

# FÁCIES SEDIMENTARES, EVOLUÇÃO DA POROSIDADE E QUALIDADE DE RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO SERGI, CAMPO DE FAZENDA BOA ESPERANÇA, BÁCIA DO RECÔNCAVO

SEDIMENTARY FACIES: THE EVOLUTION OF POROSITY AND RESERVOIR QUALITY IN THE SERGI FORMATION, FAZENDA BOA ESPERANÇA FIELD, RECÔNCAVO BASIN

Wilson Luiz Lanzarini<sup>(1)</sup> Gerson José Salamoni Terra<sup>(2)</sup>

RESUMO — Foram caracterizadas cinco fácies deposicionais na Formação Sergi, no Campo de Fazenda Boa Esperança. As fácies A e B representam depósitos de canais e barras fluviais e são constituídas por conglomerados e arenitos. As fácies C e D são de inundação dos ciclos fluviais e constituem-se de arenitos finos, siltitos e folhelhos. A fácies E resulta do retrabalhamento eólico do sistema fluvial exposto ou abandonado e é composta por arenitos bimodais. A deposição da Formação Sergi evoluiu de um sistema com predominância das fácies fluviais nas porções basal e mediana da formação, para um progressivo abandono do sistema fluvial no topo, onde predominam as fácies de retrabalhamento eólico. O ambiente e o clima nos quais a Formação Sergi foi depositada, condicionaram a evolução da diagênese, e por consequência, a porosidade e a qualidade dos reservatórios. A infiltração mecânica de argilas e formação de calcretes foram processos eodiagênicos relacionados ao ambiente deposicional, que afetaram os reservatórios das fácies fluviais. A fácies A, apesar de possuir alto teor de argila, apresenta expressivos valores de macroporosidade devido ao encolhimento dessa argila na mesodiagênese. A fácies B, apesar de menos argilosa que a fácies A, é mais cimentada e, portanto, menos porosa. A fácies E, eólica, pouco afetada pela eodiagênese, constitui-se no melhor reservatório do campo. As fácies C e D, não são consideradas reservatório. O campo foi dividido em seis zonas de produção. As zonas I e II, na porção superior, são as melhores do campo. Na zona I predomina a fácies eólica, enquanto na zona II, a fácies de canal fluvial.

(Originais recebidos em 31.10.89.)

ABSTRACT — A sedimentologic study of the Jurassic Sergi Formation in the Fazenda Boa Esperança oil field identified five facies whose characteristics can be related to the intensity of diagenetic processes and consequently to reservoir quality. Facies A and B involve fluvial channel and bar sands consisting mostly of sandstones and conglomerates. Facies C and D refer to fine sandstones, siltstones, and shales deposited during fluvial flood stages. Facies E refers to bimodal sandstones deposited following the eolian reworking of exposed fluvial bars or abandoned fluvial deposits. The depositional sequence of the Sergi Formation evolved from sediments deposited in a fluvial environment at the base and midsection, grading upwards to sediments deposited predominantly in an eolian environment. The sediments of the upper Sergi Formation are fluvial sands reworked by eolian processes. The Sergi Formation was deposited in a continental environment, in an arid to semi-arid climate which controlled the diagenetic evolution of the sands and consequently their reservoir quality and, particularly, their porosity. Eodiagenetic processes such as the mechanical infiltration of clays and calcrete formation are the key factors determining the quality of fluvial facies reservoirs. Despite their high clay content, facies A reservoirs display good macroporosity values, mostly due to clay shrinkage during mesodiagenesis. Facies B reservoirs have a lower clay content than facies A reservoirs, but the former are more extensively cemented and consequently display lower porosity than the latter. Facies E sediments present the best reservoirs in the field, since they were not extensively altered by eodiagenetic processes. Facies C and D sediments do not display adequate reservoir quality. The Sergi Formation in the Fazenda Boa Esperança field has been divided into six production zones, on the basis of hydrocarbon yield. Located in the upper part of the Sergi Formation, zones I and II are the most productive. Zone I consists mainly of facies E (eolian sandstones) whereas the majority of zone II reservoirs consists of facies A and B (fluvial sandstones).

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

- 1 - Setor de Geologia para Exploração (SEGEX), Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (DIGER), Centro de Pesquisas (CENPES), Cidade Universitária, Quadra 7, Ilha do Fundão, CEP 21910, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- 2 - Área de Desenvolvimento de Campos I (ADESC I), Gerência de Exploração I (GEREX I), Petrobrás Internacional S.A. - BRASPETRO, Rua General Canabarro, 500, CEP 20271, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

## 1 - INTRODUÇÃO

O Campo de Fazenda Boa Esperança (FBE) localiza-se na porção centro-norte da Bacia do Recôncavo (fig. 1), distando aproximadamente 100 km da cidade de Salvador, Bahia. Está situado no bloco alto de uma grande falha normal de direção NE-SW, um prolongamento para SW da Falha de Araçás. Ocupa uma área de 5 km<sup>2</sup> onde já foram perfurados 31 poços, sendo dois com testemunhagem contínua na Formação Sergi, que contém os principais reservatórios do campo e foi depositada numa bacia cratônica anterior ao rompimento do rift do Recôncavo, no Jurássico Superior (fig. 2). A formação no campo apresenta espessura média de 230 m, e seu topo encontra-se a uma profundidade média de 2 300 m.

Muitos estudos de petrologia da Formação Sergi, seja em escala de bacia, ou de campo de hidrocarbonetos, têm sido realizados nos últimos anos. Uma revisão destes trabalhos aparece em Bruhn & De Ros (1987). O objetivo do presente estudo é caracterizar suas fácies sedimentares no Campo de Fazenda Boa Esperança, e relacioná-la com a intensidade dos processos diagenéticos e com a qualidade dos reservatórios.

O estudo das rochas sedimentares da Formação Sergi foi realizado como parte do projeto integrado do campo (Terra *et al.*, 1988) por meio de descrições de testemunhos, de seções delgadas, análises de difratometria de raios X (DRX), de microscopia eletrônica de varredura (MEV) associado ao analisador de energia dispersiva de raios X (EDAX), e de medidas petrofísicas.

## 2 - FÁCIES SEDIMENTARES

Foram reconhecidas cinco fácies sedimentares (segundo o conceito de Selley, 1976) para a Formação Sergi de Fazenda Boa Esperança (FBE), designadas informalmente por fácies A, B, C, D e E.

### 2.1 - Descrição das Fácies

Fácies A -- é formada por conglomerados

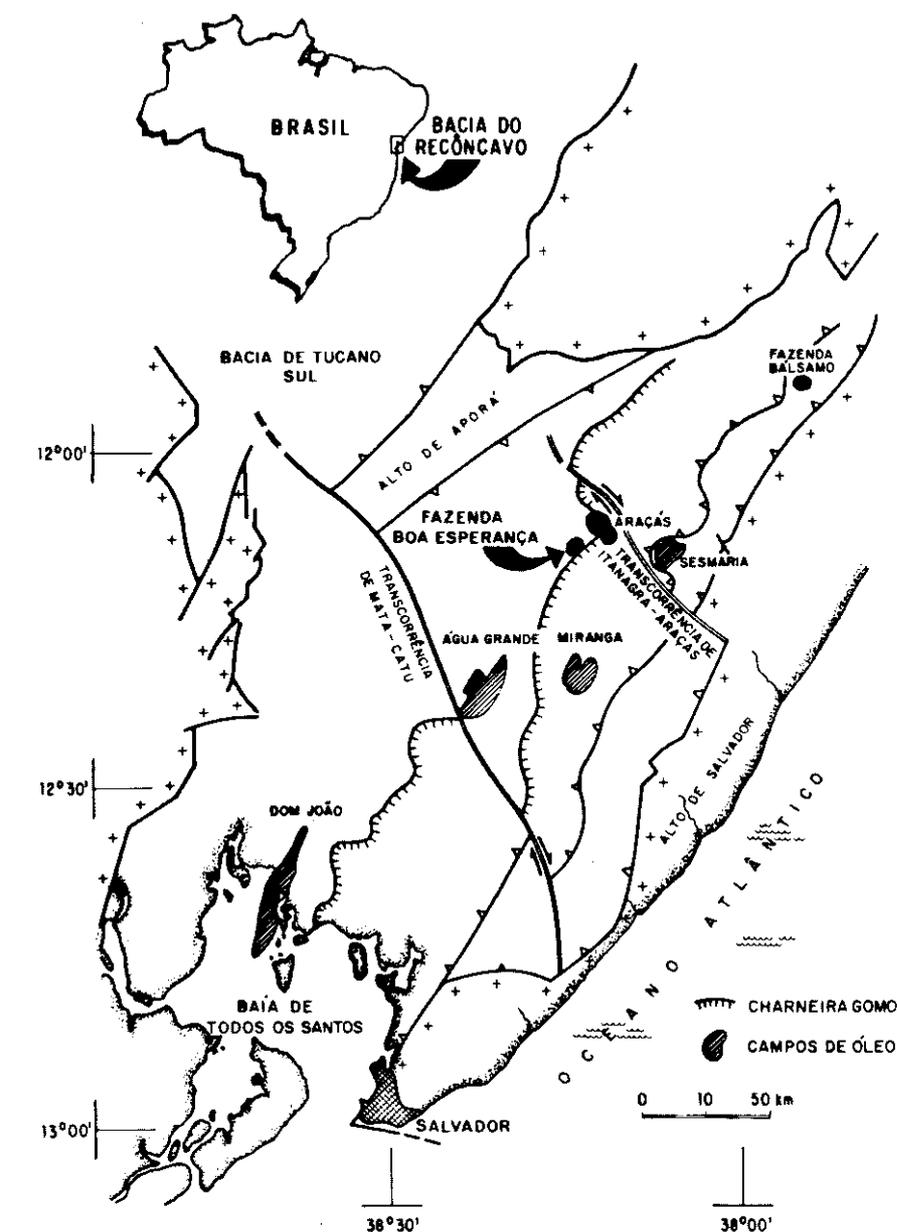


Fig. 1 - Mapa de localização do Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo.  
Fig. 1 - Location map, Fazenda Boa Esperança field, Recôncavo Basin.

dos granulados, mais raramente seixosos, e por arenitos muito grosseiros, conglomeráticos (foto 1), com seixos comumente de quartzo, e, em menor quantidade, feldspatos e, eventualmente, intraclastos lamosos e carbonáticos. Apresenta estratificação cruzada acanalada e granodecrescência ascendente. É predominantemente esverdeada pelo alto conteúdo de argilas de infiltração, semi-frável e pouco cimentada por calcita.

Fácies B -- é constituída por arenitos de grosseiros a finos, de pobremente a mo-

deradamente selecionados de subarcósis a arcósis, (foto 2), com estratificação cruzada tabular, e secundariamente acanalada, também apresentando granodecrescência ascendente. Variam de predominantemente pouco porosos, muito argilosos ou muito cimentados por crescimento secundário de quartzo e calcita poiquilotópica, a pouco argilosos e/ou pouco cimentados, porosos e impregnados por óleo.

Fácies C -- é composta de arenitos de finos a muito finos, com laminação cruza-

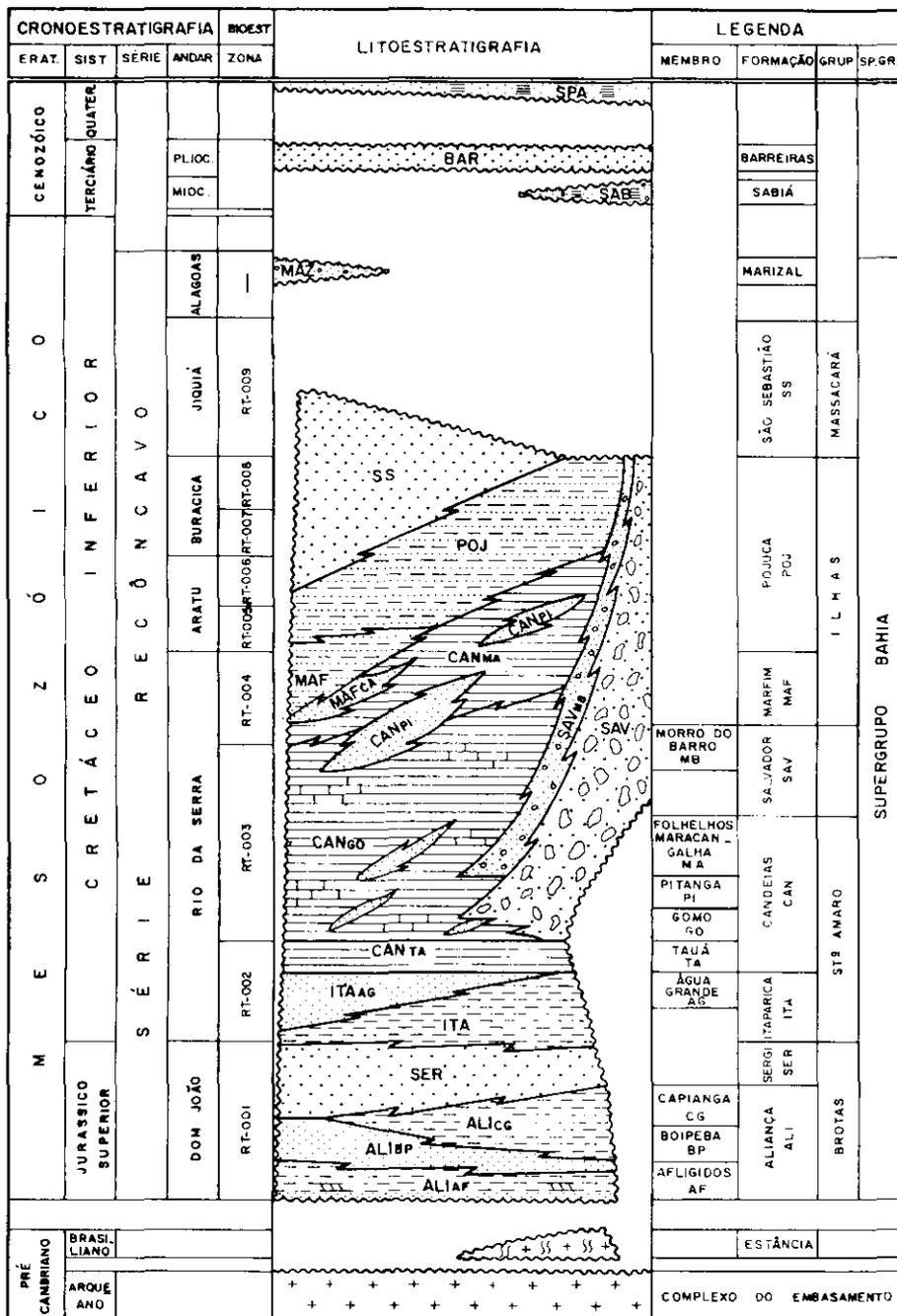


Fig. 2 - Coluna Estratigráfica da Bacia do Recôncavo (modificado de Vianna et al., 1971).  
 Fig. 2 - Stratigraphic column, Recôncavo Basin (modified from Vianna et al., 1971).

da cavalgante (foto 3). Ôndulas cavalgantes em fase, laminação plano-paralela e estratificação de baixo ângulo também estão presentes. São arenitos micáceos, síltico-argilosos, muito cimentados e com porosidade muito baixa.

Fácies D — compreende lamitos arenosos castanho-avermelhados, cinza-esverdeados, ou variegados. Os níveis mais sílticos exibem ôndulas cavalgantes ou laminação plano-paralela. Outras estruturas comuns a estes lamitos são gretas de ressecamento preenchidas por areia,

feições de fluidificação tardi-deposicionais, assim como nódulos e crostas carbonáticas. Algumas camadas de lamitos arenosos/conglomeráticos, maciços, foram também incluídas nesta fácies.

Fácies E — comporta quartzarenitos e arenitos subarcósicos, médios, bem selecionados e de grãos arredondados, com estratificação cruzada tabular, predominantemente com baixo ângulo de inclinação das lâminas. Apresentam bimodalidade em lâminas alternadas da estratificação (foto 4). É a fácies menos argi-

losa, menos cimentada e, portanto, com altos valores de porosidade e permeabilidade.

## 2.2 - Associação das fácies e Ambiente Depositional

As fácies sedimentares descritas desenvolvem seqüências verticais contínuas e descontínuas. A seqüência de fácies, de forma idealizada, é representada pela sucessão das fácies A, B, C e D, isto é, conglomerados e arenitos conglomeráticos basais (fácies A), arenitos de grossos a finos estratificados (fácies B), arenitos finos com ôndulas cavalgantes (fácies C) e lamitos (fácies D), formando granodrecrescência ascendente (fig. 3).

As estruturas, texturas e seqüências deposicionais presentes indicam que a sedimentação ocorreu num sistema aluvial de canais entrelaçados de baixa sinuosidade e de rápida migração lateral, interrompidos por barras longitudinais (fig. 4), sob condições climáticas áridas e semi-áridas.

Os arenitos e conglomerados correspondem a sedimentos predominantemente de carga de fundo, isto é, depósitos de preenchimento de canal (fácies A) e depósitos de barra de canal (fácies B). Subordinadamente, ocorrem depósitos mais finos (fácies C) sobre o topo das barras, ou sobre o sistema de canais abandonados adjacente, na forma de lençóis de extravasamento. Os lamitos da fácies D também estão associados aos extravasamentos, ou ainda como preenchimento de canais abandonados. Também nesta fácies foram incluídos os lamitos arenosos e conglomeráticos (diamictitos) originados por escorregamentos nas bordas dos canais abandonados. Na porção inferior da Formação Sergi ocorrem associações das fácies D e C, com granocrescência ascendente, de pequena expressão (de apenas alguns decímetros de espessura), sugerindo depósitos de rompimento de dique marginal. Por vezes possuem alguns poucos metros de espessura, com estruturas sigmoidais, indicando formação de lobos em lagos efêmeros.

A fácies E corresponde a depósitos eóli-

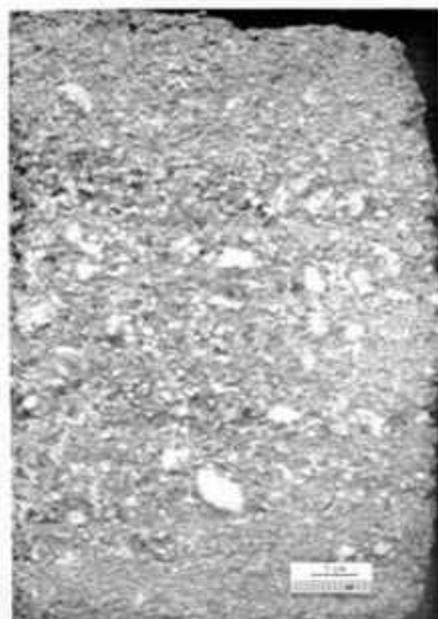


Foto 1 - Fácies A. Conglomerado arenoso com argila de infiltração mecânica. Poço 7-FBE-23-BA, testemunho 03, 2 438,9 m.

Photo 1 - Facies A. Sandy conglomerate with mechanically infiltrated clay. Well 7-FBE-23-BA, core 03, 2 438.9 m.

cos de dunas e interdunas, associados aos fluviais. Ora formam apenas alguns decímetros de espessura, resultado do retrabalhamento proximal dos depósitos fluviais sobre barras temporariamente ativas, ora constituem camadas métricas com maior representatividade e individualidade, construídas num campo de dunas eólicas sobre um sistema de canais abandonados.

Na maior parte da Formação Sergi predominam as condições fluviais com um volume de água relativamente grande no sistema. Assim, nas porções inferiores, as fácies fluviais são majoritárias, enquanto que a fácies eólica forma apenas pequenos depósitos por retrabalhamento de barras temporariamente expostas ou do sistema de canais abandonados. No topo, com o aumento da aridez e consequente diminuição do volume de água, o sistema fluvial é progressivamente abandonado e o retrabalhamento pelo vento dos sedimentos expostos leva à formação de grandes campos de dunas. Desta forma, o topo da formação concentra as maiores quantidades de arenitos eólicos da seqüência.

### 3 — PETROGRAFIA E EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA

A composição do arcabouço dos areni-



Foto 2 - Fácies B. Arenito grosseiro com estratificação cruzada acanalada, cimentado por calcita (zonas esbranquiçadas). Poço 7-FBE-23-BA, testemunho 06, 2 493,7 m.

Photo 2 - Facies B. Coarse sandstone with trough cross-stratification and calcite cement (white zones). Well 7-FBE-23-BA, core 06, 2 493.7 m.

tos e conglomerados da Formação Sergi pouco difere dentre as fácies anteriormente descritas. Os depósitos fluviais — fácies A, B e C — são de subarcósis a arcósis, ao passo que os arenitos eólicos da fácies E são de quartzarenitos a subarcósis.

Nos interstícios das rochas estudadas, encontra-se uma grande variedade de argilominerais. As argilas mecanicamen-

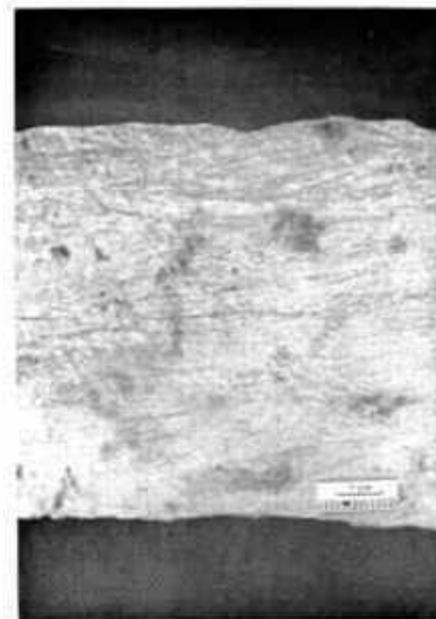


Foto 3 - Fácies C. Arenito fino com laminação cruzada cavalgante. Poço 7-FBE-23-BA, testemunho 09, 2 551,1 m.

Photo 3 - Facies C. Fine sandstone with climbing ripple lamination. Well 7-FBE-23-BA, core 09, 2 551.1 m.

te infiltradas, originalmente de composição esmectítica, com a diagênese, passam gradualmente a interstratificado illita-esmectita e até mesmo a illita discreta (fotos 5 e 6). Clorita-esmectita interstratificada, também está presente (foto 7), embora em pequena quantidade, indicando estágios de cloritização de esmectitas. Cloritas autigênicas ocorrem como franjas de cristais discretos, recobrindo grãos (foto 8), e são contempo-

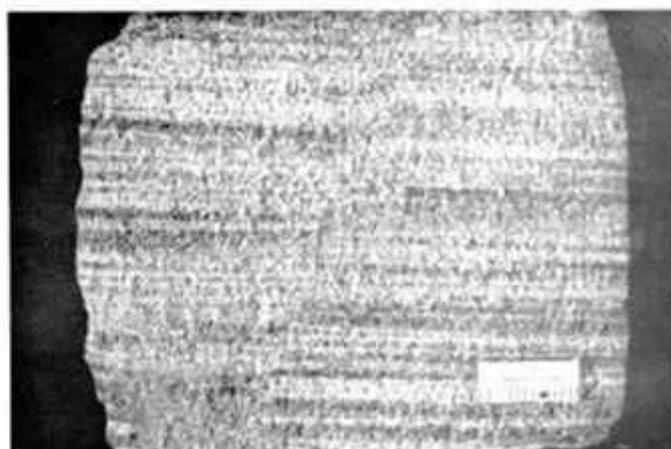


Foto 4 - Fácies E. Arenito bimodal com estratificação cruzada de baixo ângulo. Poço 7-FBE-23-BA, testemunho 01, 2 403,2 m.

Photo 4 - Facies E. Bimodal sandstone with stratification of low-angle foresets. Well 7-FBE-23-BA, core 01, 2 403.2 m.

râneas à fase de cloritização de esmectitas.

Como fases cimentantes não-argilosas de maior importância volumétrica destacam-se o crescimento secundário de quartzo e a calcita poiquilótópica. Em menor quantidade, têm-se calcretes e silcretes, rara ocorrência de dolomita, barita e crescimento secundário de feldspato, e fases mais tardias como anatásio e pirita.

Nas fácies estudadas distinguiram-se os seguintes tipos de porosidade, em ordem decrescente de abundâncias: a) macroporosidade intergranular com gargantas predominantemente lamelares; b) microporosidade em argilominerais; c) macroporosidade de encolhimento dos argilominerais; d) macro e microporosidade intragranular originada por dissolução parcial de grãos de feldspatos; e) macroporosidade móldica; f) macro e micro-

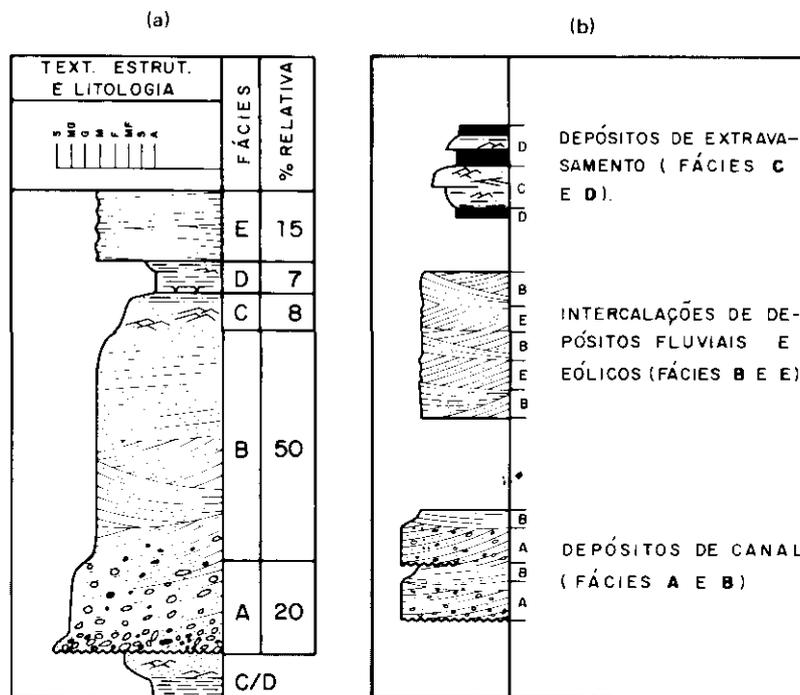


Fig. 3 - (a) Seqüência idealizada de fácies reconhecidas nos testemunhos dos poços do Campo de Fazenda Boa Esperança; (b) exemplos de seqüências de fácies tal como reconhecidas nos testemunhos.

Fig. 3 - (a) idealized facies sequence as recognized in cores from Fazenda Boa Esperança wells; (b) examples of facies sequences actually found in cores.

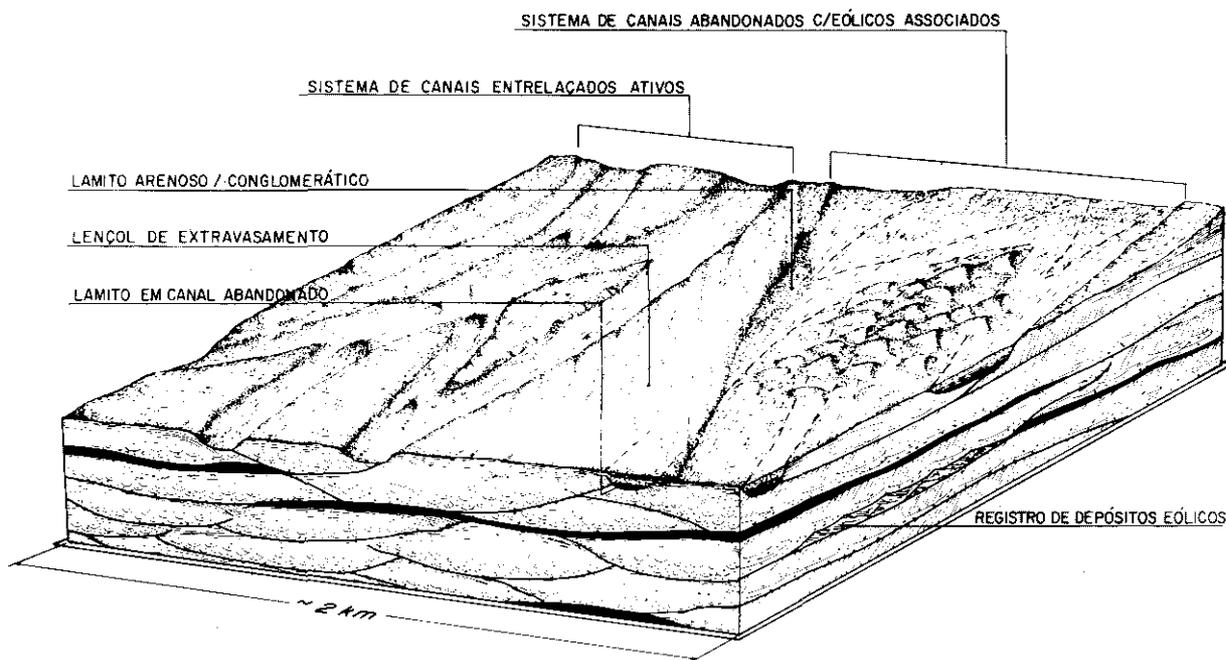


Fig. 4 - Modelo deposicional da Formação Sergi, no Campo de Fazenda Boa Esperança.

Fig. 4 - Depositional model for Sergi Formation, Fazenda Boa Esperança field.

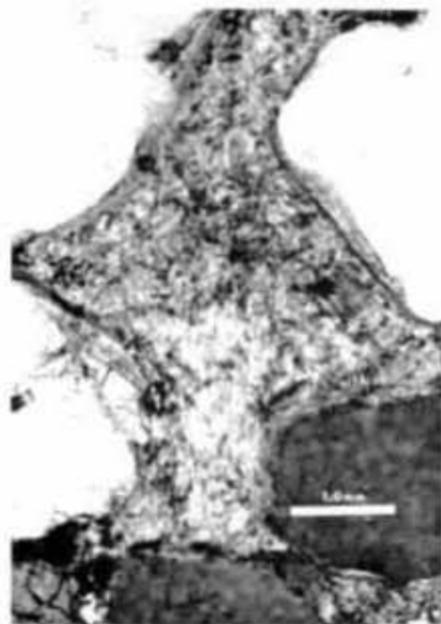


Foto 5 - Fotomicrografia de lâmina delgada (luz polarizada), ilustrando argila mecanicamente infiltrada (esmectita), recristalizada parcialmente para illita e clorita, e com porosidade de encolhimento. Poço 7-FBE-23-BA, 2 426,3 m.

Photo 5 - Thin-section photomicrograph (polarized light) illustrating mechanically infiltrated clay (smectite) partially recrystallized to illite and chlorite, with shrinkage porosity. Well 7-FBE-23-BA, 2 426.3 m.



Foto 6 - Fotomicrografia de microscopia eletrônica de varredura (MEV), mostrando interestratificado de illita-esmectita. Poço 7-FBE-23-BA, 2 520,7 m.

Photo 6 - SEM photomicrograph showing interstratified mixed-layer illite-smectite. Well 7-FBE-23-BA, 2 520.7 m.

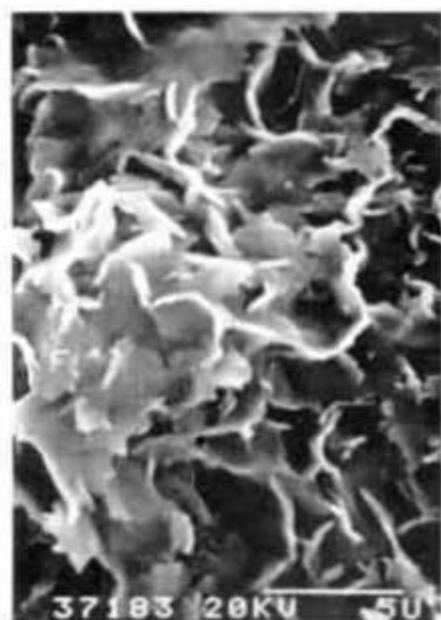


Foto 7 - Fotomicrografia de MEV, mostrando interestratificado clorita-esmectita. Poço 7-FBE-23-BA, 2 427,2 m.

Photo 7 - SEM photomicrograph showing interstratified mixed-layer illite-smectite. Well 7-FBE-23-BA, 2 427.2 m.



Foto 8 - Fotomicrografia de MEV, mostrando cutículas de clorita autigênica sobre grãos detritais. Poço 7-FBE-31-BA, 2 438,4 m.

Photo 8 - SEM photomicrograph showing authigenic chlorite coatings on detrital sand grains. Well 7-FBE-31-BA, 2 438.4 m.

porosidade de fratura.

Por meio da contagem de pontos em seção delgada e da difratometria de raios X, foi realizada a quantificação dos principais constituintes das rochas, segundo as fácies (tabela I). A fácies A possui a maior percentagem de argilominerais, predominando a illita-esmectita; é pouco cimentada e possui um valor expressivo de macroporosidade, originada principalmente pelo encolhimento dos argilominerais.

A fácies B, embora menos argilosa, é mais cimentada que a fácies A, o que resulta em uma macroporosidade menor na fácies B. Dentre os argilominerais ocorre predomínio da clorita. Na fácies C os argilominerais ocorrem predominantemente como matriz (argila sindeposicional, parcialmente recristalizada, contudo sem feições de encolhimento como as argilas de infiltração).

A fácies C, com a maior percentagem de cimento, possui baixa percentagem de porosidade de lâmina ou macroporosidade, sendo que praticamente não constitui reservatório, assim como os lamitos da fácies D.

Os arenitos eólicos da fácies E, possuem a menor percentagem de argilominerais das cinco fácies. O argilomineral predominante é a clorita autigênica. Os arenitos eólicos são relativamente pouco cimentados, principalmente por crescimento secundário de quartzo e constituem a fácies com maior percentagem de macroporosidade e com a melhor qualidade de reservatório.

A figura 5 mostra a seqüência dos processos diagenéticos da formação no Campo de Fazenda Boa Esperança, assim como o controle faciológico sobre a intensidade dos mesmos e, conseqüentemente, sobre a evolução da porosidade. A partir da estimativa da porosidade inicial, baseando-se nos parâmetros de tamanho de grão e selecionamento (Beard & Weyl, 1973) e dos dados petrográficos quantitativos da tabela I, fez-se um balanço de quanto e como cada evento diagenético alterou a porosidade, segundo cada fácies.

Na fácies A, a maior parte da porosidade inicial foi reduzida pela infiltração mecânica de argila e, em menor parte pela compactação e cimentação. Nesta fácies, a porosidade secundária é devida principalmente ao processo de encolhimento das argilas e, secundariamente, ao processo de dissolução.

Na fácies B, embora os processos de infiltração e compactação tenham contribuído significativamente para a redução da porosidade, o evento mais importante foi a cimentação. A porosidade secundária foi gerada, principalmente, pelo processo de dissolução de feldspatos e calcita.

Na fácies C, com a porosidade inicial relativamente baixa, a cimentação precoce por calcita (calcretes) foi um forte processo para a redução da porosidade. A compactação e, mais significativamente a cimentação, reduziram a porosidade a praticamente zero. Posteriormente, houve alguma dissolução de feldspatos e calcita e geração de porosidade secundária, reduzida por eventos tardios.

Para a fácies E, com a maior porosidade inicial, o processo de infiltração de argilas foi pouco pronunciado, e a redução da porosidade foi devida, principalmente, à compactação e, secundariamente, à cimentação. A curva de evolução da porosidade dessa fácies é significativamente distinta das anteriores, resultando numa porosidade final maior, apesar das fases cimentantes tardias.

Observa-se na Formação Sergi que existe uma correlação direta entre fácies sedimentares, diagênese e qualidade do reservatório.

A relação entre fácies sedimentares e diagênese refere-se mais à intensidade com que os processos diagênéticos atuaram, e não propriamente com a composição mineralógica das rochas, conforme é defendido por alguns autores (Füchtbauer, 1967 e 1983, *apud* De Ros, 1986). Isto ocorre no caso da Formação Sergi devido ao fato de constituir um depósito continental onde a dinâmica dos processos fluviais e o ambiente de clima árido/semi-árido condi-

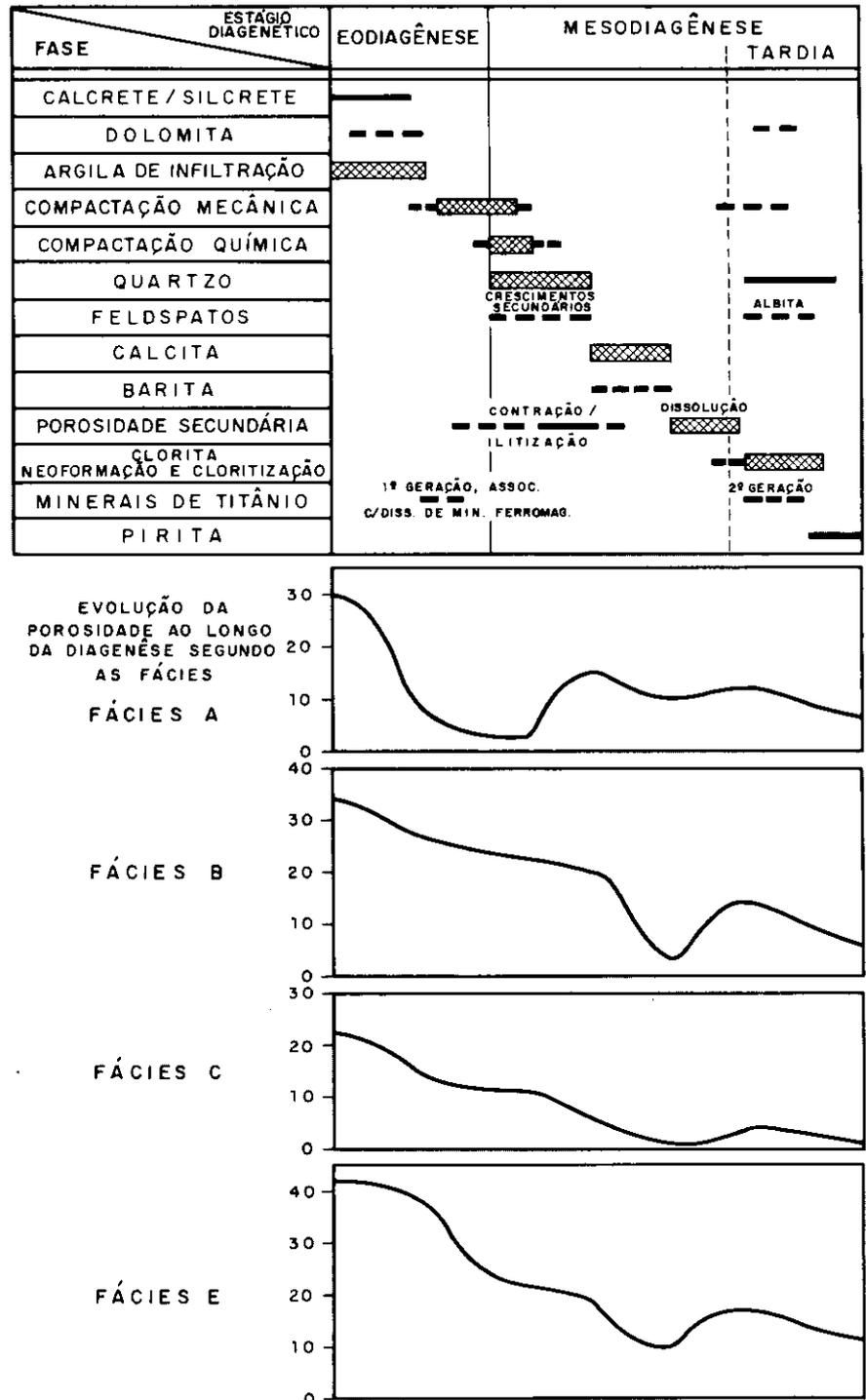


Fig. 5 - O diagrama superior ilustra a seqüência diagênética da Formação Sergi, no Campo de Fazenda Boa Esperança. Os diagramas inferiores mostram a evolução da porosidade segundo as fácies.

Fig. 5 - The top diagram illustrates the diagenetic sequence of the Sergi Formation, Fazenda Boa Esperança field. Bottom diagrams illustrate the evolution of porosity for each facies.

TABELA I/TABLE I

PERCENTAGEM MÉDIA DOS CONSTITUINTES PETROGRÁFICOS DE CADA FÁCIES, COM BASE NAS DESCRIÇÕES PETROGRÁFICAS DE 159 LÂMINAS DELGADAS DA FORMAÇÃO SERGI, NO CAMPO DE FAZENDA BOA ESPERANÇA  
 MEAN VALUES FOR PETROGRAPHIC COMPONENTS OF EACH FACIES, BASED ON 159 THIN-SECTION DESCRIPTIONS FROM THE SERGI FORMATION, FAZENDA BOA ESPERANÇA FIELD

Fácies (% Rel)	Componentes				
	Arcabouço	Argilominerais (I/S-I-C) <sup>(a)</sup>	Crescimento Secundário de Quartzo	Cimento de Calcita	Porosidade de Lâmina (Macroporosidade)
A 21	73	16 (45-30-25)	1	3	7
B 54	74	12 (29-14-57)	3	6	6
C 9	70	14 <sup>(b)</sup> (45-42-13)	5	10 <sup>(c)</sup>	1
E 16	77	7 (25-11-64)	3	1	12
Média Ponderada	73	12 (33-19-48)	3	5	7

(a) Interestratificado ilita/esmectita (I/S); Ilita (I); Clorita (C). Percentagem relativa das argilas quantificadas por meio de DRX; demais dados a partir de quantificação em seções delgadas.

(b) Predominantemente argila detrítica (matriz).

(c) Predominantemente de caliches.

cionaram intensos processos eodiagênicos, que foram por sua vez capazes de influenciar em toda a diagênese posterior.

#### 4 – QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS

As fácies sedimentares da Formação Sergi que constituem reservatórios no Campo de Fazenda Boa Esperança são: fácies A (conglomerados e arenitos conglomeráticos de canais fluviais), B (arenitos grosseiros a finos de barras fluviais), e E (arenitos eólicos).

A formação no campo está compartimentada em seis zonas de produção (Terra *et al.*, 1988). Dentro de cada zona, a geometria externa é dada pelo amalgamento horizontal e vertical das fácies anteriormente descritas, que, em três dimensões, comportam-se como lentes (fácies A, B e E) isoladas ou não por camadas impermeáveis (fácies C e D).

Em termos de geometria interna, os tipos de porosidade descritos podem ser agrupados em: macroporosidade conectada (intergranular, fratura, encolhimento); macroporosidade não-conectada (intragranular, móldica); e microporosidade, que perfaz, em média, 36% do volume poroso.

Esta alta percentagem de microporosidade dos reservatórios, resultado da presença de argilominerais em grande volume e variedade, com grande superfície específica dos agregados, implica na existência de elevados teores de água irreduzível. Conseqüentemente, os perfis elétricos mostram baixos valores de resistividade e altas saturações de água em zonas com potencialidade para produzir óleo livre. Terra *et al.* (1988) desenvolvem uma metodologia específica para a avaliação destes reservatórios.

O relacionamento quantitativo das fácies sedimentares e de algumas de suas características petrográficas e petrofísicas com as zonas de produção define a potencialidade de cada zona como reservatório (fig. 6). A zona I, com predomínio da fácies eólica, é a que possui as melhores características permoporosas e destaca-se como o melhor reservatório do campo. A zona II, com grande percentagem da fácies A, é a mais argilosa, porém é pouco cimentada, e possui macroporosidade de encolhimento das argilas infiltradas. A geometria do espaço poroso resultante desse encolhimento é favorável ao fluxo de fluidos no reservatório, pois gera macroporosidade lamelar preferencialmente no centro dos poros.

Nas zonas III e IV, V e Va há predomínio da fácies B, sendo, portanto, zonas mais cimentadas. Os depósitos eólicos nessas zonas estão presentes na forma de camadas isoladas de decímetros a poucos metros de espessura. Assim, são zonas de menor potencialidade, mas que podem conter níveis produtores. Nas zonas V e Va, há maior percentagem das fácies não-reservatório, fácies C e D, e os arenitos são mais finos.

#### 5 – CONCLUSÕES

As fácies sedimentares da Formação Sergi, no Campo de Fazenda Boa Esperança, foram depositadas num sistema fluvial de canais entrelaçados, com retrabalhamento eólico sobre o topo das barras fluviais ou sobre sistemas de canais abandonados adjacentes.

A análise da seqüência vertical da Formação Sergi mostra que as condições deposicionais tornaram-se progressivamente mais áridas da base para o topo. Desta forma, evoluiu-se de um sistema fluvial com fácies finas de extravasamento, passando para fácies grosseiras de canais, até a implantação de um sistema eólico no topo.

O caráter cíclico do registro sedimentar e a grande variedade de processos diage-

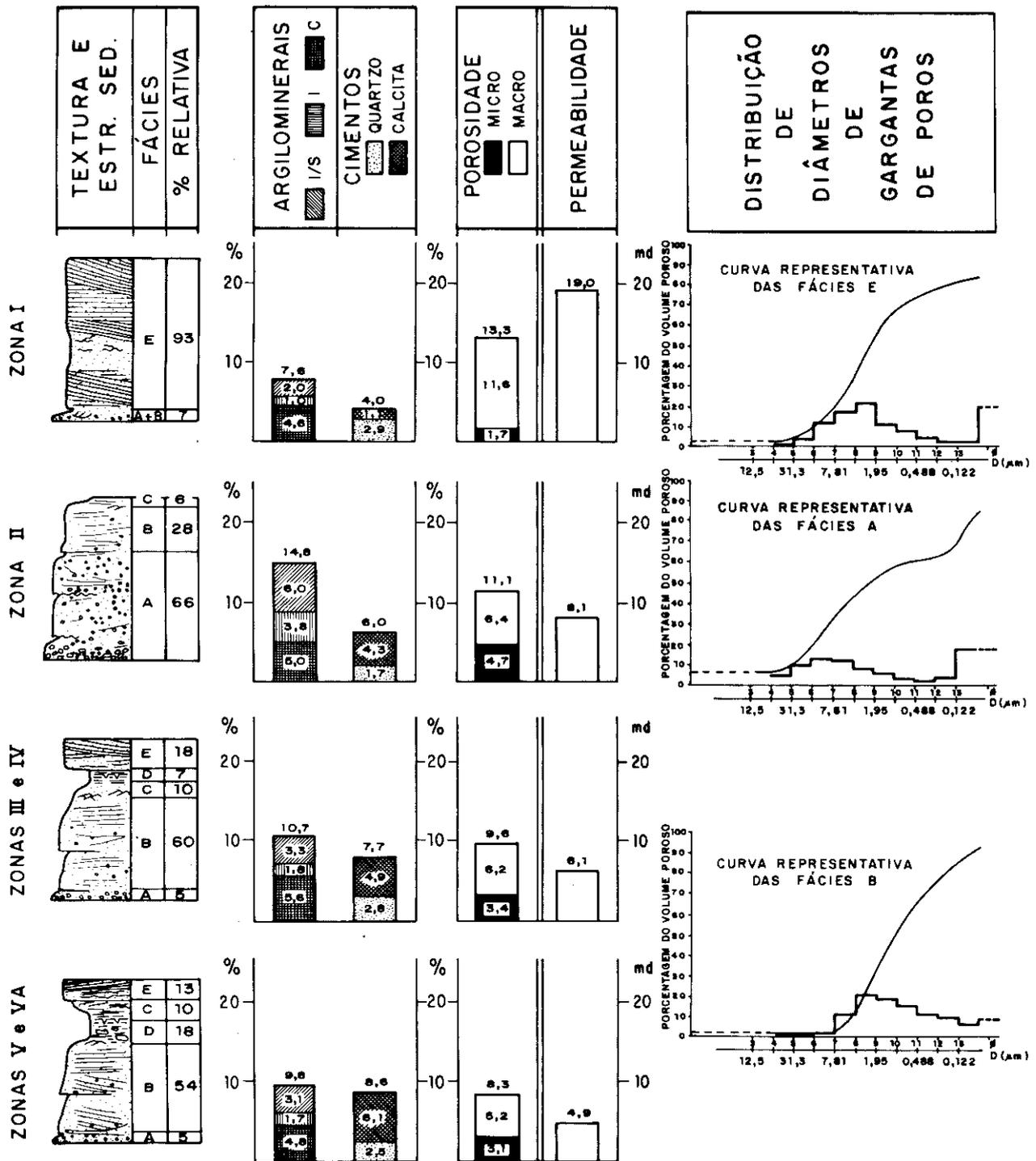


Fig. 6 - Relacionamento quantitativo das fácies e suas características petrográficas e petrofísicas com as zonas de produção.  
 Fig. 6 - Quantitative relationships between facies, petrographic and petrophysical characteristic, and production zones.

néticos imprimiram uma complexidade muito grande, tanto à macro quanto à microgeometria dos reservatórios. Os reservatórios são as fácies fluviais de preenchimento de canal e de barras longitudinais, e a fácies eólica. Tais fácies estão distribuídas verticalmente, com percentagens relativas distintas ao longo de seis zonas de produção. Na zona I, predomina a fácies eólica e, na zona II, a fácies A de canal fluvial com abundante macroporosidade de encolhimento das argilas de infiltração mecânica, que se constituem nos melhores reservatórios do campo. Nas zonas III, IV, V e Va há predomínio da fácies B, portanto com piores características de reservatório.

Nota-se um forte controle da fácies sedimentar, na intensidade com que os processos diagenéticos estão distribuídos. De modo geral, os arenitos fluviais foram fortemente influenciados pela eodiagênese, em especial a infiltração mecânica de argilas, com reflexo em toda a história diagenética posterior. Os arenitos eólicos, que devido à sua textura deposicional possuíam a maior porosidade inicial, não sofreram significativa infiltração mecânica de argilas, o que influenciou nas melhores características permo-porosas finais desta fácies.

O relacionamento entre fácies sedimen-

tares, diagênese e características permo-porosas apontados para a Formação Sergi neste trabalho evidencia a necessidade de se estudar as fácies nas várias escalas de observação e de modo integrado (sedimentologia/petrografia sedimentar) para melhor entender e apontar sua qualidade de reservatório.

#### AGRADECIMENTOS

Aos demais participantes do Projeto Fazenda Boa Esperança pelo trabalho realizado no projeto que serviu de base para este artigo. Aos colegas Sylvia Maria C. dos Anjos, Pedro de Césero, Carlos Jorge de Abreu e Aderbal C. Correa pelas sugestões e revisões.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BEARD, D. C. & WEYL, P. K. 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 57: 349-69.
- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. 1987. Formação Sergi: evolução de conceitos e tendências na geologia de reservatório. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, 1 (1): 25-40.
- DE ROS, L. F. 1986. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. 107 p. (Série Ciência-Técnica-Petróleo, seção: Exploração de petróleo, 19). Tese de mestrado da Universidade Federal de Ouro Preto.
- PINHO, G. C. 1987. *Evolução diagenética dos arenitos da Formação Sergi no Campo de Fazenda Bálamo, Nordeste da Bacia do Recôncavo, Bahia - Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. 184 p. Tese de mestrado.
- SELLEY, R. C. 1976. *An introduction to sedimentology*. London, Academic Press. 408 p.
- TERRA, G. J. S.; PASSOS, L. J.; LANZARINI, W. L.; ROMEU, R. K.; COELHO, S. L. P. F.; SOUTO, D. L. A. N.; SANTANA, A. C.; NETO, V. L. 1988. Os Reservatórios da Formação Sergi no Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 3, Salvador, 1988. *Anais* . . . Salvador, PETROBRÁS. DEPEX, p. 213-25.
- VIANA, C. F.; GAMA JR., E. G.; SIMÕES, I. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, 14 (3/4): 157-92.

#### EXPANDED ABSTRACT

*The sandstones and conglomerates of the Upper Jurassic Sergi Formation constitute the main hydrocarbon reservoirs of the Recôncavo Basin, northeastern Brazil. The Sergi Formation was deposited in a braided fluvial system prior to the basin's rift stage. This study defines the characteristics of Sergi Formation sedimentary facies in the Fazenda Boa Esperança oil field and relates them to the intensity of diagenetic processes and, consequently, to reservoir quality.*

*Five sedimentary facies were recognized in the Sergi Formation. Facies A is composed of conglomerates and conglomeratic sandstones with trough*

*cross-stratification (photo 1) which were deposited within fluvial channels and represent the basal portion of an ideal fluvial sequence (fig. 3). Facies B consists of coarse to fine sandstones with planar cross-stratification (photo 2), deposited as longitudinal bars. Facies C consists of fine to very fine sandstones with climbing-ripple lamination (photo 3), deposited on fluvial bars and abandoned channels. Facies D is composed of mudstones with mud-cracks and eodiagenetic calcite, deposited during flood stages at the top of an ideal fluvial sequence (fig. 3). Facies E consists of bimodal sandstones with grainfall lamination (photo 4), formed by eolian reworking of fluvial deposits.*

*The depositional sequence of the Sergi Formation evolved from sediments deposited in a fluvial environment at the base and midsection, grading upwards to fluvial sediments reworked by eolian processes (fig. 4). The Sergi Formation was deposited in a continental environment, in an arid to semi-arid climate which controlled the diagenetic evolution of the sands and consequently their reservoir quality and, particularly, their porosity.*

*The mineralogical framework components of each facies (table 1) were identified using thin-section petrography and X-ray analysis. Despite their high clay content,*

which is the result of the mechanical infiltration of clay minerals during eodiagenesis, facies A reservoirs display good macroporosity values, due mostly to clay shrinkage during mesodiagenesis. Smectites, originated by eodiagenetic clay infiltration processes, were recrystallized to illite-smectite, illite, and chlorite-smectite (photos 5, 6, and 7). Although facies B reservoirs have a lower clay content than facies A reservoirs, the former are more extensively cemented and consequently display lower porosity than the latter. Quartz overgrowth and poikilotopic calcite are the main non-argillaceous cementing phases present. Eolian facies E sediments present the best reservoirs in the field because they were not extensively altered by eodiagenetic processes and have the smallest clay content of all facies. Facies C and D sediments do not display adequate reservoir quality.

In order of decreasing abundance, the main types of porosity identified are: intergranular macroporosity with lamellar pore-throat; microporosity in clay minerals; macroporosity due to shrinkage of clay minerals; intergranular macro- and microporosity due to feldspar grain dissolution; moldic macroporosity; and fracture porosity. The diagenetic sequence of the Sergi Formation in the Fazenda Boa Esperança field, as well as the relationships between the depositional environment, intensity of diagenetic processes, and porosity evolution, are shown in figure 5.

The Sergi Formation in the Fazenda Boa Esperança oil field has been divided into six production zones on the basis of hydrocarbon yield. Each one of these production zones, referred to as I to V-A, from top to bottom of the Sergi

Formation, contains sands deposited in different sedimentary facies (fig. 6). Zones I and II are the most productive in the field. Zone I is formed essentially of eolian sands, the field's best reservoirs. The conglomeratic facies A is dominant in zone II. Because of its high clay content and clay microporosity, well log evaluation is not conclusive in many horizons of this zone; however, good reservoirs can be found there since facies A contains shrinkage porosity, due to the recrystallization of clay minerals, in addition to a low percentage of quartz and calcite cements. The other production zones are generally characterized by low porosity beds, with facies B sediments (coarse to fine sandstones) dominant. Although these zones are very cemented, with low porosity, in some intervals it is possible to find eolian deposits interbedded with fluvial facies, forming productive horizons.

