystals of silicon. Within each productive interval the proportion of microporosity increases southeastwardly in response to the decrease in grain size.

