

# O ARENITO ÁGUA GRANDE NO CAMPO DE ARAÇÁS: CONTROLE DA FÁCIES SEDIMENTAR NA PRODUTIVIDADE DO RESERVATÓRIO

ÁGUA GRANDE SANDSTONE IN THE ARAÇÁS FIELD  
CONTROL OF SEDIMENTARY FACIES IN  
RESERVOIR PRODUCTIVITY

Jane Amorim Campos<sup>1</sup> e Rosely Barroso Perroni<sup>2</sup>

**RESUMO** – O Campo de Araçás, localizado na porção norte do compartimento central da Bacia do Recôncavo, apresenta-se ao nível da seqüência pré-rift, subdividido pela Falha de Araçás em dois blocos principais, alto e baixo. Os arenitos-reservatório do Membro Água Grande da Formação Itaparica, com volume provado de  $6 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de óleo, apresentam comportamentos de produção distintos quando se compara o desempenho dos poços situados nos dois blocos, bem como entre poços localizados num mesmo bloco, considerando-se uma mesma espessura porosa. Visando identificar os fatores que influenciam a produtividade do reservatório, realizou-se um estudo que definiu a presença de uma seqüência vertical composta por duas fácies distintas. A primeira, uma fácies eólica, caracterizada por arenitos médios a grosseiros, seleção moderada, com estratificação cruzada e bimodalidade em lâminas alternadas; a segunda, uma fácies fluvial constituída de arenitos finos a conglomeráticos, pobremente selecionados, compondo ciclos com granodecrescência ascendente, com estratificação cruzada. A correlação rocha-perfil mostrou ser o perfil de densidade o melhor para identificar e rastrear a fácies reservatório, pois apresenta evidente aumento de porosidade frente à fácies eólica. A fácies fluvial atinge as maiores espessuras no bloco baixo, com orientação preferencial NE-SW. A fácies eólica varia entre 0 – 20 m de espessura, definindo dois alinhamentos preferenciais de direção aproximada E-W; um a norte, situado no bloco alto, e outro a sul, no bloco baixo. Esta fácies apresenta as melhores características permoporosas e coincide com a área onde estão situados os poços produtores no Membro Água Grande.

(Originais recebidos em 20.03.90.)

**ABSTRACT** – Located in the northern portion of the central compartment of the Recôncavo Basin, the Araçás Field is found at the level of the pre-rift sequence and is subdivided by the Araçás Fault into two main upthrown and downthrown blocks. The reservoir sandstones of the Água Grande Member, Itaparica Formation, have a proved oil volume of  $6 \times 10^6$  m<sup>3</sup>. Their production behavior differs between wells located in the upthrown and downthrown blocks and also between in the same block, considering the same thickness of porous rock. Results of a study aimed at identifying the factors that influence reservoir productivity indicate the presence of a vertical sequence composed of two distinct facies. The first of these is an eolic facies characterized by moderately sorted, medium to coarse sandstones that display cross-stratification and bimodality in alternating laminae. The second is a fluvial facies composed of poorly sorted, fine to conglomeratic sandstones displaying cycles that fine upwards and cross-stratification. Rock-log correlations show that in identifying and tracing the reservoir facies density logs serve best, as they reveal a clear increase in porosity for eolic facies. Trending preferentially NE-SW, the fluvial facies reaches its greatest thicknesses in the downthrown block. The eolic facies varies from 0 to 20 m in thickness, forming two preferential lineaments that trend roughly E-W, one located to the north, in the upthrown block, and the other to the south, in the downthrown block. This facies displays the best permoporosity characteristics and coincides with the area where Água Grande Member production wells are located.

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

1 - Seção de Laboratório (SELAB), Divisão Regional de Geologia de Desenvolvimento (DIRGED), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA).

2 - Setor de Geologia de Desenvolvimento II (SEGED II), Divisão Regional de Geologia de Desenvolvimento (DIRGED), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA), Av. Beira Mar, 220, 4º andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, Bahia, Brasil.

## 1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Araçás está localizado 90 km a nordeste da cidade de Salvador, no compartimento central da Bacia do Recôncavo (fig. 1). Foi descoberto em 1964 através do poço 1-AR-2-BA, o qual foi posi-

cionado com base em interpretação de dados de sísmica de reflexão.

A coluna estratigráfica é composta de sedimentos de idade jurássica superior a terciária, denominadas da base para o topo das formações

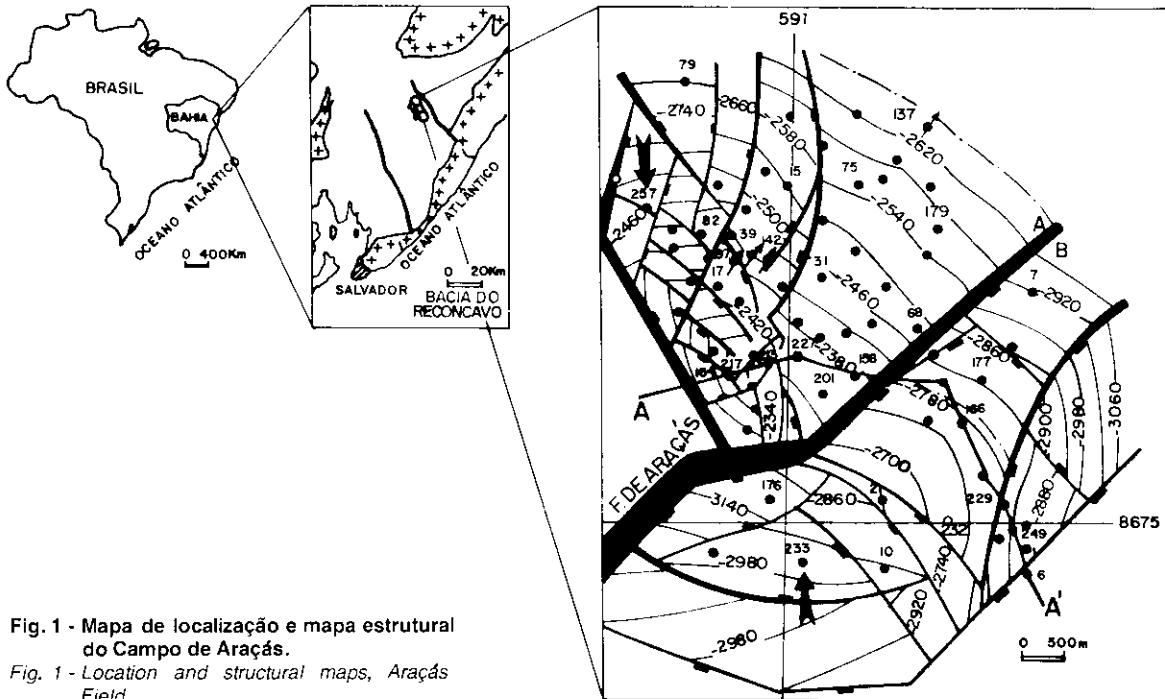


Fig. 1 - Mapa de localização e mapa estrutural do Campo de Araçás.  
Fig. 1 - Location and structural maps, Araçás Field.

Aliança, Sergi, Itaparica, Candeias, Marfim, Pojuca, São Sebastião e Barreiras (fig. 2). Este campo apresenta horizontes produtores em quase toda coluna estratigráfica: arenitos da Formação Pojuca (Brejão, Azevedo, Imbé, Cambuqui,

Santiago e Araçás); Formação Marfim (Membro Catu); arenitos da Formação Candeias, Camadas Caruaçu, Formação Itaparica (Membro Água Grande); Formação Sergi e Formação Aliança (Membro Boipeba).

Ao nível do Membro Água Grande, o Campo de Araçás apresenta-se como homoclinal falhado, com mergulhos para norte e nordeste, subdividido pela Falha de Araçás em dois grandes compartimentos, blocos alto e baixo. Dentro de cada

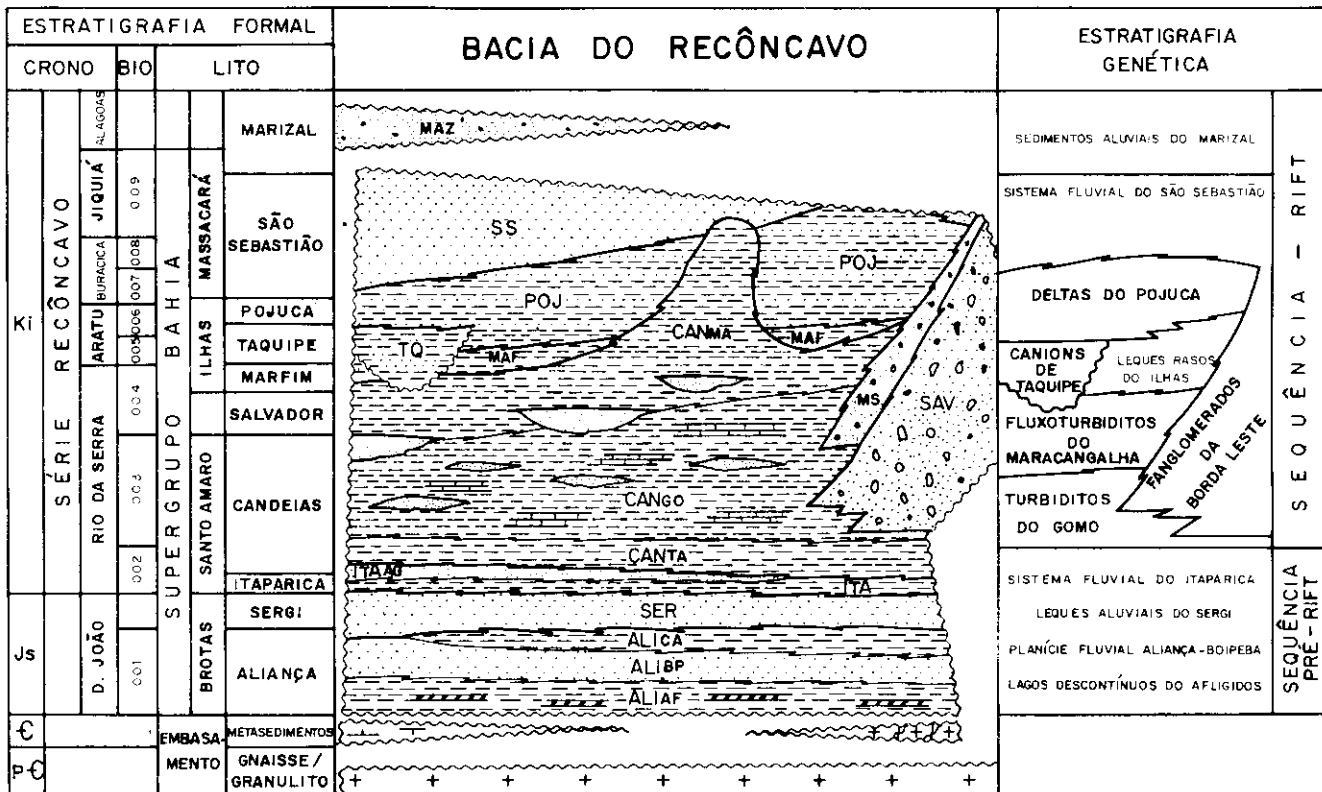


Fig. 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Netto et al. 1984).  
Fig. 2 - Stratigraphic column, Recôncavo Basin (Netto et al. 1984).

bloco, os reservatórios estão estruturados por falhas (figs. 1 e 3), sendo as principais direções de falhamento NE-SW e NW-SE, coincidentes com as duas principais direções de tectonismo da bacia.

Os arenitos-reservatório do Membro Água Grande da Formação Itaparica apresentam comportamento de produção distintos quando se compara o desempenho dos poços situados nos dois blocos, bem como entre poços localizados num mesmo bloco, considerando-se a mesma espessura porosa.

Neste trabalho procura-se caracterizar as fácies sedimentares e suas associações, e os eventos diagenéticos que condicionam esses diferentes comportamentos de produção; para tal, foram descritos testemunhos de 26 lâminas delgadas, utilizando-se microscopia eletrônica

de varredura (MEV) e difratometria de raios X, correlacionando-se os dados de rocha obtidos, as características de perfis e a geometria dos reservatórios observados em mapas e seções geológicas.

## 2 – O RESERVATÓRIO ÁGUA GRANDE

A análise da seqüência vertical em testemunhos do Membro Água Grande permite interpretar a ocorrência de dois processos deposicionais distintos, o fluvial e o eólico, que atuaram durante a sedimentação deste arenito.

Os mapas de isólitias de arenitos elaborados para as duas fácies mostram padrões distintos de deposição: a fácies fluvial, com direção principal NE-SW, e a fácies eó-

lica, com direção aproximada E-W, disposta em dois *trends*: um a norte, no bloco alto, e outro ao sul, no bloco baixo (fig. 4).

O arenito tem espessura total de até 40 m, apresentando um máximo de 20 m de fácies eólica, no bloco alto, e 12 m no bloco baixo.

## 3 – DESCRIÇÃO DAS FÁCIES

### 3.1 – Fácies Fluvial

Caracteriza-se em testemunho pela presença de seqüências amalgamadas com ligeira granodrecência ascendente, e espessuras variando entre 20 cm e 1 m (fig. 5). As seqüências iniciam-se, geralmente, com conglomerados e arenitos conglomeráticos de seleção pobre e grãos subangulares, maci-

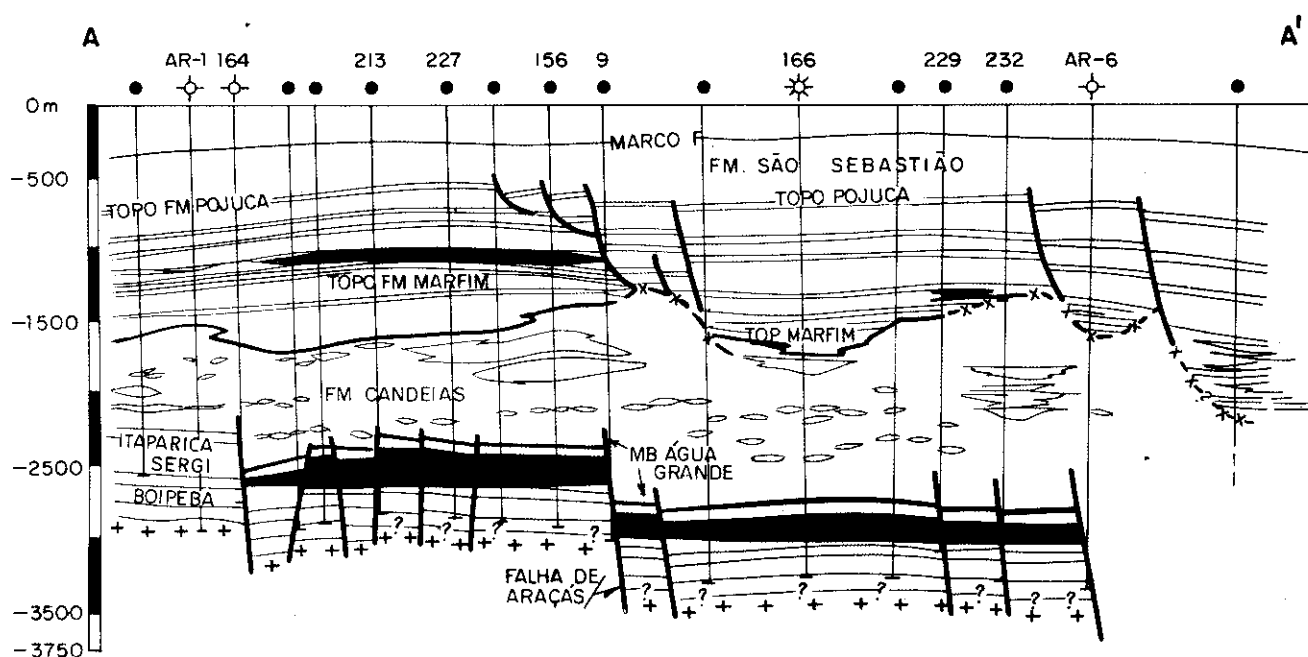


Fig. 3 - Seção geológica do Campo de Araçás (ver localização na figura 1).  
Fig. 3 - Geologic section, Araçás Field (see fig. 1 for location).

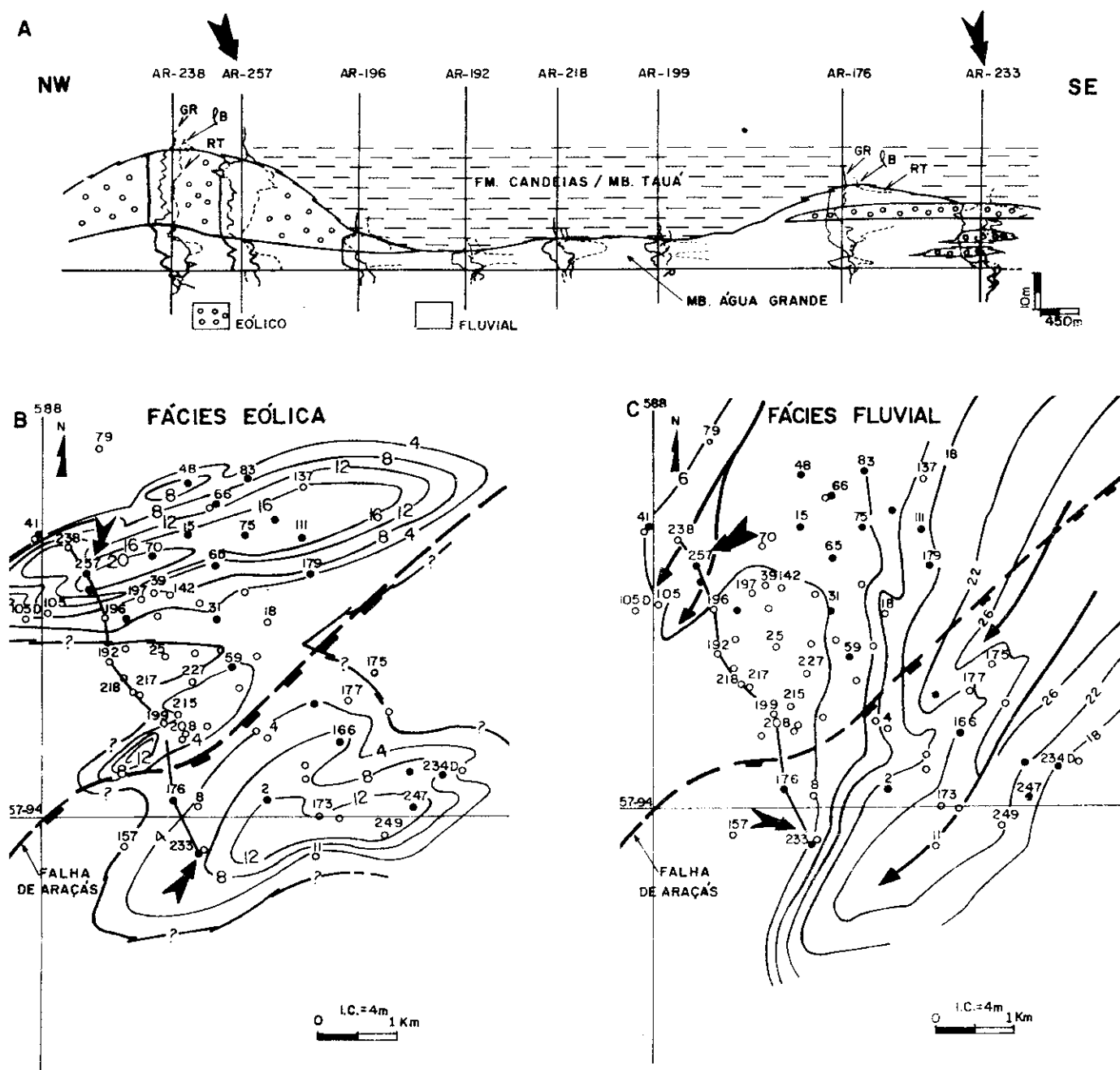


Fig. 4 - (A) Seção estratigráfica mostrando as relações laterais e verticais entre as fácies eólica e fluvial do Membro Água Grande; nos poços assinalados a seção vertical foi analisada através de testemunhos; (B e C) mapas de isólitais mostrando a distribuição das fácies eólica e fluvial. Ver orientação na seção estratigráfica.

Fig. 4 - (A) Stratigraphic section showing lateral and vertical relationships between the eolic and fluvial facies of the Água Grande Member. Arrows indicate wells where vertical sections were analyzed using core samples. (B) and (C); Isolith maps showing distribution of eolic and fluvial facies. (see orientation on stratigraphic section).

ços ou com estratificação cruzada acanalada, que gradam em direção ao topo para arenitos grosseiros a médios com estratificação cruzada acanalada ou tabular de médio a grande portes. Algumas seqüências são encimadas por arenitos finos/muito finos com estratificação

cruzada cavalgante. Estas seqüências possuem contatos basais abruptos.

Neste tipo de seqüência vertical, a predominância de arenitos médios a conglomeráticos, a ausência de camadas de folhelho intercaladas

aos arenitos e a associação das estruturas sedimentares – estratificação cruzada tabular e acanalada com rara estratificação cruzada cavalgante – são indicativos de depósitos relacionados a um sistema fluvial anastomosado (Brown *et al.* 1973).

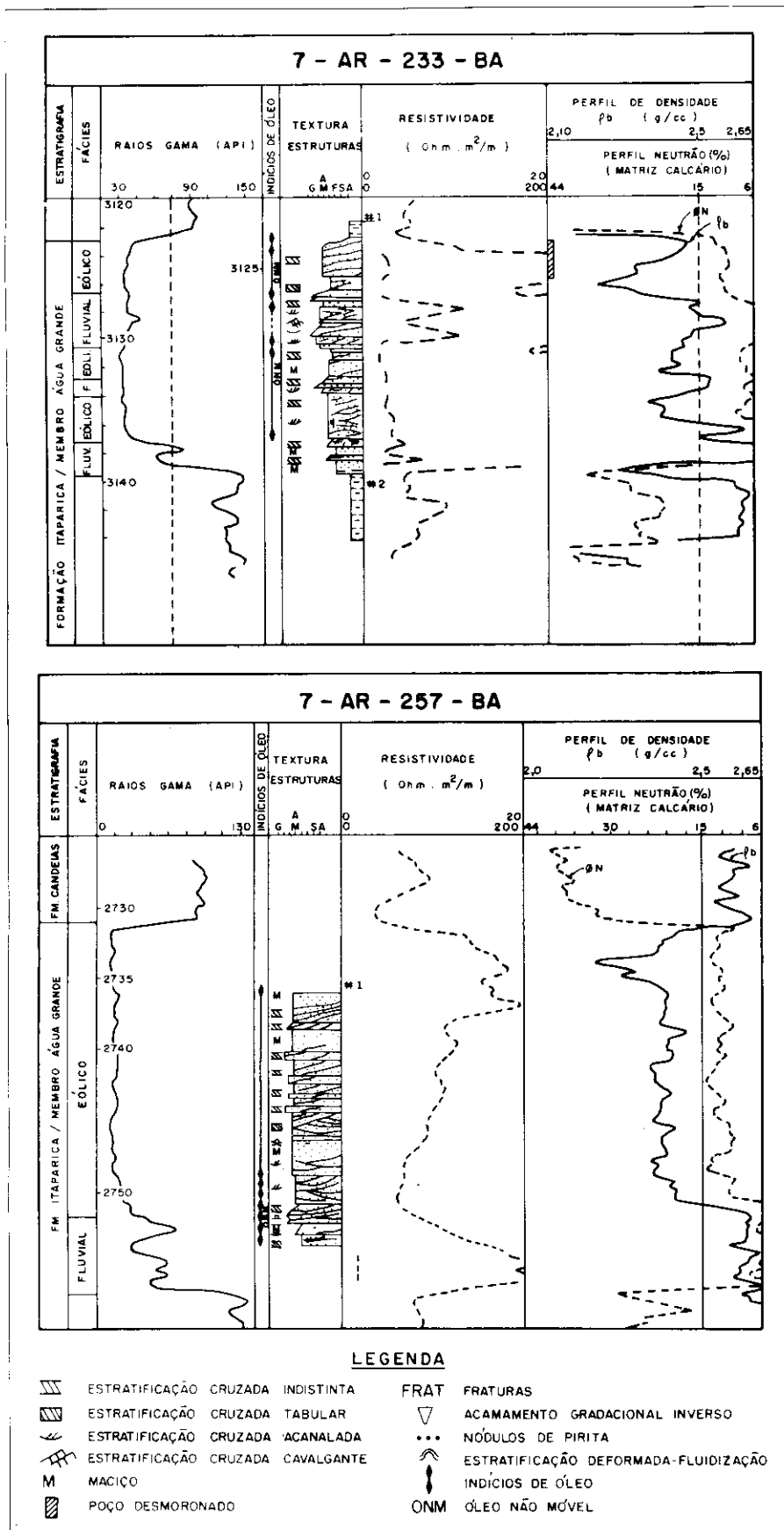


Fig. 5 - Sequência de rochas testemunhadas. O perfil de densidade apresenta valores de porosidade bem mais altos para a fácies eólica. Ver localização dos poços na figura 4 (B,C).

Fig. 5 - Sequence of core-sampled rock. The density log of the eolic facies reveals much higher porosity values. (For well location, see fig. 4, B and C).

### 3.2 - Fácies Eólica

São arenitos médios a grosseiros, subordinadamente finos, predominantemente subarredondados, moderadamente a bem selecionados. A fácies caracteriza-se pela ocorrência de estratificação cruzada tabular de baixo ângulo e grande porte. Em alguns intervalos esta estratificação é definida pela alternância de lâminas milimétricas a centimétricas com granulometria média e grosseira, individualmente bem selecionadas, caracterizando uma bimodalidade textural. É possível a identificação de dois tipos distintos de laminação: a) aquela resultante de processo de fluxo de grãos (*grain flow* - Kocurek, Dott, 1981), caracterizado por uma gradação inversa; e, b) lâminas constituídas por arenitos médios, arredondados/subarredondados, de seleção boa, resultantes de processos de queda de grãos (*grain fall* - Kocurek, Dott, 1981). Esta fácies está bem representada nos testemunhos do poço 7-AR-257-BA (fig. 5).

### 3.3 - Petrografia e Diagênese

Ambas as fácies, fluvial e eólica, apresentam o mesmo tipo de constituintes do arcabouço, diferindo apenas em relação à percentagem de cada tipo no volume total de rocha.

Os constituintes principais são o quartzo, fragmentos de rocha: quartzo, metarenito e sílex; e feldspatos: ortoclásio, plagioclásio e microclínio. Secundariamente ocorrem calcedônia, turmalina, muscovita, zircão, granada, biotita e fragmentos de muscovita - xisto.

Na fácies fluvial, predominam os sublitoarenitos e quartzarenitos,

enquanto que na fácies eólica os subarcósios são predominantes (fig. 6).

A análise dos cimentos encontrados em lâminas mostrou que a evolução diagenética foi a mesma para as duas fácies, variando apenas o teor de cada tipo de cimento nas fácies, sendo que na fluvial este teor é sempre mais elevado (tabela I).

A evolução diagenética pode ser resumida na seguinte seqüência: (1) infiltração mecânica de argilas de composição esmectita, posteriormente cloritizadas, envolvendo os grãos do arcabouço; (2) compactação mecânica; (3) precipitação de cimentos quartzo-feldspáticos e carbonatos; a cimentação calcítica é posterior à quartzo-feldspáticas, e bem mais intensa; secundariamente ocorrem dolomita e anquerita; (4) dissolução dos cimentos e grãos do arcabouço, resultando num incremento da porosidade da rocha; este processo foi mais efetivo na fácies eólica; (5) retomada da compactação mecânica com redução de parte da porosidade gerada na fase anterior; (6) precipitação tardia de minerais autigênicos: quartzo e caulinita obliterando os poros.

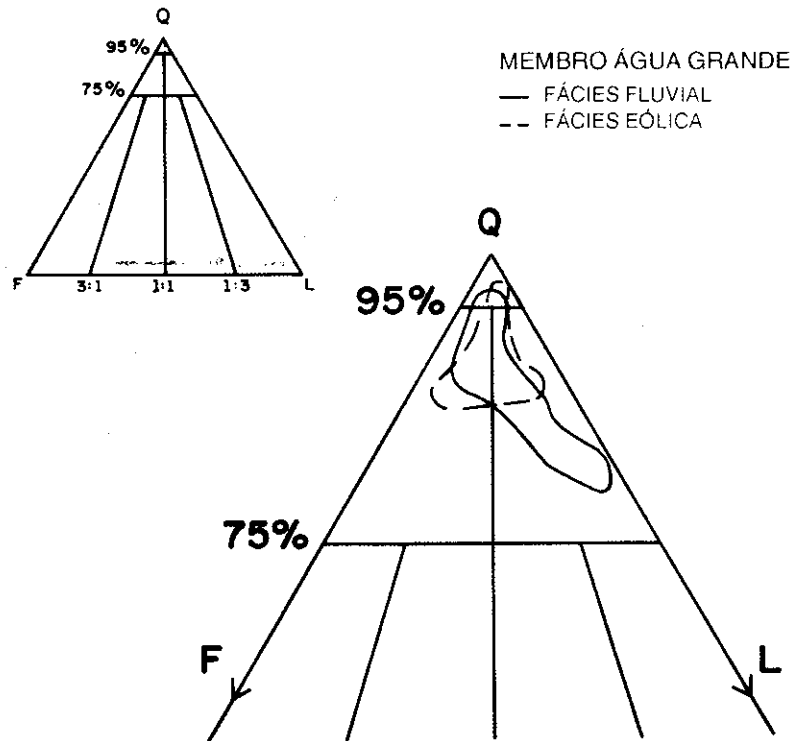


Fig. 6 - Classificação composicional dos arenitos (modificado de Folk, 1974) Q = quartzo, F = feldspato e L = fragmentos líticos + quartzito.

Fig. 6 - Compositional classification of sandstones (modified from Folk, 1974). Q = quartz; F = feldspar; L = lithic fragments + quartzite.

Além dos cimentos, ocorrem na rocha resíduos de óleo não móvel, que atuam como um cimento obliterando parcial a totalmente os poros.

### 3.4 - Modelo Depositional

A existência de arenitos eólicos no Membro Água Grande já havia sido reconhecida por Ghignone (1979). Recentemente, Casanova, Guimarães (1986) e Barroso, Rivas

(1987), estudando este arenito nos campos de Buracica e Rio Pojuca/Sussuarana, respectivamente, descreveram uma suite de arenitos com características de depósitos eólicos na porção superior do Membro Água Grande.

No Campo de Araçás há uma recorrência das fácies eólica e fluvial dentro da seqüência vertical. Principalmente no bloco alto, no alinhamento de maior espessura de

**TABELA I/TABLE I**  
**DISTRIBUIÇÃO DOS CIMENTOS POR FÁCIES, OBTIDA A PARTIR DA ANÁLISE QUANTITATIVA DE 26 LÂMINAS**  
**DISTRIBUTION OF CEMENTS, BY FACIES, OBTAINED THROUGH QUANTITATIVE ANALYSIS OF TWENTY SIX LAMINAS**

Cimentos	Sílica (%)		Calcita (%)		Argila Cutícula (%)		Argila (%) Preenchimento		Cimento Total (%)	
	Intv. Variação	Média	Intv. Variação	Média	Intv. Variação	Média	Intv. Variação	Média	Intv. Variação	Média
Fluvial	0-6	2,8	0-4	1,0	0-4	0,9	0-2	1,9	5-9	6,6
Eólica	0-2	0,5	0-2	0,2	0-4	0,7	0-5	0,6	0-6	2,0

arenitos, observa-se um posicionamento preferencial da fácies eólica no topo da seqüência arenosa, apresentando espessuras superiores aos depósitos fluviais na área.

Esta interdigitação de fácies é interpretada como resultante do retrabalhamento eólico de barras fluviais (fig. 7).

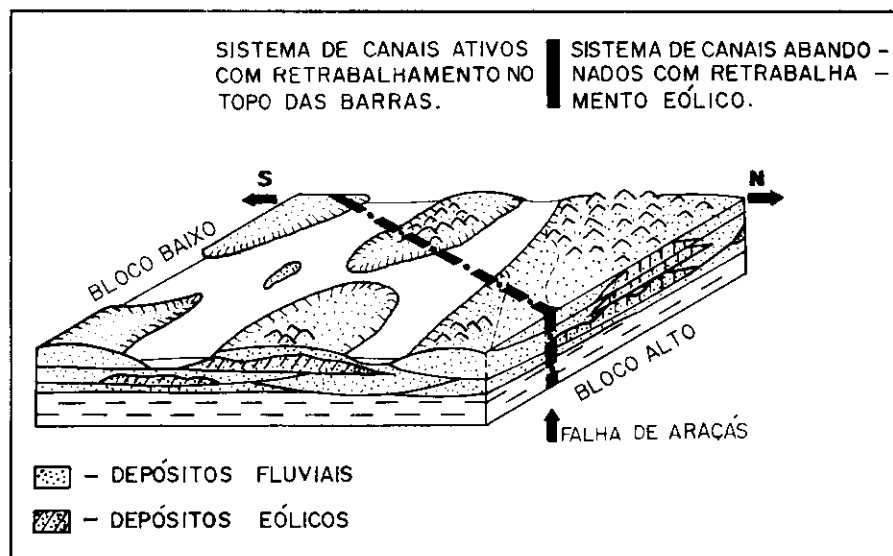


Fig. 7 - Modelo deposicional esquemático para os arenitos do Membro Água Grande, no Campo de Araçás.

Fig. 7 - Schematic depositional model for sandstones of Água Grande Member, Araçás Field.

### 3.5 - Fácies Reservatório

A fácies eólica é a que apresenta melhores características de reservatórios, conforme pode ser observado na tabela II. A análise da fácies fluvial foi prejudicada pela presença de óleo não móvel no testemunho do poço 7-AR-233-BA, onde a mesma é mais representativa.

As análises de pressão capilar efetuadas em amostras das duas litofácies nos poços 7-AR-233-BA e 7-AR-257-BA, nos quais também foram feitas análises petrográficas, mostram que a moda dos diâmetros dos condutos porosos é muito menor para a fácies fluvial do que para a fácies eólica (fig. 8).

A correlação das seqüências testemunhadas com os perfis de raios gama, resistividade e porosidade mostrou que, desses perfis, o que melhor permitiu rastrear as fácies foi o perfil de densidade (FDC), pois apresenta respostas diferenciadas para as duas fácies. Onde ocorre a fácies eólica, o perfil de densidade mostra um evidente aumento na porosidade (fig. 5). Este critério foi utilizado para separar as fácies nos demais poços não testemunhados do campo.

**TABELA II/TABLE II**  
**DADOS DE POROSIDADE, PERMEABILIDADE E MODA DE CONDUITO POROSO (Mo) POR LITOFÁCIES. NO CÁLCULO DAS MÉDIAS UTILIZOU-SE A MÉDIA GEOMÉTRICA PARA OS VALORES DE PERMEABILIDADE, E MÉDIA ARITMÉTICA PARA AS DEMAIS VARIÁVEIS.**  
**SÓ FORAM EFETUADAS ANÁLISES DE PRESSÃO CAPILAR EM AMOSTRAS DO POÇO 7-AR-233-BA**

DATA ON POROSITY, PERMEABILITY, AND MODE OF POROUS CONDUIT (Mo), BY LITHOFACIES. THE GEOMETRIC MEAN OF PERMEABILITY VALUES AND THE ARITHMETIC MEAN OF OTHER VARIABLES WERE USED TO CALCULATE AVERAGES. CAPILLARY PRESSURE ANALYSIS WAS LIMITED TO SAMPLES FROM WELL 7-AR-233-BA

Unidade		Fluvial	Eólica
Porosidade de: Laboratório (* Lâmina Delgada)	Número de Amostras	21 8*	75 15*
	Intervalo de Variação	3,0 a 15,3 2,0 a 11,0*	10,8 a 19,4 7,0 a 17,0*
	Média	8,9 5,0*	15,1 11,8*
	Desvio-Padrão	4,0	2,0
Permeabilidade Horizontal (mD)	Número de Amostras	21	74
	Intervalo de Variação	0,1 a 7,4	0,1 a 2590,0
	Média	1,2	21,6
	Desvio-Padrão	3,5	14,1
Moda de Conduito Poroso de: Pressão Capilar e (* Lâmina Delgada)	Número de Amostras	2 8*	3 15*
	Intervalo de Variação	6,5 a 9,5 6,5 a 9,0*	5,5 a 6,5 5,6 a 9,0*
	Média Escala PHI	8,0 7,9*	5,8 6,6*
	Desvio-Padrão	2,12	1,15

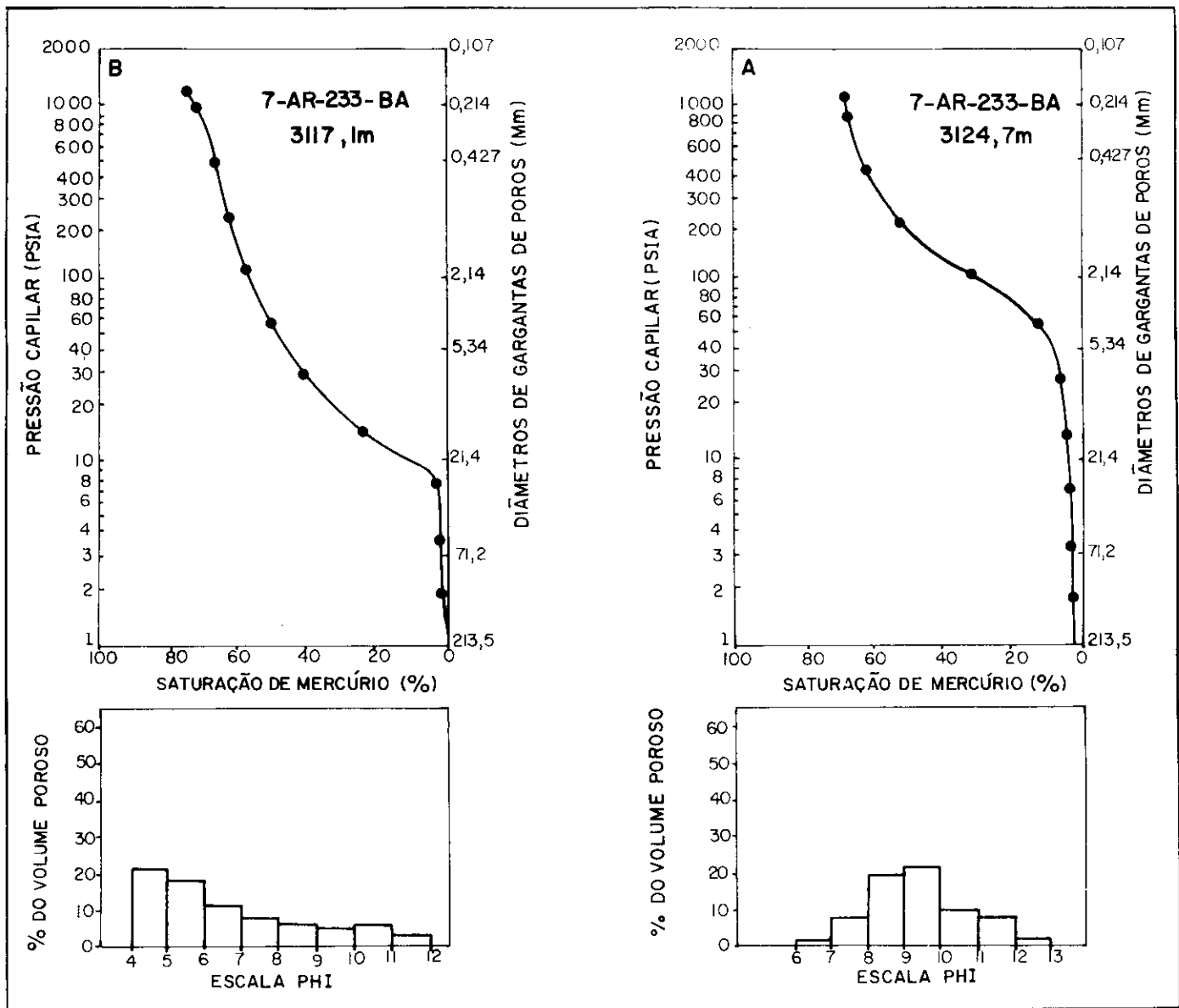


Fig. 8 - A moda de conduto poroso da fácies fluvial (A) é baixa, o que se reflete na curva de pressão capilar. A fácies eólica (B) tem moda de conduto poroso relativamente alta e a curva de pressão capilar mostra que a entrada de fluidos se dá a pressões menores que na fácies fluvial.

Fig. 8 - The fluvial facies (A) displays a low mode of porous conduit, as reflected in the capillary pressure curve, while the eolic facies (B) displays a relatively high mode and its capillary pressure curve indicates that fluids enter at lower pressures than in the fluvial facies.

### 3.6 - Comportamento de Produção

Observam-se discrepâncias no comportamento de produção quando se comparam arenitos com a mesma espessura porosa. Os poços 7-AR-31-BA e 7-AR-179-BA, por exemplo, com espessura porosa com óleo de aproximadamente 4 m, possuem produção acumulada de, respectivamente, 31 463 m<sup>3</sup> e 2 799 m<sup>3</sup> (dados de abril/88). Este comportamento está intimamente

relacionado à distribuição das fácies sedimentares identificadas.

De posse dos mapas de distribuição de fácies (fig. 4), e comparando-se o comportamento de produção dos dois blocos principais do campo, registra-se o seguinte:

- no bloco alto, o Membro Água Grande tem volume provado de 5,198 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de óleo, produzidos 1,736 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, FR = 33% (abril/88). Os poços de maior pro-

dução acumulada estão no *trend* eólico. O 7-AR-15-BA tem produção acumulada de 433 783 m<sup>3</sup> em 101 182 h (abril/88). Atualmente, 13 poços são produtores com média de 190 m<sup>3</sup> de óleo por dia;

- no bloco baixo, o Membro Água Grande tem volume original de óleo de 0,858 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, produzidos 0,098 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, FR = 11% (abril/88), apresenta capa de gás, e o volume de gás não associado é de 729 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. O poço



7-AR-2-BA tem produção acumulada de gás de 22 302 000 m<sup>3</sup> em 59 352 h (abril/88). A produção atual de óleo é de 13 m<sup>3</sup>/d.

Devido à produção, o reservatório encontra-se por vezes depletado e, nestes casos, o dano causado durante a perfuração faz com que as respostas em testes de formação sejam mascaradas e os poços só produzam após fraturamento.

O campo apresenta recuperação secundária através da injeção de gás (7-AR-39-BA, 7-AR-142-BA e 7-AR-197-BA) e de água (7-AR-137-BA). Está sendo estudado um esquema de produção-injeção mais eficiente para adequar a malha de drenagem à geometria do reservatório e elevar a sua pressão.

O reservatório produtor no campo é o que corresponde à fácies eólica. A fácies fluvial apresenta baixos valores de porosidade e tem a espessura porosa máxima de 6,5 m no poço 7-AR-249-BA, que após avaliação nada produziu, apesar de estar acima do contato óleo/água estabelecido.

#### 4 – CONCLUSÕES

O Membro Água Grande é o resultado dos processos deposicionais eólico e fluvial que definem duas fácies sedimentares distintas. Para o mapeamento destas fácies utilizou-se o perfil de densidade (FDC), pois foi o que apresentou resposta bastante diferenciada para cada fácies. Toda reserva atual considerada encontra-se na fácies eólica e os principais poços produtores estão situados nos alinhamentos desta fácies e foram completados nela.

A análise dos dados permitiu identificar os seguintes fatores que atuam no reservatório, influenciando no comportamento de produção: tipo de fácies predominante, recorrência vertical das fácies causando heterogeneidades, e a presença de óleo não móvel atuando como cimento.

A baixa produtividade no bloco baixo pode ser explicada pela pequena espessura da fácies eólica, aliada à recorrência das duas fácies na seqüência vertical, causando heterogeneidades no corpo arenoso, e à presença de óleo não móvel atuando como cimento. Com relação a este óleo, análises de cromatografia mostraram que a composição do óleo móvel e não-móvel é a mesma.

#### AGRADECIMENTOS

Aos colegas Benildo Edsel Dotto Casanova e Glória Margarida N. de Menezes pelas sugestões, apoio e discussão. Ao Engenheiro de Produção José Reinaldo Rodrigues Guimarães, pela colaboração e presteza nos dados fornecidos. Pelo incentivo e companheirismo a José Renato Lopez Sandoval e a todos que direta ou indiretamente contribuíram para que fosse elaborado esse estudo.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARROSO, A. S., RIVAS, A. J. P. *Arenitos eólicos do Membro Água Grande, Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo, Bahia*. Salvador: PETROBRÁS/DEXBA/DINTER, 1987. 23p. (Relatório Interno)

BROWN, L. F., CLEAVES II, A. W., ERXLEBEN, A. W. Pennsylvanian depositional systems North Central Texas a guide for interpreting terrigenous clastic facies in a cratonic basin. Bureau of Economic Geology. *University of Texas at Austin. Guide Book*, n. 14, p. 11-13, 1973.

CASANOVA, B. E. D., GUIMARÃES, J. R. R. Projeto de redução de espaçamento – Arenito Água Grande – bloco sul, Campo de Buracica. In: 2. SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER, p. 44-54, 1986.

FOLK, R. L. *Petrology of Sedimentary rocks*. Austin Hemphill's, 1974. 170 p.

GHIGNONE, J. I. Geologia dos sedimentos fanerozóicos do Estado da Bahia. Salvador: SME/CPM, *Geologia e Recursos Minesserais do Estado da Bahia*, p. 24-28, 1979. (Texto Básico)

KOCUREK, G., DOTT JR., R. H. Distinctions and uses of stratification types in the interpretation of eolian sands. *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 51, p. 579-595, 1981.

NETTO, A. S. T. *et al. Prospectos estratigráficos do Recôncavo*. Salvador: PETROBRÁS/DEPEX/DEXBA, 1984. 83p. (Relatório Interno)

SCHMIDT, V., Mc. DONALD, D. A. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones. In: ASPECTS OF DIAGENESIS. *SEPM Special Publication*, n. 26, p. 209-225, 1979.

#### EXPANDED ABSTRACT

The Araçás Field, discovered in 1964 by well 1-AR-2-BA, is located in the northern portion of the central compartment of the Recôncavo Basin. Structurally, it is found at the level of the pre-rift sequence and is subdivided by the Araçás Fault into two main upthrown and downthrown blocks. The field contains hydrocarbon accumulations along almost the entire stratigraphic column, which is composed of Neo-Jurassic and Lower Cretaceous clastic sediments.

In this field, the reservoir sandstones of the Água Grande Member, Itaparica Formation, have a proved oil volume of  $6 \times 10^8$  m<sup>3</sup>. Their production behavior differs between wells located in the upthrown and downthrown blocks and also between wells in the same block, considering the same thickness of porous rock.

Results of a study to identify the factors that influence reservoir productivity indicate the presence of a vertical sequence composed of two distinct facies. The first of these is an eolic facies characterized by moderately sorted, medium to coarse sandstones that display

cross-stratification and bimodality in alternating laminae. Two distinct deposition processes can be observed in this facies: liquified cohesionless particle flow and grain fall. The second is a fluvial facies composed of poorly sorted, fine to conglomeratic sandstones with cycles that fine upwards and medium- to large-scale cross-stratification. These cycles display abrupt basal contacts. The two facies recur in the vertical sequence as a result of the eolic reworking of fluvial deposits.

Both facies display the same compositions in terms of their structural frameworks and cements, differing only as far as the quantity of each type as a percentage of total rock volume. Sublitharenites and quartz sandstones predominate in the fluvial facies, while subarkoses are predominant in the eolic (Folk, 1974). Observation of cements within laminae indicates that the diagenetic evolution of both facies was the same and that the contents for all cements are higher in the fluvial facies. In addition to mineral cement, immobile oil residue is found in the rock and especially in the fluvial facies; it also acts as a cement, partially or totally filling in pores.

Petrographic and petrophysical analyses of core samples indicate that of the two, the eolic facies presents better reservoir characteristics. In addition to displaying higher porosity and permeability values, capillary pressure analyses show that the mode of porous conduits is much smaller in the case of this facies.

Rock-log correlations based on gamma-ray, resistivity, density, and neutron logs indicate that in identifying and tracing reservoir facies density logs serve best, as they reveal a clear increase in porosity values in the case of the eolic facies.

Trending preferentially NE-SW, the fluvial facies reaches its greatest thicknesses in the downthrown block. The eolic facies varies from 0 to 20 m in thickness, forming two preferential alignments that trend roughly E-W, one located to the north, in the upthrown block, and the other to the south, in the downthrown block. The location of this facies, which has been defined as a reservoir, coincides with the area where Água Grande Member production wells are located, in the Araçás Field.