



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

UNICAMP MESTRADO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA
DE UM RESERVATÓRIO FLÚVIO-EÓLICO
DA BACIA DO RECÔNCAVO - BAHIA, BRASIL

Armando Paulo Barros

Este exemplar corresponde à
redação final da tese defendida
por Armando Paulo Barros
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 05/07/94


ORIENTADOR

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

CAMPINAS - SÃO PAULO

JULHO - 1994

B278c

17579/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MESTRADO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA
DE UM RESERVATÓRIO FLÚVIO-EÓLICO
DA BACIA DO RECÔNCAVO - BAHIA, BRASIL**

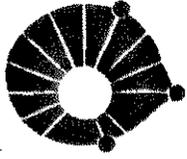
Armando Paulo [Barros n/278

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do título de
Mestre em Geoengenharia de Reservatório

Orientador: Paulo [Tibana^t - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

JULHO - 1994



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MESTRADO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA
DE UM RESERVATÓRIO FLÚVIO-EÓLICO
DA BACIA DO RECÔNCAVO - BAHIA, BRASIL**

AUTOR: Armando Paulo Barros

ORIENTADOR: Paulo Tibana

COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE:

Paulo Tibana

EXAMINADORES:

Carlos Henrique Lima Bruhn, Ph.D.

Euclides José Bonet

CAMPINAS, 05 DE JULHO DE 1994.

Dedico esta tese à minha esposa Graça

por seu amor, estímulo, carinho e
paciência que sempre me dedicou
durante todo esse período.

E aos meus filhos Jorge e Aline
que tão bem souberam entender
os sacrifícios exigidos.

AGRADECIMENTOS

Acima de tudo agradeço a Deus e aos seus discípulos da Vida Maior por me acompanharem durante todas as fases da minha presente vida terrestre.

Agradeço ao Prof. Paulo Tibana da Universidade Estadual de Campinas pela orientação e paciência durante a realização desta tese.

Os meus mais sinceros agradecimentos a todos os amigos e colegas da Petrobrás que colaboraram para a elaboração desta dissertação, que sem dúvida foram muitos e sem os quais nada disso seria possível.

Em especial a Barroso, Bruhn, Cícero Paixão, Durães, Fernando Rodrigues, Ferradans, Glória, Hercules, Michelli e Zilander pelas proveitosas discussões e trocas de idéias.

A Bruno, Correia, Ivan, João Alfredo, Oswald, Santana, Sergio Freire, Tadeu, Tesch, Tizuro e Hélio pela ajuda valiosa na coleta e preparação dos dados.

Aos engenheiros Castilho, Decnop, Paulo Neves e Ramiro pelas discussões a respeito do comportamento do reservatório.

A Bruhn, Ferradans, Fernando Rodrigues, Mônica Rodrigues, Paulo Paraiso e Ramiro pela leitura crítica do texto.

Aos técnicos César e Rogério pela ajuda valiosa na construção das

seções estratigráficas.

Aos desenhistas Orlando, Haroldo, Jenison, Cabral e Osvaldo pela confecção de muitas figuras desta tese.

Aos amigos e colegas de curso pela convivência agradável, em especial a turma 1992: Aderaldo, André, Beer, Gerson, Mauro, Mônica, Paulo e Ramiro.

Aos professores, alunos e funcionários do IG, CEPETRO, DEP, CCUEC e IMECC. Em especial a mestranda Ysela Agüero pela orientação e ajuda nas análises estatísticas.

Agradeço de modo todo especial a minha esposa Graça pelo incentivo, dedicação e paciência com que me acompanhou durante todo este período, sempre demonstrando muita compreensão e carinho, principalmente nas horas mais difíceis, e aos meus filhos Jorge e Aline que com paciência e dedicação muito me auxiliaram e que souberam compreender as longas horas que ficaram privados da companhia do pai.

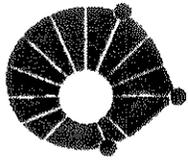
Fico grato à Petrobrás pela oportunidade que me foi dada em participar deste curso de mestrado e ao Convênio Unicamp - Petrobrás pelo apoio técnico-científico. Em especial ao coordenador Chang Kiang e aos amigos Théognis Castejon, Max, Renato Pimenta e Robério pelo apoio recebido.

Enfim, muito obrigado a todos que contribuíram para esta realização.

Na casa de meu Pai
há muitas moradas.
Vou preparar-vos um
lugar. Se assim não
fosse, Eu não vo-lo
teria dito.

JESUS

(há 2.000 anos)



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MESTRADO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DE UM RESERVATÓRIO FLÚVIO-EÓLICO DA BACIA DO RECÔNCAVO - BAHIA, BRASIL

Armando Paulo Barros

Esta dissertação aborda a caracterização geológica de um reservatório flúvio-eólico do Cretáceo Inferior de um campo da Bacia do Recôncavo. A caracterização envolveu principalmente: (1) o estudo de litofácies e associações de litofácies, bem como os processos deposicionais relacionados; (2) a interpretação dos sistemas deposicionais e o estudo de estratigrafia de alta resolução e geometria do reservatório; (3) a correlação rocha-perfil e identificação de eletrofácies para permitir o mapeamento das heterogeneidades e propriedades petrofísicas do reservatório; e (4) o estudo da qualidade da rocha e do fluido, e do comportamento da pressão e da produção do reservatório.

Na parte inferior do reservatório estudado ocorrem sedimentos

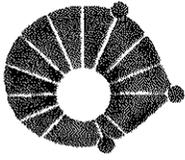
fluviais interpretados como depositados por rios meandrantos com canais poucos sinuosos. No topo, o reservatório é constituído por arenitos eólicos depositados em dunas de areias. Foram identificadas oito litofácies (seis fluviais e duas eólicas).

A calibração rocha-perfil mostrou que há uma boa correspondência entre os perfis e a litologia, notadamente em função da textura e diagênese.

As oito litofácies foram agrupadas em quatro eletrofácies, sendo três fluviais e uma eólica. Técnicas estatísticas foram empregadas com o objetivo de identificar as eletrofácies nos poços não testemunhados.

Os dados de produção e pressão sugerem compartimentalização do reservatório relacionada à variações nas características do óleo. No topo da estrutura há uma região com baixíssima produção acumulada de óleo (baixa fluidez), apesar de conter as litofácies mais permeáveis encontradas neste estudo. A alta percentagem de parafina presente no óleo produzido (26%) e a baixa temperatura desta região (ao redor do ponto de fluidez do seu óleo- 25-40°C), sugere precipitação de parafinas no interior do reservatório. A erosão de espessa seção de sedimentos sotopostos ao reservatório estudado deve ser a causa do abaixamento da temperatura desta jazida. A porção média da acumulação é a mais produtiva do reservatório, apesar de sua menor permeabilidade, o que pode ser explicado pela temperatura desta região que está acima do ponto de fluidez do seu óleo.

Quatro classes de qualidade das rochas-reservatório foram definidas com base nas impregnações de petróleo, na porosidade e na permeabilidade. As principais heterogeneidades que controlam o fluxo de fluidos no reservatório são: (1) camadas descontínuas de folhelhos e de arenitos de baixa permeabilidade; (2) a recorrência vertical das litofácies; e, (3) a região com óleo de baixa fluidez.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

MESTRADO EM GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

RESERVOIR CHARACTERIZATION OF A FLUVIAL-AEOLIAN RESERVOIR OF THE RECONCAVO BASIN - BAHIA, BRAZIL

Armando Paulo Barros

This dissertation presents a detailed study of an Early Cretaceous, fluvial-aeolian reservoir from the Recôncavo Basin, northeastern Brazil. This study, developed at the oil field scale, included essentially: (1) the description of lithofacies and lithofacies associations, as well as their depositional processes; (2) the interpretation of depositional systems, high-resolution stratigraphy and geometry of the studied reservoir; (3) log-rock correlation, and identification of electrofacies to allow the mapping of reservoir heterogeneities and petrophysical properties; and (4) the study of rock and fluid quality, and of reservoir behavior.

The studied sandstone reservoir was deposited in low-sinuosity fluvial

and aeolian (dune settings) systems. Eight lithofacies (two aeolian and six fluvial) were identified.

There is good correlation between lithofacies and well log signatures, which are related mainly with the rock texture and diagenesis.

The eight lithofacies were grouped into four electrofacies (one aeolian and three fluvial). Statistical techniques were used to trace these electrofacies in the uncored wells.

Production and pressure data suggest reservoir compartmentalization along the studied oil field, which are related with variation in the quality of the oil. There is very low oil production from the reservoir upper portion, despite of the fact that it contains the most permeable lithofacies. This is probably related with paraffin precipitation, as suggested by the high content (26 %) of paraffin in the recovered oil, and the low reservoir temperature (25 - 40 °C, around the pour point). Erosion of a thick section of overlying sediments may have been responsible for the present reservoir low temperature. The mid portion of the reservoir is the best production zone, despite its lower permeability; this is explained by the fact that this portion presents temperatures above the pour point of the oil.

Four classes of reservoir rocks were recognized on the basis of porosity, permeability, and types of oil shows. Major reservoir heterogeneities that control oil flow are: (1) discontinuous beds of low-permeability sandstones and mudstones; (2) frequent interbedding of distinct lithofacies; and (3) occurrence of oil with low temperature (around pour point).

ÍNDICE

	Página
RESUMO	viii
ABSTRACT	x
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO E METODOLOGIA DE TRABALHO	1
I.1 - INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	1
I.2 - METODOLOGIA DE TRABALHO	2
I.3 - BREVE RESUMO SOBRE O CAMPO E A BACIA	5
CAPÍTULO II - SEDIMENTOLOGIA	9
II.1 - LITOFÁCIES SEDIMENTARES	9
Litofácies CAmc	9
Litofácies AmXA	11
Litofácies AfXT	14
Litofácies AmfLXC	16
Litofácies FSAmf	17
Litofácies AfmM	18
Litofácies AfmXT	19
Litofácies AgXA	21
II.2 - ASPECTOS PETROGRÁFICOS	22
II.3 - FEIÇÕES DIAGENÉTICAS	23
II.4 - POROSIDADE	25

II.5 - ASSOCIAÇÕES DE LITOFÁCIES	31
II.6 - PROCESSOS DEPOSICIONAIS	35

CAPÍTULO III - ESTRATIGRAFIA DE ALTA RESOLUÇÃO E AMBIENTES

DEPOSICIONAIS	38
III.1 - INTRODUÇÃO	38
III.2 - AMBIENTE FLUVIAL	39
III.2.a - Conjuntos de sucessões fluviais	42
III.2.b - Construção da seção estratigráfica de alta resolução	44
III.2.c - Interpretação geológica	47
III.3 - AMBIENTE EÓLICO	52
III.3.a - Conjuntos de sucessões eólicas	53
III.3.b - Interpretação geológica	55
III.4 - O AFOGAMENTO DO SISTEMA FLÚVIO-EÓLICO	60

CAPÍTULO IV - CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL E ANÁLISES

ESTATÍSTICAS	62
IV.1 - INTRODUÇÃO	62
IV.2 - CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL	65
IV.2.a - Ajuste das profundidades entre testemunhos e perfis	65
IV.2.b - Análise das litofácies através dos perfis.	66
IV.3 - ELETROFÁCIES	69
IV.3.a - Análise de agrupamento	70
IV.3.b - Resolução vertical dos perfis	74
IV.3.c - Análise discriminante	77
IV.3.d - Resultados e validação cruzada	80

IV.4 - POROSIDADE E PERMEABILIDADE	83
IV.4.a - Porosidade e permeabilidade petrofísicas .	83
IV.4.b - Estimativa de permeabilidade	87
IV.4.c - Correlação permeabilidade - perfis	88
CAPÍTULO V - O RESERVATÓRIO	93
V.1 - INTERVALOS DE QUALIDADE DA ROCHA-RESERVATÓRIO	93
V.2 - CONTROLES DA QUALIDADE DO RESERVATÓRIO	99
V.3 - ESCALAS DE HETEROGENEIDADES	100
V.4 - CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS	104
V.5 - COMPORTAMENTO DA PRESSÃO COM O TEMPO	106
V.6 - COMPORTAMENTO DA VAZÃO AO LONGO DO TEMPO	111
CONCLUSÕES	117
BIBLIOGRAFIA	119

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	Página
1.1 - Fluxograma do estudo realizado	3
1.2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo	7
1.3 - Mapa de localização da Bacia do Recôncavo	8
2.1 - Modelo conceitual ideal da sucessão de litofácies fluviais com granodecrescência ascendente	32
3.1 - Perfil vertical integrado (poço B)	40
3.2 - Perfil vertical integrado (poço D)	41
3.3 - Seção estratigráfica NE-SW (E-E') do reservatório .	43
3.4 - Seção estratigráfica NW-SE (A-A') do reservatório .	45
3.5 - Mapa de localização das seções	46
3.6 - Modelo deposicional esquemático. Ambiente fluvial meandrante de baixa sinuosidade	50
3.7 - Mapa de isópacas do intervalo fluvial	51
3.8 - Modelo deposicional esquemático. Ambiente eólico de dunas	56
3.9 - Mapa de isópacas do intervalo eólico	58
4.1 - Grau de ajuste rocha-perfil ($\Phi_{ID} \times \rho_{orl}$)	66
4.2 - Calibração rocha-perfil e ajuste de profundidade ..	68
4.3 - Histograma de percentagem das eletrofácies	72
4.4 - Gráficos dos agrupamentos das litofácies	73
4.5 - Parâmetros médios dos perfis por eletrofácies	74

4.6	-	Resolução vertical dos perfis e sensibilidade frente a camadas delgadas	76
4.7	-	Resolução vertical dos perfis	77
4.8	-	Análise discriminante	79
4.9	-	Percentagem de acerto da análise discriminante	81
4.10	-	Gráfico K versus Porl por eletrofácies	84
4.11	-	Gráfico K versus PhiD	89
4.12	-	Gráfico K versus DPhi	90
4.13	-	Gráfico K versus RG	90
4.14	-	Gráfico K versus Rt	91
4.15	-	Gráfico K versus Porl	92
5.1	-	Interv. de qualidade da rocha-reservatório com base em impregnações de óleo e na permo-porosidade.	94
5.2	-	Distribuição da porosidade e da permeabilidade por eletrofácies e por intervalos de qualidade ...	96
5.3	-	Percentagens dos intervalos de qualidade	97
5.4	-	Curvas de pressão capilar das litofácies AfmXT, AmXA e AfXT	98
5.5	-	Escalas de heterogeneidades	102
5.6	-	Distribuição da pressão com o tempo	107
5.7	-	Distribuição da pressão ao longo do tempo e "regiões de pressão"	109
5.8	-	Mapa estrutural do topo do reservatório contendo as quatro regiões de pressão	110
5.9	-	Comportamento da produção através das vazões médias anuais dos poços do bloco	111
5.10	-	Distribuição da temperatura, do ponto de névoa e do ponto de fluidez do óleo do reservatório ..	114

LISTA DE FOTOS

FOTO		Página
2.1 -	Fotografia de detalhe - Litofácies CAmc	10
2.2 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AmXA	12
2.3 -	Fotografia de detalhe - Deformação de estruturas sedimentares por escape de fluido	13
2.4 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AmXA	14
2.5 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AfXT	15
2.6 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AmFLXC	16
2.7 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AfmM	18
2.8 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AfmXT	20
2.9 -	Fotografia de detalhe - Litofácies AgXA	21
2.10 -	Fotomicrografia - Porosidade intergranular	26
2.11 -	Fotomicrografia - Crescimento sintaxial de quartzo.	27
2.12 -	Fotomicrografia - Porosidade secundária criada por dissolução de cimento calcífero	28
2.13 -	Fotomicrografia - Porosidade intragranular	29
2.14 -	Fotomicrografia - Estágios de dissolução de felds- patos criando porosidade secundária	30
2.15 -	Fotomicrografia - Microporosidade em agregados de caulinita	31

LISTA DE TABELAS

TABELA	Página
2.1 -	Percentagens das litofácies fluviais (testemunho) . 34
2.2 -	Percentagens das litofácies eólicas (testemunho) .. 34
2.3 -	Resumo e abreviaturas das litofácies 37
4.1 -	Relação eletrofácies-litofácies 72
4.2 -	Percentual de acerto da análise discriminante 80
4.3 -	Coeficientes das funções discriminantes das eletrofácies 81
4.4 -	Resultado da validação cruzada por eletrofácies ... 82
4.5 -	Coeficientes das funções discriminantes das ele- trofácies para os poços sem o perfil neutrão . 82
4.6 -	Resultado da validação cruzada por eletrofácies para os poços com ausência do perfil neutrão 83
4.7 -	Porosidade e permeabilidade - litofácies fluviais . 86
4.8 -	Porosidade e permeabilidade - litofácies eólicas .. 86
4.9 -	Porosidade e permeabilidade - eletrofácies 86
5.1 -	Intervalos de qualidade da rocha-reservatório e permeabilidades limites 95

ANEXO

Página

I -	Abreviaturas, siglas e símbolos desta dissertação . 126
-----	---

Capítulo I

INTRODUÇÃO E METODOLOGIA DE TRABALHO

I.1 - INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

A caracterização de reservatórios de petróleo, definindo os parâmetros que afetam o fluxo de fluidos, visa a otimização do fator de recuperação do campo. A variabilidade desses parâmetros, conhecidas como heterogeneidades, apresentam diversos aspectos e escalas. Portanto, seu estudo requer a integração dos dados geológicos e de fluidos e as suas interpretações.

Essa dissertação teve por objetivo caracterizar um reservatório de petróleo de um campo da Bacia do Recôncavo. Para isto foram estudados testemunhos que amostraram a seção completa do reservatório em cinco poços do campo. A calibração rocha-perfil serviu para transportar os parâmetros definidos nas rochas e nos perfis para os outros 43 poços não testemunhados.

O campo selecionado reúne condições para este estudo, visto que possui um adensamento da malha de poços, boa amostragem por testemunhos e um conjunto de perfis modernos.

Nos capítulos desta dissertação são abordadas as diversas etapas desse estudo.

As características petrográficas nas escalas micro e macroscópicas,

incluindo as feições diagenéticas, são discutidas no capítulo II através das litofácies e suas associações.

No capítulo III são analisadas as feições mega a gigascópicas dos sistemas deposicionais e a evolução vertical e lateral das litofácies num estudo estratigráfico de alta resolução.

A calibração e a correlação rocha-perfil são discutidas no capítulo IV, onde são abordadas também as técnicas estatísticas de análise multivariada utilizadas para definir as eletrofácies nos poços testemunhados e identificá-las naqueles sem testemunho.

No capítulo V analisa-se o reservatório como um todo, levando-se em conta a qualidade das rochas-reservatório, a posição estrutural do campo, as características do fluido e o conseqüente comportamento do reservatório quanto a pressão e a produção ao longo do tempo.

I.2 - METODOLOGIA DE TRABALHO

As diversas etapas em que foram realizadas esse estudo estão ilustradas na Figura 1.1.

As análises sedimentológicas e petrográficas incluiu a descrição de 130 metros de testemunhos de cinco poços do campo e 48 lâminas delgadas de amostras impregnadas com o corante azul de CERES e posteriormente tingidas com ferricianeto e alizarina (para distinguir diversos tipos de cimento carbonático). Essas análises já haviam sido feitas por Menezes, G. M. (1987, 1988 e 1989, RIP¹), Amorim, J. L. (1985,

¹ Relatório Interno da Petrobrás.

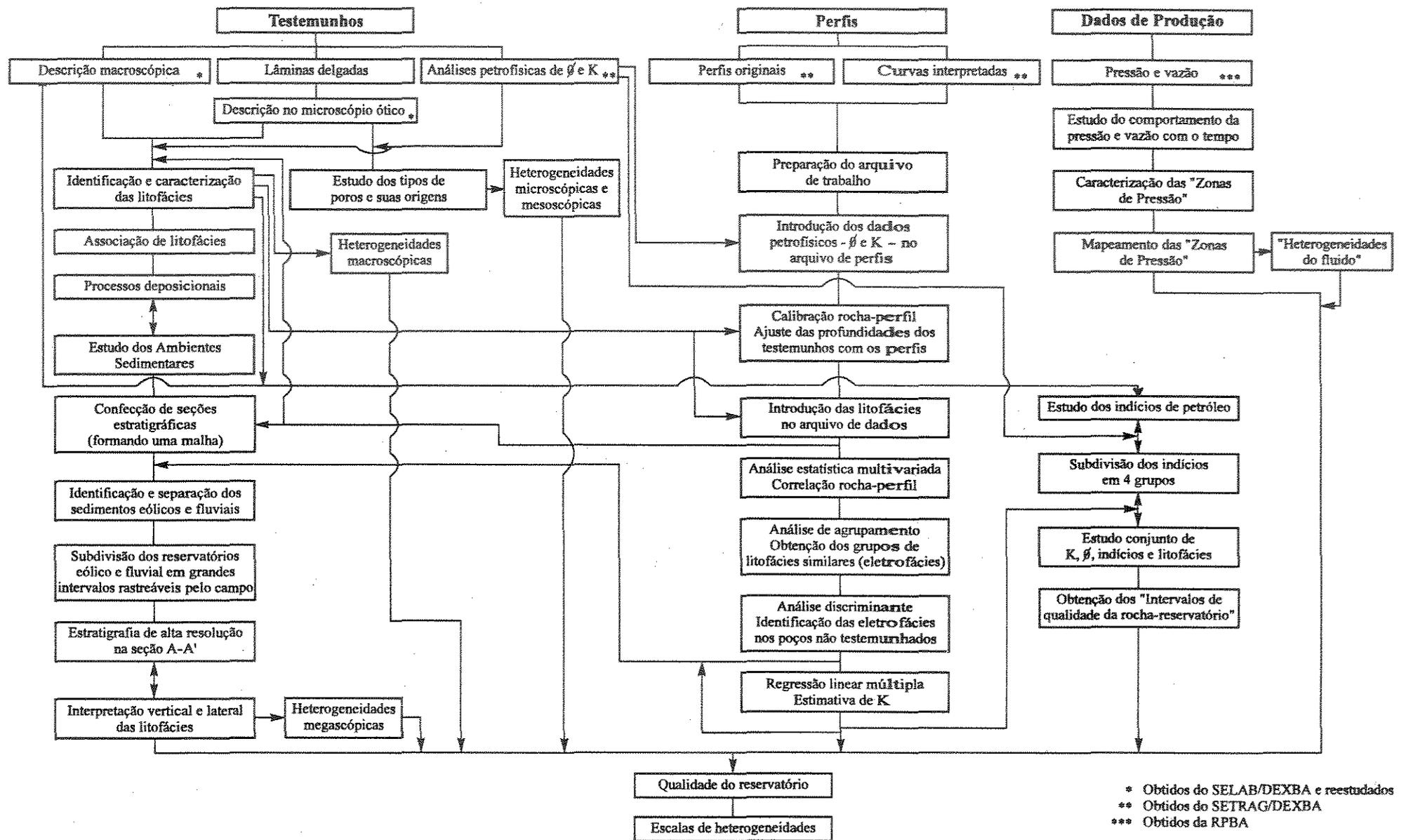


Fig. 1.1 - Fluxograma simplificado das etapas de trabalho realizadas

1988 e 1989, RIP) e Caixeta, J. M. (1985, RIP).

O estudo das argilas teve o suporte de 15 análises de difratometria de raios-X (DRX) interpretadas por Carvalho, C. (1989, RIP).

Na análise da sucessão das litofácies utilizou-se critérios propostos por Harms *et alii* (1975) e Reading (1979). As características das litofácies e suas relações espaciais permitiram interpretar os ambientes deposicionais.

Para a compreensão tridimensional das diversas litofácies e suas relações espaciais foram elaboradas várias seções estratigráficas abrangendo todo o bloco do campo estudado.

Na calibração rocha-perfil foram utilizadas análises de porosidade e permeabilidade de 339 amostras de testemunho feitas por Barreto, R. e Borges, P. A. L. (1987, RIP) e por Silva, I. S. N. e Borges, P. A. L. (1987, RIP). Esses dados juntamente com a descrição macroscópica dos testemunhos foram utilizados nas análises estatísticas, através do programa SAS² (SAS, 1985, 1989 e 1990).

Para definir as eletrofácies foram utilizadas análises de agrupamento ("CLUSTER"³) reunindo litofácies com características similares por perfis. Na identificação das eletrofácies nos poços não testemunhados foi aplicada a análise discriminante multivariada ("DISCRIM"³), sendo que o procedimento "STEPDISC"³ indicou os perfis mais significativos para essa análise, a opção "priors = proportional"⁴ foi utilizada para informar os percentuais dos grupos e a opção "outstat"⁴ discriminou as eletrofácies. A validação cruzada para cada poço forneceu

² *Statistical Analysis System*

³ Procedimento estatístico do programa SAS.

⁴ Opção do procedimento "DISCRIM".

o grau de acerto da análise discriminante.

Foi realizado também um estudo da estimativa da permeabilidade, através de regressão linear múltipla ("REG"³ e "STEPWISE"³), aplicada a cada eletrofácies.

Os dados de porosidade efetiva, saturação de água e argilosidade dos cinco poços testemunhados foram obtidos da interpretação quantitativa de perfis realizada por Cunha, N. (1988) através do programa "LogCalc"⁵.

O estudo dos tipos de impregnações de petróleo nos testemunhos, relacionados a porosidade e permeabilidade de laboratório, indicaram quatro classes de qualidade das rochas-reservatório. Os limites das classes foram traçados com base na permeabilidade, a partir de gráficos de porosidade *versus* permeabilidade, com o tipo de impregnação no 3° eixo.

Com o objetivo de se estudar o comportamento da pressão e da vazão ao longo do tempo de produção dos poços, foram construídos gráficos de pressão e de vazão efetiva *versus* o tempo.

Todos os dados utilizados nesta dissertação foram obtidos junto à Petrobrás - Petróleo Brasileiro S/A.

I.3 - BREVE RESUMO SOBRE O CAMPO E A BACIA

O reservatório estudado é de idade Neocomiana (Cretáceo Inferior), e constituído predominantemente por arenitos. O óleo é leve (32° API) e apresenta alto

⁵ Programa de interpretação quantitativa de perfis da SSI (Scientific Software Inc.).

teor de parafina (26%).

Trata-se de uma jazida estrutural de blocos falhados e basculados, cujos falhamentos normais foram desenvolvidos durante o tectonismo da fase *rift*. O mergulho das camadas é da ordem de $\sim 30^\circ$.

O registro sedimentar da Bacia do Recôncavo tem início no Permiano (Aguiar & Mato, 1990). No Jurássico Superior instala-se uma grande bacia interior denominada de Depressão Afro-brasileira, precursora do *rift* que originou as bacias do Recôncavo, Tucano, Jatobá, Sergipe-Alagoas, Gabão, Cabinda, entre outras (Ponte *et alii*, 1972, *in* Figueiredo, 1985). A sedimentação da bacia foi essencialmente flúvio-lacustre, com depósitos de leques sub-lacustres e complexos deltaicos progradantes, e alguns depósitos turbidíticos (Fig. 1.2). No Cretáceo Inferior a bacia foi assoreada.

Os intensos falhamentos da fase *rift* modelaram a bacia nos atuais limites - o sistema de falhas de Salvador a leste com rejeito total de até 6.000 metros e o sistema de falhas de Maragogipe a oeste com rejeitos na ordem de 500 metros - resultando numa configuração de *semi-graben* de direção $N30^\circ E$. Falhas de transferência, como as de Mata-Catu e Itanagra-Araçás, cortam a bacia na direção $N30-40^\circ W$, dividindo-a em três compartimentos, os quais foram denominados de Nordeste, Central e Sul por Netto *et alii* (1980, *in* Durães, 1989) (Fig. 1.3). Segundo Santos *et alii* (1990, *in* Amorim, 1992) estas falhas acomodaram diferentes taxas de estiramento crustal durante a fase *rift* da bacia.

A origem da bacia está ligada ao sistema de *rift-valleys* de direção geral norte-sul (Fig. 1.3) que antecedeu a implantação do Oceano Atlântico e culminou por separar o paleo-continente Gondwana na América do Sul e África.

SEDIMENTOLOGIA

II.1 - LITOFÁCIES SEDIMENTARES

O estudo das litofácies visou definir os principais tipos de heterogeneidades vigentes na escala micro e macro, além de permitir interpretar os dois sistemas deposicionais onde se formou o reservatório em estudo - o sistema fluvial e o eólico.

A definição das litofácies foi realizada a partir da análise macro e microscópica dos testemunhos, quando se estudou a textura e as estruturas sedimentares. Foram definidas oito litofácies, sendo seis pertencentes ao sistema fluvial e duas ao eólico. Um resumo destas litofácies é apresentado no final deste capítulo (Tabela 2.3 - página 37). O reservatório estudado será nesta dissertação informalmente denominado de reservatório I.

Litofácies Conglomerados e Arenitos médios a muito grossos conglomeráticos - CAMc¹

Conglomerados constituídos por seixos de quartzo e intraclastos de argila, com matriz de areia quartzosa grossa a fina (Foto 2.1). Arenitos médios a

¹ As abreviaturas utilizadas nesta dissertação encontram-se no Anexo I.

muito grossos e conglomeráticos (intraclastos de argila), associados aos conglomerados também compõem esta litofácies. A seleção é pobre e os grãos são subangulares a subarredondados. Com frequência reduzida ocorrem conglomerados polimíticos com seixos e grânulos de quartzo, sílex, quartzito, fragmentos de rocha e raros feldspatos, suportados por matriz arenosa.

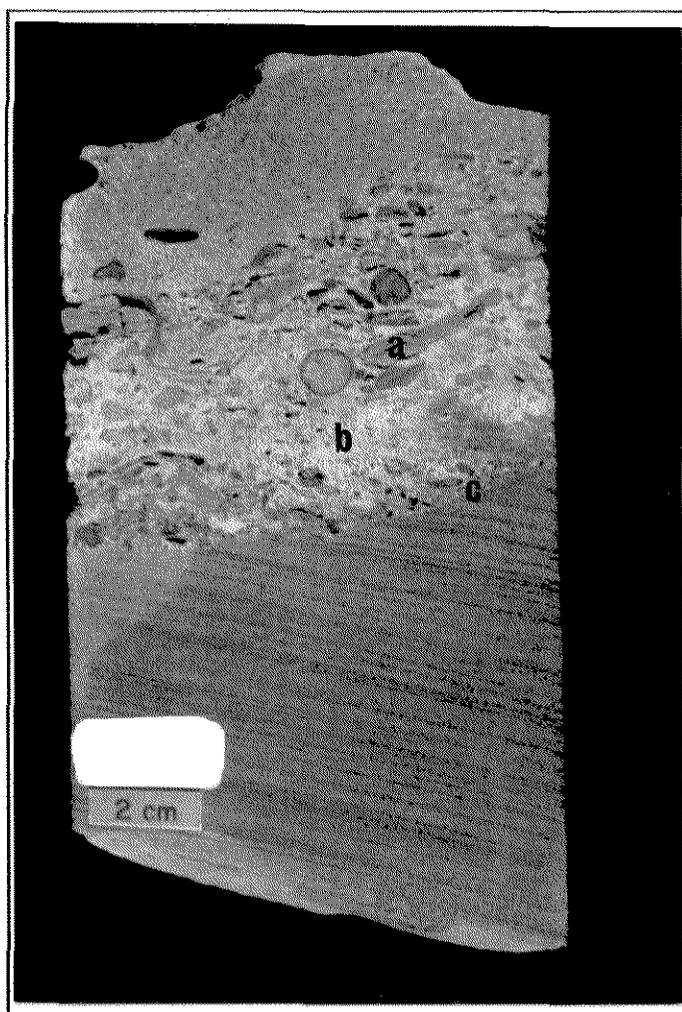


Foto 2.1 - Litofácies CAMc: (a) intraclastos argilosos; (b) cimento calcífero; (c) base erosiva truncando arenitos com estratificações cruzadas tabulares.

Uma característica desta litofácies é a maior concentração de intraclastos de argila (12 %), quando a média das demais litofácies é de 4 %. Também o teor de

fragmentos de rocha (4 %) é superior a média das litofácies restante (2 %)².

A estratificação é incipiente, o mesmo ocorrendo com a orientação de intraclastos de argila.

Outra particularidade é o cimento calcífero, que nesta litofácies é predominantemente poiquilotópico, e além disso apresenta percentual médio (9 %) bem mais elevado que a média das demais litofácies (2 %).

A porosidade, predominantemente intergranular, apresenta média de 14,8%. A porosidade é maior nos níveis com grãos mais grossos e em intervalos com menor percentagem de intraclastos. Observa-se zonas porosas intercaladas com intervalos cimentados. A porosidade intragranular é rara.

Essa litofácies é pouco abundante, perfazendo 7 %³ do total testemunhado, sendo mais freqüente na porção intermediária do reservatório. Apresenta-se em camadas delgadas, com espessuras entre 5 a 20 centímetros, raramente atingindo 60 centímetros. O contato inferior é erosional (Foto 2.1).

Litofácies Arenitos médios com estratificações cruzadas acanaladas - AmXA

Os arenitos são médios a grossos, com menor percentagem de finos e raros muito finos e muito grossos. Apresentam bimodalidade granulométrica freqüente, resultante da intercalação de lâminas de arenitos finos a médios com médios a grossos (Foto 2.2). A seleção é pobre a regular, com raras zonas bem

² As percentagens dos constituintes reportadas neste capítulo referem-se às contagens de pontos de lâminas delgadas e as de porosidade às medidas em plugues de testemunhos.

³ As percentagens das litofácies foram obtidas da seção total testemunhada.

selecionadas. Os grãos são subangulares a subarredondados. Em direção a base das camadas é comum ocorrer concentração de intraclastos de argila.

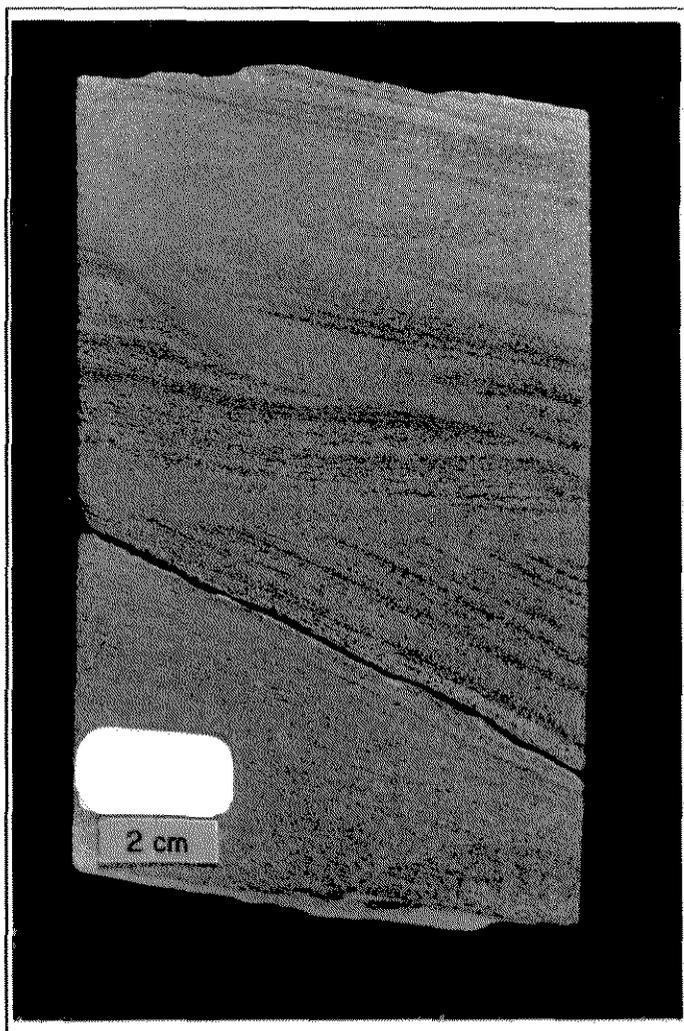


Foto 2.2 - Litofácies AmXA. Arenitos médios com estratificações cruzadas acanaladas.

Observam-se estratificações cruzadas predominantemente acanaladas e raras tabulares, em geral médio a grande porte e tangencial na base (Foto 2.2). Deformações plásticas da estratificação provocadas por escape de fluidos são freqüentes (Foto 2.3).

A porosidade média é de 18,4 % e predominantemente intergranular, sendo rara a intragranular e a microporosidade.

Essa litofácies é a mais abundante do reservatório, perfazendo cerca de 38% da seção testemunhada. A espessura das camadas varia de 5 cm a 4,9 m.

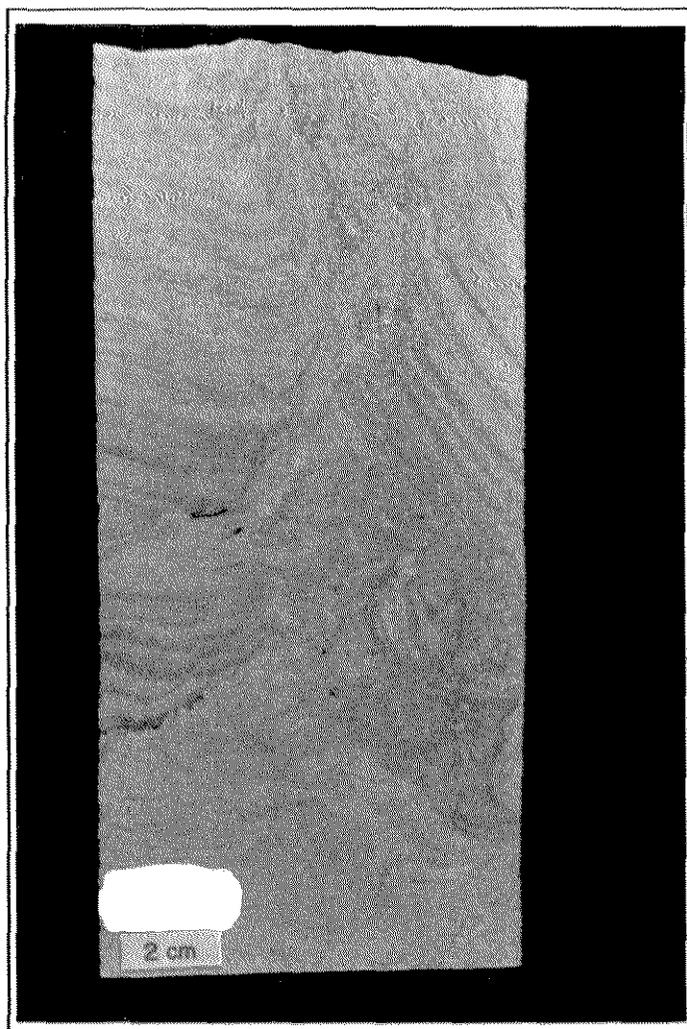


Foto 2.3 - Deformação de estruturas sedimentares por escape de fluido.

Em alguns intervalos desta litofácies ocorre um aumento na frequência de intraclastos de argila (Foto 2.4), os quais perfazem cerca de 34 % da litofácies AmXA e aproximadamente 13 % do intervalo total testemunhado. Com espessuras entre 2 e 5 metros, esses intervalos são mais freqüentes na porção média do reservatório.

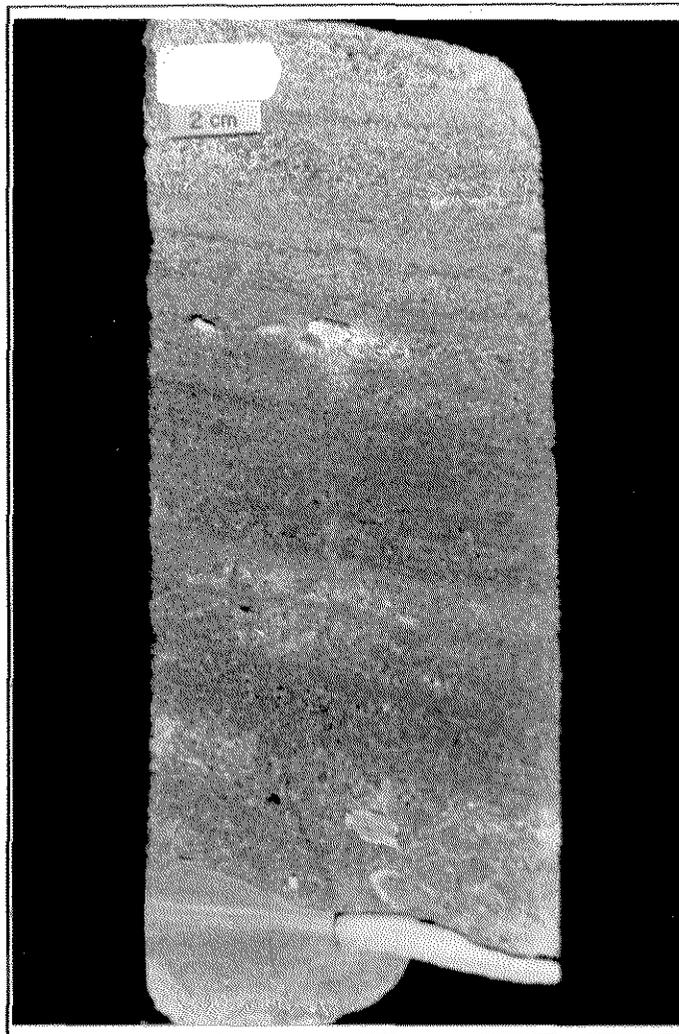


Foto 2.4 - Arenitos médios com intraclastos de argila dispersos.

**Litofácies Arenitos finos com estratificações cruzadas
tabulares - AfXT**

Os arenitos são finos a muito finos, sendo raros os médios. Os grãos são subangulares a subarredondados e a seleção é moderada a boa. Os intraclastos são de tamanho areia fina a muito fina.

A estratificação é cruzada tabular de pequeno a médio porte e de médio

a baixo ângulo (Foto 2.5). Em percentagens reduzidas ocorrem estratificações acanaladas.

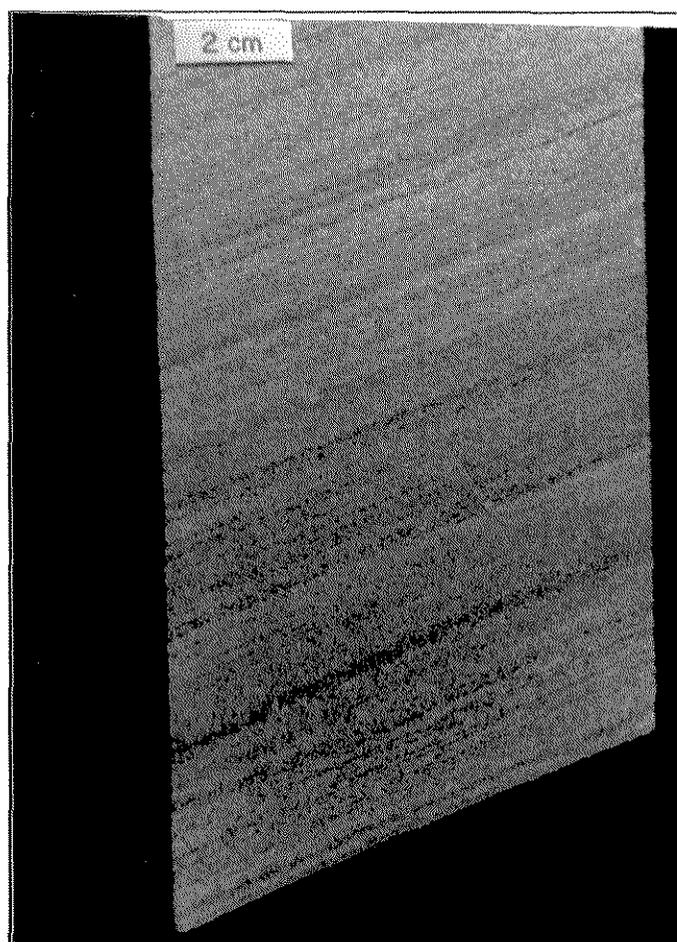


Foto 2.5 - Litofácies AfXT. Arenitos finos com estratificações cruzadas tabulares.

Predomina a porosidade intergranular cuja média situa-se em 18,1 %. Níveis mais fechados apresentam poros pequenos, por vezes isolados, em geral associados a arenitos muito finos e a maior presença de intraclastos de argila. A porosidade intragranular é baixa e a microporosidade rara.

Esta litofácies representa 9 % dos testemunhos. É composta por poucos estratos, em geral com espessuras entre 40 cm e 1 m. Mais esporadicamente alcançam espessuras maiores chegando a 2,6 m, bem como menores, de somente 10 cm.

**Litofácies Arenitos muito finos com laminações cruzadas
cavalgantes - AmFLXC**

Os arenitos se apresentam muito finos (Foto 2.6), em menor proporção finos e raros médios, subangulares e subarredondados, com seleção regular a boa. Esta litofácies apresenta uma maior percentagem de minerais micáceos e também de intraclastos argilosos. As micas e intraclastos de argila, de granulometria areia fina/muito fina, são comuns ocorrerem concentrados em zonas, ambos esmagados e deformados pela compactação.

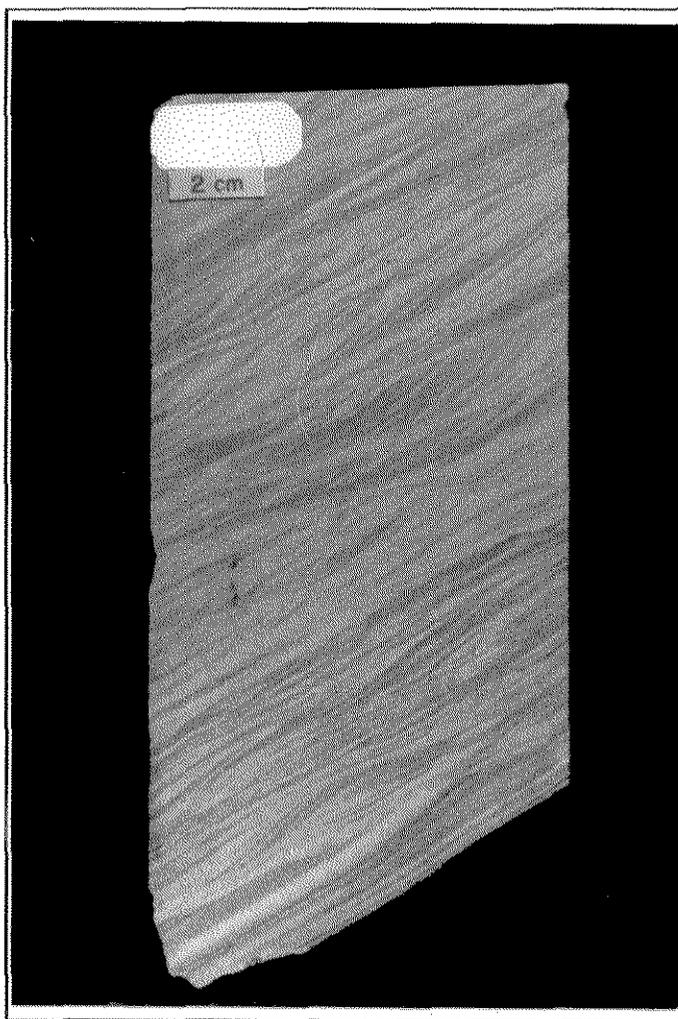


Foto 2.6 - Litofácies AmFLXC.
Arenitos muito finos com laminações
cruzadas cavalgantes.

A laminação cruzada cavalgante (*climbing ripple*) (Foto 2.6), é evidenciada pelo alinhamento de grãos alongados de mica (muscovita e biotita) e intraclastos argilosos, orientados segundo as estratificações.

A porosidade média é de 15,4 %, caracterizada por poros intergranulares. As zonas porosas estão associadas a uma diminuição do teor de intraclastos. Poros pequenos, com grande frequência isolados, são relacionados às zonas mais argilosas e com maior concentração de micas. A porosidade intragranular é rara.

Esta litofácies ocorre em cerca de 6 % do intervalo testemunhado. É encontrada em camadas com espessuras entre 1 e 1,8 m, sendo raras as espessuras menores.

Litofácies Folhelhos, Siltitos e Arenitos muito finos -

FSAmf

Os folhelhos e as argilas são cinza esverdeados, sílticos, micáceos e piritosos. Delgadas lâminas centimétricas de siltitos argilosos e arenitos muito finos com laminações cruzadas cavalgantes também compõem esta litofácies.

A composição dos tipos de argilas presentes no reservatório foi obtida através da análise de difratometria de raios-X (DRX), realizada por Carvalho (1989, RIP). A principal argila identificada é o interestratificado de ilita-esmectita (50 %), seguida por clorita (15-25 %), ilita (10-25 %) e caulinita (10-20 %). No interestratificado predomina a ilita (60-75 %). A clorita é ferrífera.

Essa litofácies apresenta expressão bem reduzida, perfazendo somente cerca de 3 % da seção estudada. As camadas são raras e delgadas, em geral com

espessuras inferiores a 20 cm. Em direção à base do reservatório se apresentam com espessuras maiores.

Litofácies Arenitos finos a médios "maciços" - AfmM

Arenitos finos a médios, com alguns grãos grossos e raros muito finos, subangulares a subarredondados e seleção regular a boa.

A principal característica dessa litofácies é apresentar um aspecto "maciço" em escala macroscópica (Foto 2.7). Em lâmina delgada pode apresentar

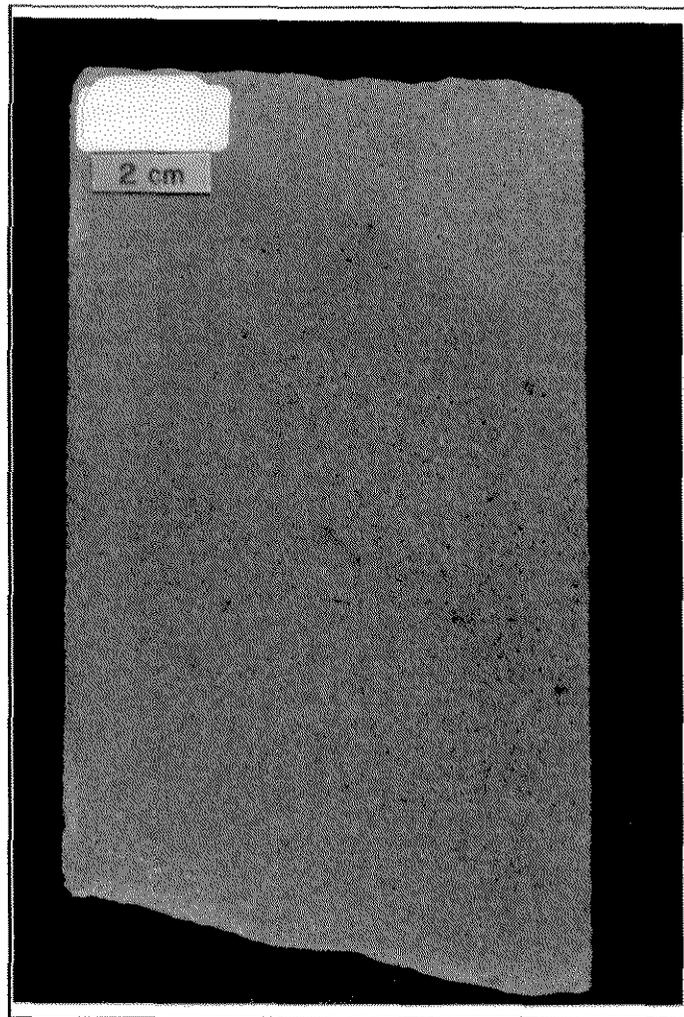


Foto 2.7 - Litofácies AfmM. Arenito fino a médio com aspecto "maciço".

incipiente orientação dos grãos mais alongados.

A porosidade varia de acordo com a granulometria, entre 11 e 15 % nos arenitos finos e 16 a 21 % nos médios a grossos.

Esta litofácies é relativamente comum (18 % da seção testemunhada), e em geral está em associação espacial com as litofácies AmXA (8 %) e AfXT (10 %), das quais provavelmente é originária.

Litofácies Arenitos finos a médios com estratificações cruzadas tabulares - AfmXT

Os arenitos são finos a médios, alguns muito finos, subangulares a arredondados (Foto 2.8). Os grãos mais grossos apresentam-se bem arredondados. Níveis com maior concentração da granulometria fina é comum ocorrerem intercalados com lâminas com predomínio de grãos médios. Essas intercalações produzem uma bimodalidade textural na rocha. A seleção é regular a boa, sendo que dentro das lâminas os grãos são bem selecionados.

A estratificação cruzada é tabular de médio a grande porte e baixo a alto ângulo, podendo ser ressaltada por lâminas milimétricas de arenito fino a muito fino em alternância com arenito fino a médio (Foto 2.8). São observadas deformação da estratificação, provavelmente devidas a colapsos.

A porosidade média é de 22,5 %, em geral intergranular, sendo baixa a porosidade intragranular e rara a microporosidade. Por vezes são encontradas pequenas fraturas fechadas contendo grãos quebrados e moídos.

Esta litofácies compõem cerca de 17 % do intervalo testemunhado. Em geral forma espessuras superiores a 1 m e que alcançam até 4,8 m.

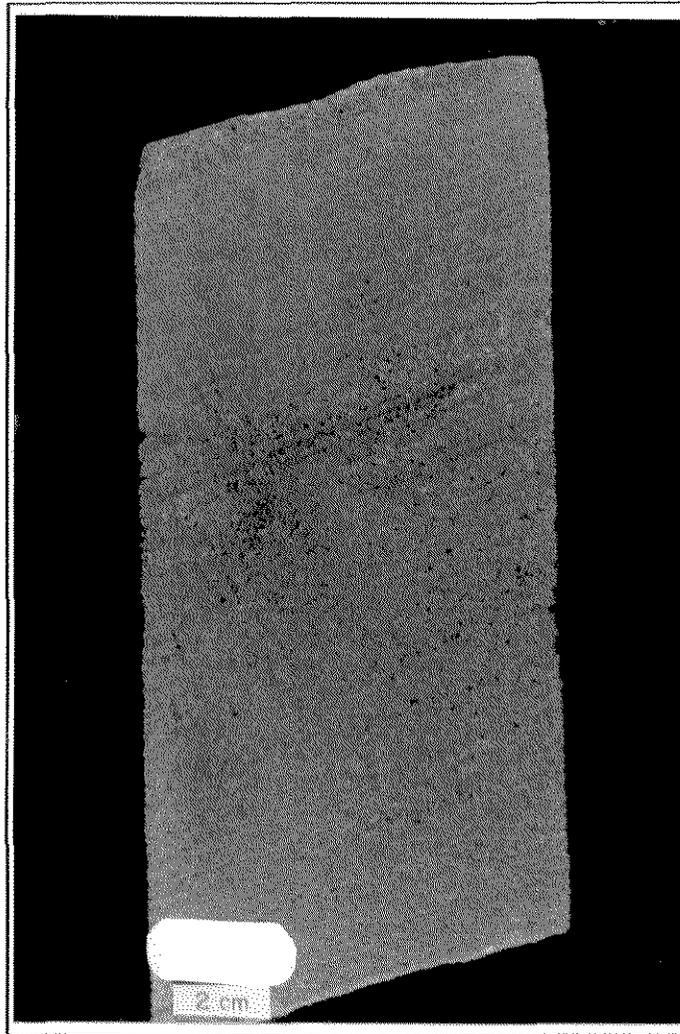


Foto 2.8 - Litofácies AfmXT. Arenito fino a médio com estratificação cruzada tabular.

Intercalados nesta litofácies, ocorrem arenitos de aspecto "maciço" com textura semelhante a encaixante, os quais compõem cerca de 1 % da seção testemunhada e formam poucas camadas de 20 a 50 cm. Mais raramente ocorrem delgados níveis de arenitos muito finos com laminações cruzadas transladantes (menos de 0,1%).

**Litofácies Arenitos grossos com estratificações cruzadas
acanaladas - AgXA**

Os arenitos são médios a grossos com alguns finos, subangulares a arredondados. A moda mais grossa é mais arredondada, enquanto a fração mais fina se apresenta subangular a subarredondada. A seleção é de moderada a boa. Por vezes apresenta gradação inversa e textura bimodal.

Apresenta estratificações cruzadas acanaladas tendendo a ser tangencial na base (Foto 2.9).

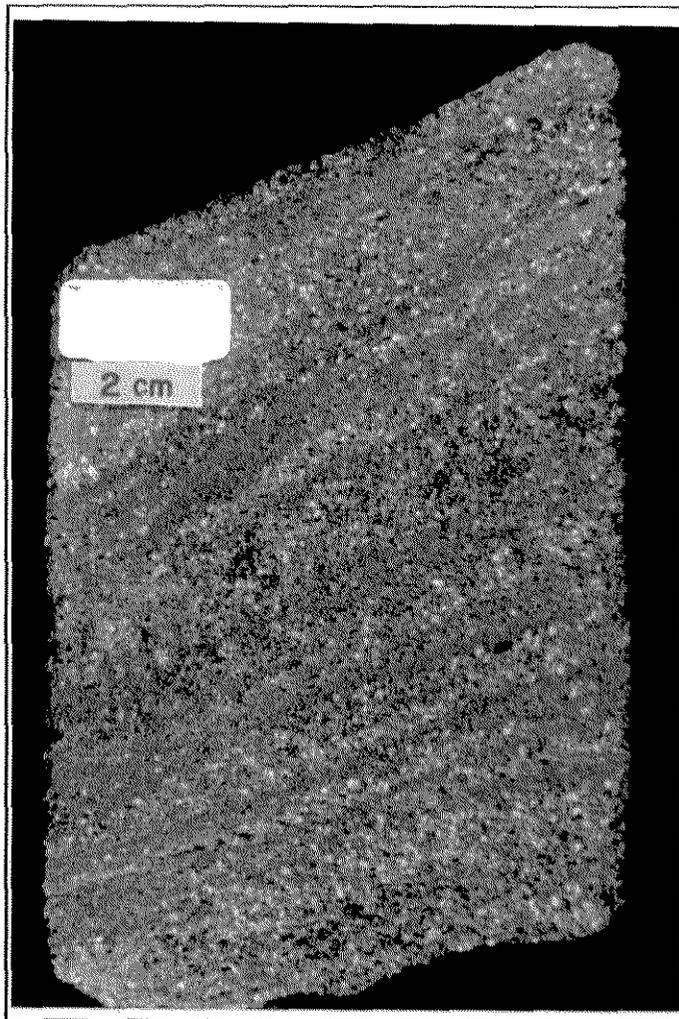


Foto 2.9 – Litofácies AgXA. Arenitos grossos com estratificação cruzada acanalada.

A porosidade média é de 22,7 %, sendo, em geral, intergranular e raramente intragranular.

Esta litofácies forma camadas delgadas, em geral entre 5 e 15 cm, sendo freqüentes as espessuras inferiores e raras as superiores. Em geral, ocorre como extratos lenticulares encaixados dentro da litofácies AfmXT, tornando problemática a separação destas duas litofácies em subsuperfície. Representa somente 2 % do intervalo testemunhado.

II.2 - ASPECTOS PETROGRÁFICOS

A análise microscópica, além de permitir a caracterização dos componentes texturais e das feições diagenéticas, propicia uma avaliação da gênese da porosidade das rochas-reservatório.

Os arenitos constituem o principal tipo de rocha encontrado, apresentando uma seleção pobre a boa. Os grãos são subangulares a subarredondados e com menor freqüência arredondados. O quartzo constitui o principal componente do arcabouço (em média 90 %), seguido por feldspatos (7 %) e fragmentos de rocha (3 %). Os feldspatos, por ordem de freqüência são: ortoclásios, plagioclásios e microclinas. Os fragmentos de rocha encontrados são principalmente quartzito, sílex, intraclastos de argila e calcedônia. Como minerais acessórios são encontrados turmalina, zircão, muscovita, biotita e granada.

Nos arenitos, os intraclastos de argila possuem granulometria semelhante à dos grãos do arcabouço. As suas percentagens médias variam segundo as litofácies, sendo 12 % na CAmc, entre 3 e 5 % nas litofácies AmXA, AfXT,

AmfLXC e AfmM, e menos de 1 % nas litofácies AfmXT e AgXA. Os intraclastos de argila encontram-se deformados e esmagados por efeito da compactação formando uma pseudo-matriz. É comum apresentarem-se alinhados segundo direção paralela/sub-paralela à estratificação.

As argilas autigênicas apresentam média de 3 % e o teor médio das detríticas é baixo, raramente atingindo 1 %.

II.3 - FEIÇÕES DIAGENÉTICAS

Neste tópico deu-se ênfase à análise dos principais eventos diagenéticos que atuaram sobre a rocha, com o objetivo de observar os seus efeitos na configuração do espaço poroso e analisar a capacidade de armazenamento e de fluxo das diferentes litofácies.

A diagênese atuou de modo diverso em cada litofácies, em razão principalmente das diferenças composicionais.

Os processos diagenéticos que mais interferiram na porosidade (provocando redução da porosidade primária ou geração de porosidade secundária) segundo a ordem de atuação, foram:

- Compactação do arcabouço.
- Cimentação silicosa.
- Cimentação carbonática.
- Dissolução de cimentos e bordas de grãos.
- Argilas autigênicas.

A compactação do arcabouço se iniciou durante o soterramento e

prosseguiu até este se completar. Os sedimentos apresentam empacotamento com predominância de contatos retos e côncavo-convexos, os quais são devido a compactação e cimentação.

A cimentação silicosa é representada pelo crescimento sintaxial de quartzo (raramente de feldspatos) e constitui cerca de 3 % do reservatório. Esse crescimento é, em grande parte, responsável pelos aparentes contatos planos dos grãos de quartzo. A cimentação silicosa diminuiu consideravelmente a porosidade primária.

O cimento carbonático é constituído por um mosaico de calcita, que se apresenta disperso nas lâminas delgadas e, às vezes, oblitera por completo o espaço poroso. Observa-se que o contato entre a calcita e os grãos de quartzo e feldspato é, em geral irregular, evidenciando substituição parcial dos grãos pelo cimento. Nas zonas cimentadas o arcabouço aparentemente é aberto (tipo frouxo), mas na realidade é o resultado da atuação do cimento calcífero que corroeu as bordas dos grãos, destruindo os seus contatos.

A análise dos contornos do espaço poroso evidencia que a dissolução foi um processo relativamente ativo, e que atacou principalmente a cimentação carbonática. Poros secundários do tipo intergranulares alargados também exibem bordas de grãos corroídas. O cimento de calcita dispersa citado constitui um remanescente dos carbonatos que foram dissolvidos.

Os agregados de caulinita autigênica tendem a preencher parcialmente os poros e contém microporosidade. A caulinita também ocorre associada a feldspatos parcialmente dissolvidos. Esse tipo de argila chega a compor 2 % nos arenitos.

Outras argilas autigênicas tais como as ilitas e cloritas estão presentes

no reservatório, contudo em proporções reduzidas.

Outros processos diagenéticos de menor escala e não considerados neste trabalho são citados por Menezes (1990): a) infiltração mecânica precoce de argilas, b) um segundo estágio de crescimento secundário de pequenos cristais de quartzo, c) ilitização e cloritização de argilas e, d) cimentação de barita e pirita (essas últimas tardias).

Os cimentos silicoso, calcífero e caulínico são os mais abundantes, que somados atingem a média de 6 %, com exceção da litofácies CAMc, na qual alcança percentagem mais elevada devido principalmente a um considerável aumento da cimentação calcífera.

II.4 - POROSIDADE

Procurou-se aqui estudar os principais tipos de poros, suas características e origem, com vistas a analisar o seu impacto na heterogeneidade do reservatório. Os arenitos finos a médios que formam as principais rochas-reservatório do campo foram depositados em ambientes de alta energia e apresentam maturidade textural moderada a boa. Estes arenitos originalmente exibiam uma boa porosidade intergranular, que sofreu diversas alterações posteriores. O espaço poroso remanescente é a combinação dessa porosidade primária com o resultado da atuação dos processos diagenéticos ocorridos.

O principal tipo de porosidade é a intergranular (Foto 2.10), em parte de origem secundária. Como evidências observam-se: poros alargados, poros alongados, alguns poros agigantados, raros poros móldicos, além de poros com faces

planas, bordas de grãos corroídas, rara porosidade intragranular e rara microporosidade. São observados ainda, raros grãos fraturados, empacotamento local variável e rara porosidade de encolhimento de argilas. A maioria destas feições para reconhecimento de porosidade secundária em arenitos foram propostas por Schmidt & McDonald (1979). Terra, De Ros & Moraes (1982) as observaram em arenitos da Bacia do Recôncavo.

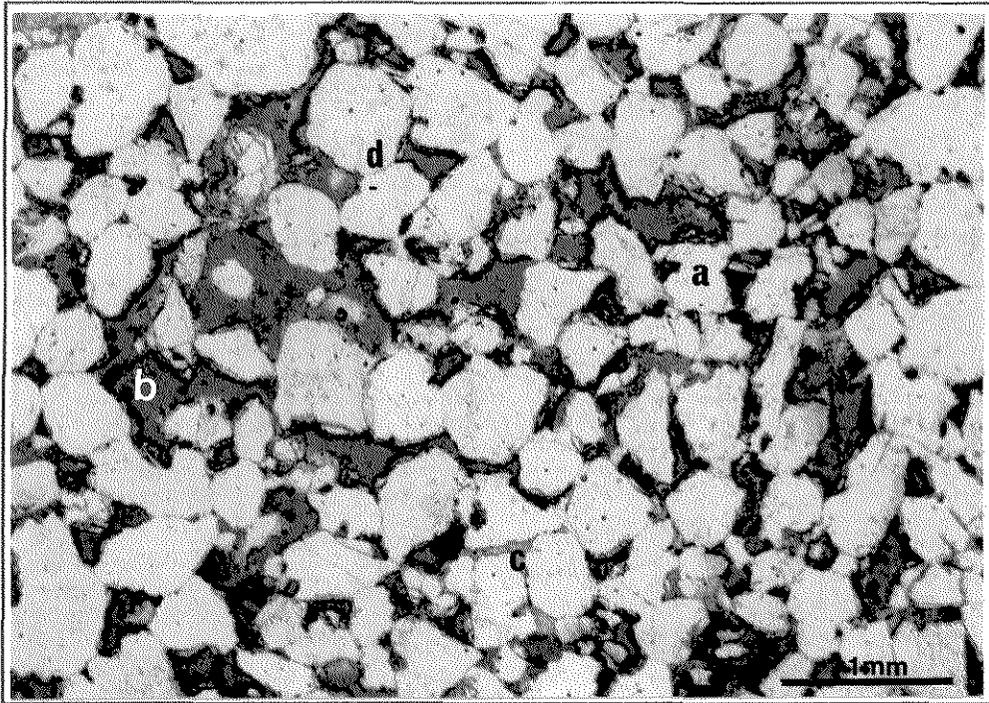


Foto 2.10 – Porosidade intergranular: (a) superfície corroída do grão; (b) poros alargados; (c) cimento de calcita; (d) contatos plano e côncavo-convexo.

A compactação mecânica foi o primeiro mecanismo importante que reduziu a porosidade. Outro evento diagenético de importância que afetou o sistema poroso foi a cimentação silicosa. O crescimento sintaxial de quartzo e feldspato reduziu a porosidade e criou poros com formas alongadas e com faces retas (Foto 2.11).

A cimentação calcífera foi uma das principais fases diagenéticas que

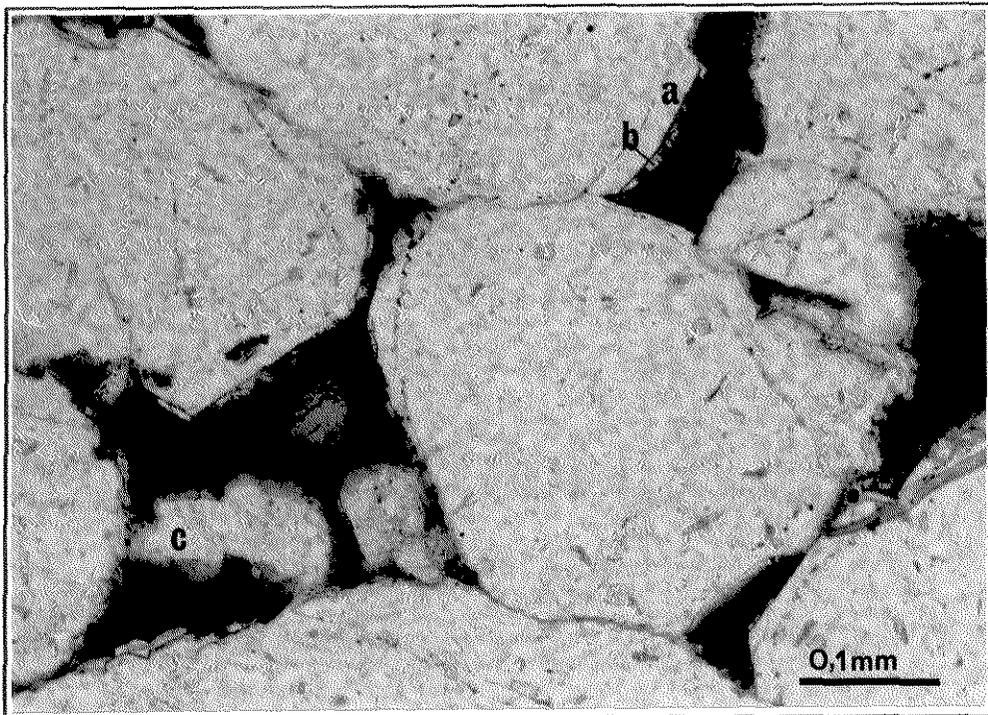


Foto 2.11 - Crescimento sintaxial de quartzo criando poros com faces planas: (a) primeira geração; (b) segunda geração; (c) superfície corroída.

reduziu a porosidade. O cimento calcífero atacou o arcabouço substituindo parcialmente grãos de quartzo e feldspato, e cimentou parcial a totalmente poros e gargantas, reduzindo o espaço poroso.

A dissolução posterior alargou e agigantou poros e gargantas aumentando a porosidade e criando porosidade secundária. A porosidade resultante pode ser visualizada na foto 2.12.

O cimento calcífero remanescente encontra-se distribuído de duas maneiras: uma irregularmente dispersa que é predominante, e outra de menor expressão localizada em zonas, na quais oblitera a porosidade por completo (Foto 2.12).

A porosidade intragranular é resultado da dissolução interna parcial de grãos de feldspatos e de fragmentos de rocha, formando poros do tipo alveolar (*honeycomb*) (Foto 2.13). Esta porosidade perfaz entre 2 e 3 % da porosidade total.

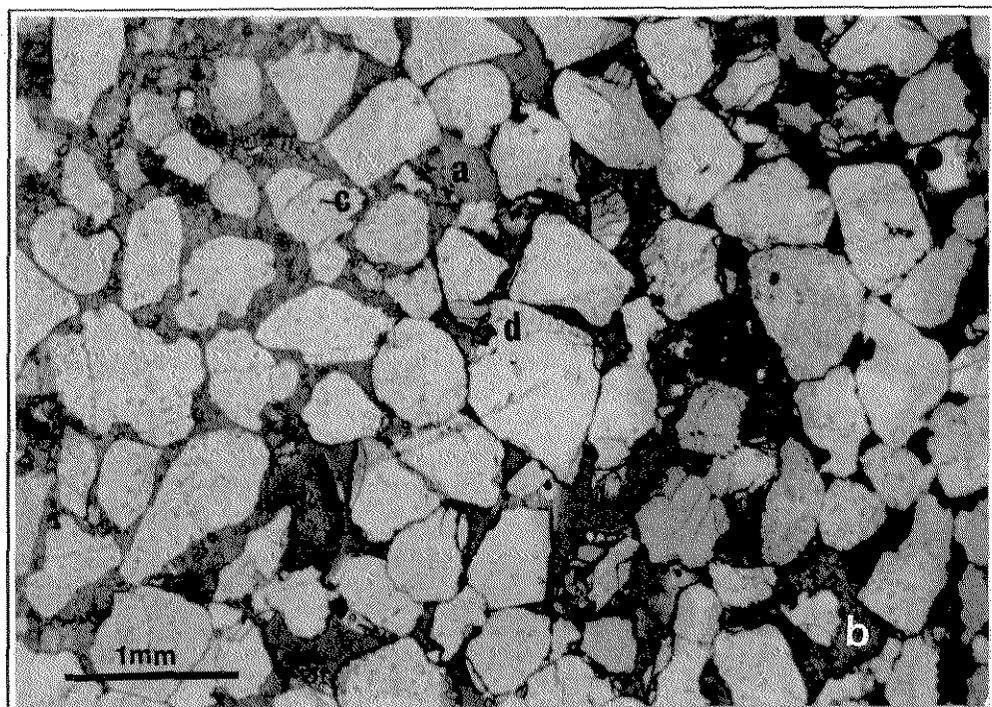


Foto 2.12 - Porosidade secundária em parte criada pela dissolução de cimento calcífero: (a) cimento calcífero poiquilotópico; (b) disperso; (c) contato irregular entre calcita e quartzo; (d) superfície corroída.

A porosidade intragranular no campo estudado resulta principalmente da dissolução gradual e seletiva dos grãos de feldspatos. Esta porosidade inicia-se, em geral, pela formação de microporos isolados no interior dos grãos. Num estágio posterior de dissolução, o número de microporos aumenta, os quais se juntam e se interconectam, originando pequenos traços porosos, tabulares e alongados, produto da dissolução preferencial sobre os planos de clivagem do feldspato (Foto 2.13, canto superior esquerdo). A continuação deste processo pode resultar na completa dissolução dos grãos gerando poros móldicos (Mancini *et alii*, 1990), ou agigantados/móldicos (Foto 2.14). Vários estágios de dissolução de feldspatos foram observados no reservatório estudado (Fotos 2.13 e 2.14). Contudo, não foram encontrados os estágios iniciais de dissolução como observado por Mancini *et alii*

(1990).

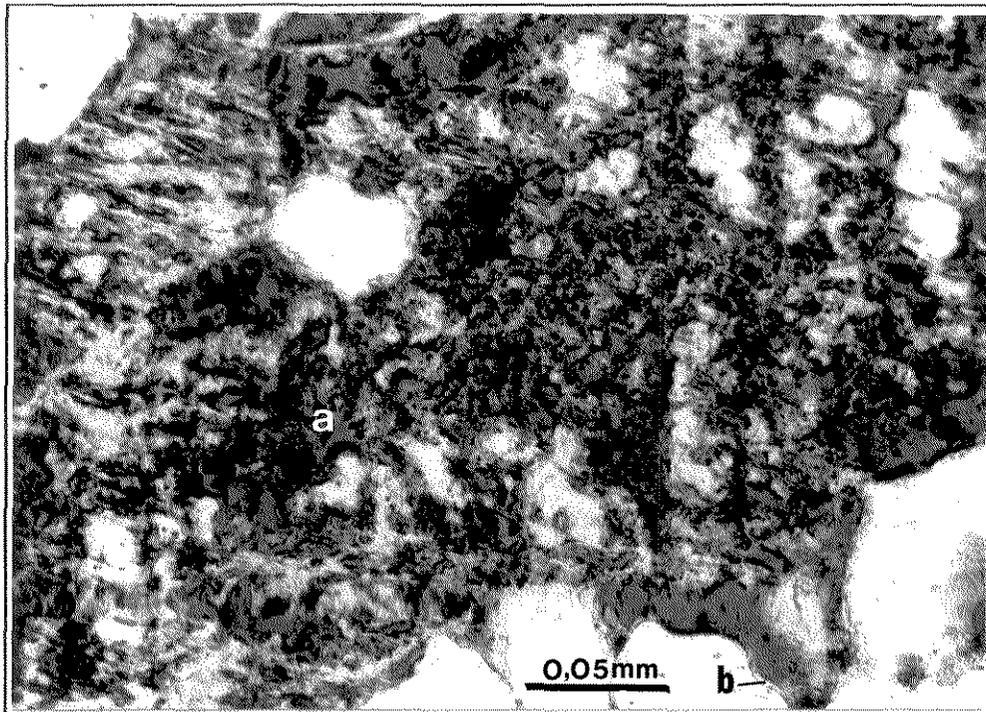


Foto 2.13 - Porosidade intragranular por dissolução parcial de feldspato: (a) porosidade intragranular; (b) franja de cimento argiloso.

A microporosidade é observada em agregados de argilas autigênicas, principalmente na caulinita (Foto 2.15), e algumas vezes, em intraclastos de argila. Seu percentual é muito baixo.

Os níveis com baixa porosidade intergranular apresentam poros pequenos conectados por gargantas estreitas que, por vezes formam poros isolados. Em geral estão relacionados a arenitos muito finos e maior percentagem de intraclastos argilosos.

O efeito da diagênese sobre a porosidade primária pode ser resumida da seguinte maneira:

- A cimentação silicosa reduziu a porosidade e formou poros alongados com faces retas.

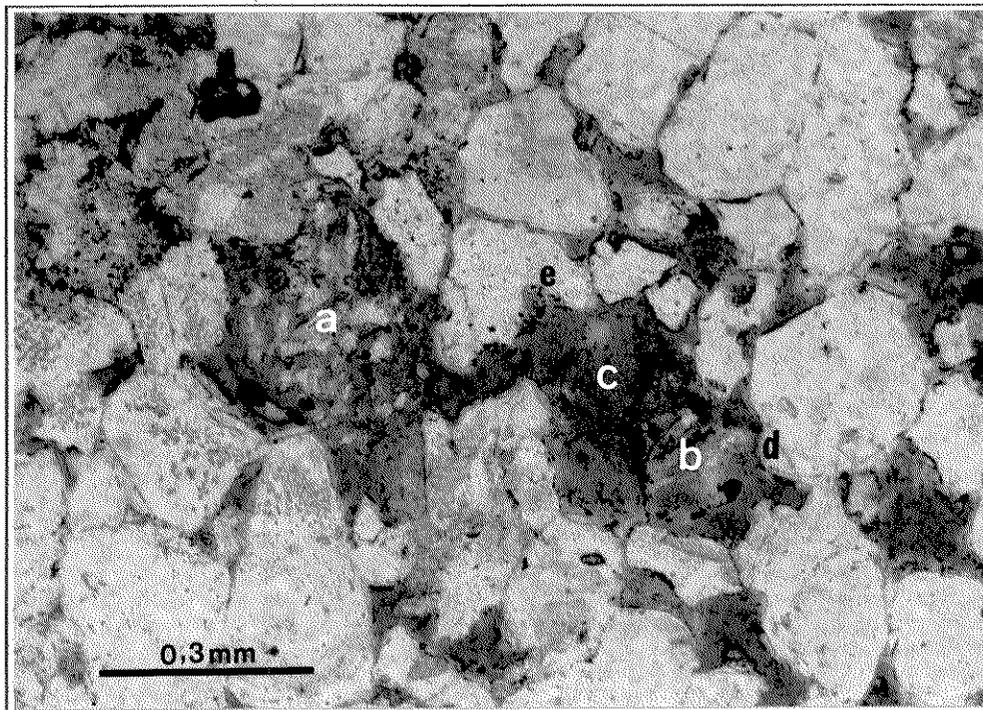


Foto 2.14 - Estágios de dissolução de feldspatos criando porosidade secundária: (a) estágio intermediário; (b) estágio avançado; (c) estágio final; (d) crescimento sintaxial de quartzo; (e) superfície corroída.

- O cimento calcífero atacou grãos obliterando a porosidade.
- A dissolução produziu poros e gargantas alargados e alguns macroporos, com reflexos positivos sobre a porosidade.
- A caulinita reduziu a porosidade por precipitação nos poros, e criou microporos.
- A illita aderiu à parede dos grãos reduzindo a porosidade e aumentando a área superficial.

Assim, a porosidade no reservatório estudado é função do ambiente deposicional e da diagênese. Fundamentalmente é controlada pela litologia, granulometria, seleção, percentagem de intraclastos argilosos e pelo grau de cimentação e de dissolução ocorridos.

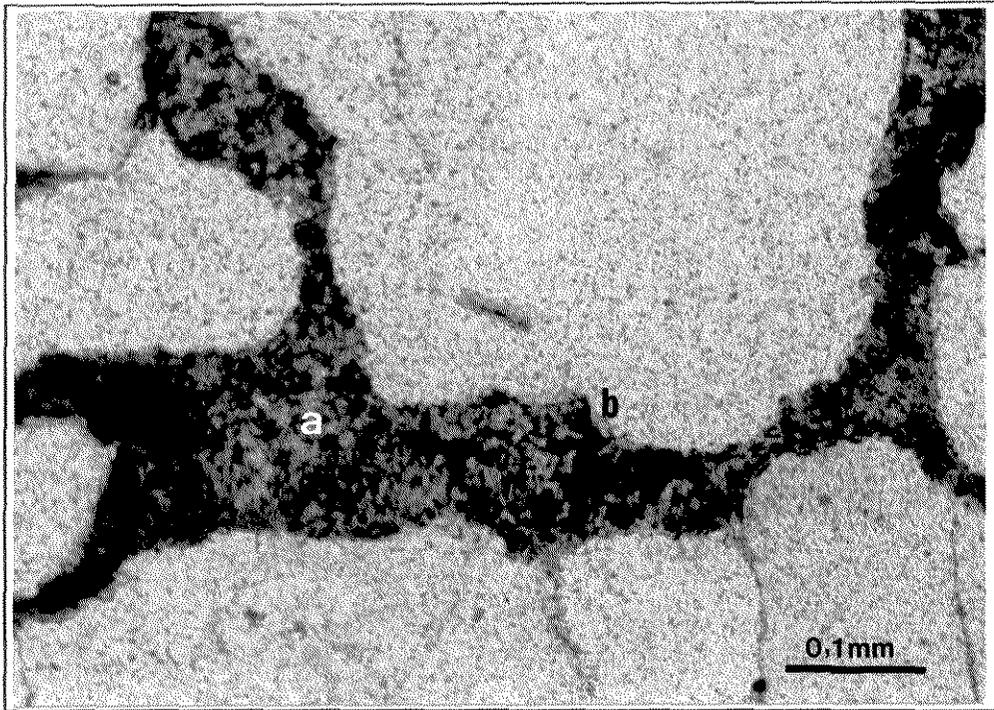


Foto 2.15 - Microporosidade em agregados de caulinita (a) microporosidade; (b) bordas de grãos corroídas.

As porosidades mais elevadas são encontradas nas litofácies AfmXT e AgXA. Nas demais litofácies, a porosidade decresce em razão direta da diminuição da granulometria. Assim, os arenitos médios a grossos da litofácies AmXA apresentam porosidades superiores às dos arenitos finos da litofácies AfXT, e as menores porosidades são observadas nos arenitos muito finos das litofácies AmfLXC e FSAmf.

II.5 - ASSOCIAÇÕES DE LITOFÁCIES

A parte inferior do reservatório estudado é constituído por um conjunto de litofácies cujas características permitem interpretá-las como sedimentos de origem fluvial. Formam este conjunto as litofácies CAMc, AmXA, AfXT, AmfLXC, FSAmf e

AfmM.

Essas litofácies apresentam-se empilhadas formando sucessões com granodecrescência ascendente (*fining up*), truncadas no topo. Acompanhando a diminuição na granulometria - de grossa na base para muito fina no topo - ocorre um decréscimo no porte das estruturas sedimentares destes depósitos. Nos testemunhos estudados não foi encontrado nenhum empilhamento que exibisse essa associação de litofácies concordante e gradacionalmente completa. Porém pela freqüência das sucessões das fácies com contatos gradacionais é possível construir um modelo conceitual do que seria uma sucessão completa (Fig. 2.1). Optou-se nesta dissertação por usar o termo sucessão ao invés de ciclo ou seqüência, tendo em vista não se ter observado no empilhamento de litofácies granodecrescente a preservação do ciclo

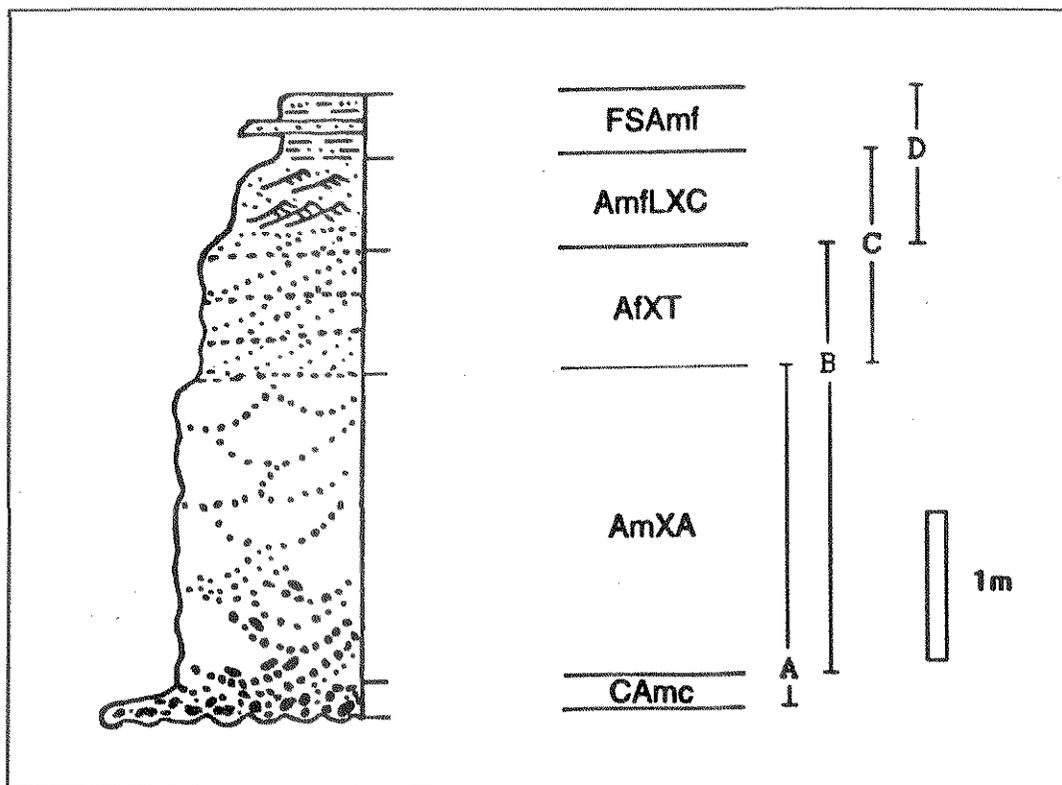


Fig. 2.1 - Modelo conceitual ideal de uma sucessão de litofácies fluviais com granodecrescência ascendente (as letras A, B, C e D representam sucessões incompletas).

completo e que a palavra seqüência está muito ligada à estratigrafia de seqüência. O termo sucessão como aqui empregado significa que certas litofácies preferencialmente sucedem determinadas outras.

Como regra geral poderíamos dizer que sempre que uma litofácies mais fina sucede uma de granulometria mais grossa o contato é transicional, enquanto no oposto, em geral, é erosivo.

Intervalos espessos contendo uma mesma litofácies, por vezes exibem contatos erosivos no seu interior, o que indica tratar-se de eventos sucessivos, separados no tempo, mas que depositaram as mesmas litofácies.

As sucessões mais freqüentes iniciam por conglomerados e arenitos médios a muito grossos conglomeráticos (litofácies CAMc) depositados sobre superfícies erosivas (Foto 2.1 - c), e que gradam para arenitos médios a grossos com estratificações cruzadas acanaladas (litofácies AmXA) (Fig. 2.1 - A). Algumas vezes as sucessões iniciam pela litofácies AmXA, e gradam para os arenitos finos com estratificação cruzada tabular da litofácies AfXT (Fig. 2.1 - B). Sucessões mais completas formadas pelas litofácies CAMc, AmXA e AfXT são raras (Fig. 2.1 - A+B). Sucessões compostas por arenitos médios a grossos (AmXA) que gradam para os arenitos finos da litofácies AfXT e culminam com os arenitos muito finos da litofácies AmfLXC são muito raras (Fig. 2.1 - B+C). Algumas destas sucessões são recobertas por níveis delgados de folhelhos e siltitos da litofácies FSAmf (Fig. 2.1), que em geral apresentam contatos abruptos na base e no topo da camada.

As percentagens destas litofácies fluviais nos cinco poços testemunhados encontram-se na Tabela 2.1, sendo que, os arenitos "maciços" da litofácies AfmM foram incluídos nas litofácies AmXA e AfXT, das quais são originários, de acordo

com as suas granulometrias predominantes e a relação de proximidade dos corpos.

Litofácies	CAmc	AmXA	AfXT	AmfLXC	FSAmf
Percentagens	9 %	57 %	23 %	7 %	4 %

Tab. 2.1 - Percentagens das litofácies fluviais (testemunho).

Vale aqui reportar que todos os poços testemunhados registraram a seção fluvial por completo.

A parte superior do reservatório é composta pelas litofácies AfmXT e AgXA, que identificam o sistema eólico.

A litofácies AfmXT é dominante, ficando a litofácies AgXA restrita a delgadas intercalações no interior de espessos depósitos de arenito finos da litofácies predominante.

Os percentuais de ocorrência das litofácies eólicas nos poços testemunhados do campo encontram-se na Tabela 2.2.

Litofácies	AfmXT	AgXA
Percentagens	89 %	11 %

Tab. 2.2 - Percentagens das litofácies eólicas (testemunho).

O topo do reservatório eólico não foi testemunhado.

A evolução diagenética das litofácies eólicas é bastante semelhante a das litofácies fluviais, diferindo apenas no conteúdo percentual dos diversos cimentos. O grau de cimentação médio é menor no sistema eólico (4,7 %), que nas litofácies fluviais (7,7 %).

II.6 - PROCESSOS DEPOSICIONAIS

As estratificações impressas nos sedimentos representam os processos deposicionais que as geraram. A análise das estruturas sedimentares e suas associações indicam que os sedimentos do reservatório estudado foram gerados por processos subaquosos e subaéreos.

Os processos subaquosos geram estratificações a partir da migração de formas de leito, com a atuação dos mecanismos de transporte de tração (arrasto, rolamento e saltação) e de suspensão.

Os processos subaquosos no reservatório estudado são representados por estratificações formadas sob o regime de fluxo inferior. As estratificações encontradas e os processos envolvidos são:

- As estratificações cruzadas de grande porte (AmXA) são resultantes da migração de formas de leito do tipo dunas subaquosas de grande porte, com transporte dos sedimentos por tração.

- As estratificações cruzadas de médio porte (AfXT) são originadas pela migração de formas de leito do tipo ondas de areia (*sand waves*), através de processos trativos.

- As laminações cruzadas cavalgantes observadas nos arenitos muito finos (AmfLXC e FSAmf) são construídas pela migração de ondulações de pequeno porte (*ripples*), as quais ocorrem nas partes rasas do canal através do transporte por tração e suspensão.

- Os sedimentos finos (FSAmf) formaram depósitos a partir da carga de suspensão.

- Os conglomerados e arenitos médios a muito grossos e conglomeráticos (CAmc) são depósitos residuais (*lags*). Sua movimentação é episódica e ocorre por arrasto e rolamento dos grãos pela corrente, na base dos canais fluviais.

- Os arenitos "maciços" intercalados nas litofácies AmXA e AfXT, por apresentarem orientação dos grãos em lâmina delgada, mesmo que incipiente, são interpretados como possuidores de estratificações internas não visíveis na escala macroscópica. Uma possível origem através de intensa fluidificação é questionada, devido a não observação nos testemunhos, da ocorrência conjunta de intervalos fluidificados e "maciços", e suas gradações.

Os processos subaéreos no campo em estudo são indicados pela presença das seguintes feições:

- As estratificações cruzadas de médio a grande porte e médio a alto ângulo, presentes nos arenitos das litofácies AfmXT e AgXA, são originadas pela migração de dunas eólicas. A migração é provocada pelos processos: a) separação do fluxo de tração e suspensão na crista da duna, o que provoca a queda de grãos (*grain fall*) e, b) avalanche de grãos (*grain flow*). Ambos são comuns na face mais íngreme das dunas.

- As laminações cruzadas transladantes presentes em delgadas camadas intercaladas dentro da litofácies AfmXT, são originadas pela migração de pequenas ondulações (*ripples*) construídas pelo vento, principalmente na face a barlavento das dunas de areia.

Os arenitos finos a médios com aspecto "maciço", encaixados na litofácies AfmXT, podem ser o resultado do colapso de sedimentos das partes mais altas das dunas (Ahlbrandt & Fryberger, 1982). Moraes & Raja Gabaglia (1980) citam

que os arenitos eólicos maciços também podem ser gerados por tração em regime de ventos com velocidades muito altas.

As características relatadas indicam que os sedimentos pertencentes ao reservatório estudado foram depositados nos ambientes sedimentares fluvial e eólico. A Tabela 2.3 sumariza as litofácies por ambiente.

Litofácies Sedimentares	Abrev.
Litofácies Fluviais	
Conglomerados e Arenitos médios conglomeráticos	CAmc
Arenitos médios c/ estratificação cruzada acanalada	AmXA
Arenitos finos c/ estratificação cruzada tabular	AfXT
Arenitos muito finos c/ laminação cruzada cavalgante	AmfLXC
Folhelhos, Siltitos e Arenitos muito finos	FSAmf
Arenitos finos a médios "maciços"	AfmM
Litofácies Eólicas	
Arenitos finos a médios c/ estratificação cruzada tabular	AfmXT
Arenitos grossos c/ estratificação cruzada acanalada	AgXA

Tab. 2.3 - Resumo e abreviatura das litofácies.

Capítulo III

ESTRATIGRAFIA DE ALTA RESOLUÇÃO E AMBIENTES DEPOSICIONAIS

III.1 - INTRODUÇÃO

No capítulo anterior foram estudadas as litofácies e suas características sedimentares e petrográficas que controlam o espaço poroso e, por conseguinte, o fluxo de fluidos no interior do reservatório. Neste capítulo será abordado os diferentes ambientes deposicionais que geraram estas rochas, com o objetivo de se analisar a geometria das rochas-reservatório.

A análise das características sedimentares estudadas possibilitaram delinear dois intervalos no reservatório estudado que representam ambientes deposicionais distintos - o fluvial e o eólico. Na parte inferior do reservatório ocorrem os sedimentos fluviais e na parte superior predominam os sedimentos com características de depósitos eólicos (Figs. 3.1 e 3.2).

O estudo dos perfis calibrados com os testemunhos permitiram criar critérios de perfis para a distinção entre os sedimentos eólicos e os fluviais, os quais foram aplicados nos poços não testemunhados. Os critérios utilizados, em ordem decrescente de importância, foram:

- Porosidade dos arenitos eólicos superior à dos arenitos fluviais no perfil de densidade (em geral, Φ_{iD} superior a 21% representa sedimentos eólicos).

- Em geral, nos intervalos porosos com óleo, a resistividade nos arenitos eólicos é menor que nos fluviais (para comparação entre intervalos com raios gama semelhantes).

- Raios gama ligeiramente menor e mais uniforme nas litofácies eólicas, ou seja, sem as oscilações radioativas presentes nas litofácies fluviais.

III.2 - AMBIENTE FLUVIAL

Na porção inferior do reservatório ocorre uma associação de litofácies com as seguintes características (Figs. 3.1 e 3.2):

- Espessas camadas de arenitos grossos a finos com estratificação cruzada de médio a grande porte (litofácies AmXA e AfXT).
- Ocorrência de sucessões de litofácies com gradação normal, truncadas e superpostas (principalmente as sucessões CAmc-AmXA, AmXA-AfXT e CAmc-AmXA-AfXT).
- Delgadas camadas de conglomerados e arenitos médios a muito grossos conglomeráticos na base das sucessões (litofácies CAmc).
- As sucessões iniciam por base erosiva.
- Raras camadas de arenitos muito finos a finos com laminação cruzada cavalgante (litofácies AmfLXC).
- Raras camadas de folhelhos, argilas e siltitos, de ocorrência restrita em área e espessura (litofácies FSAmf).
- Frequentes intraclastos de argila, alinhados segundo a estratificação (litofácies CAmc e AmXA).

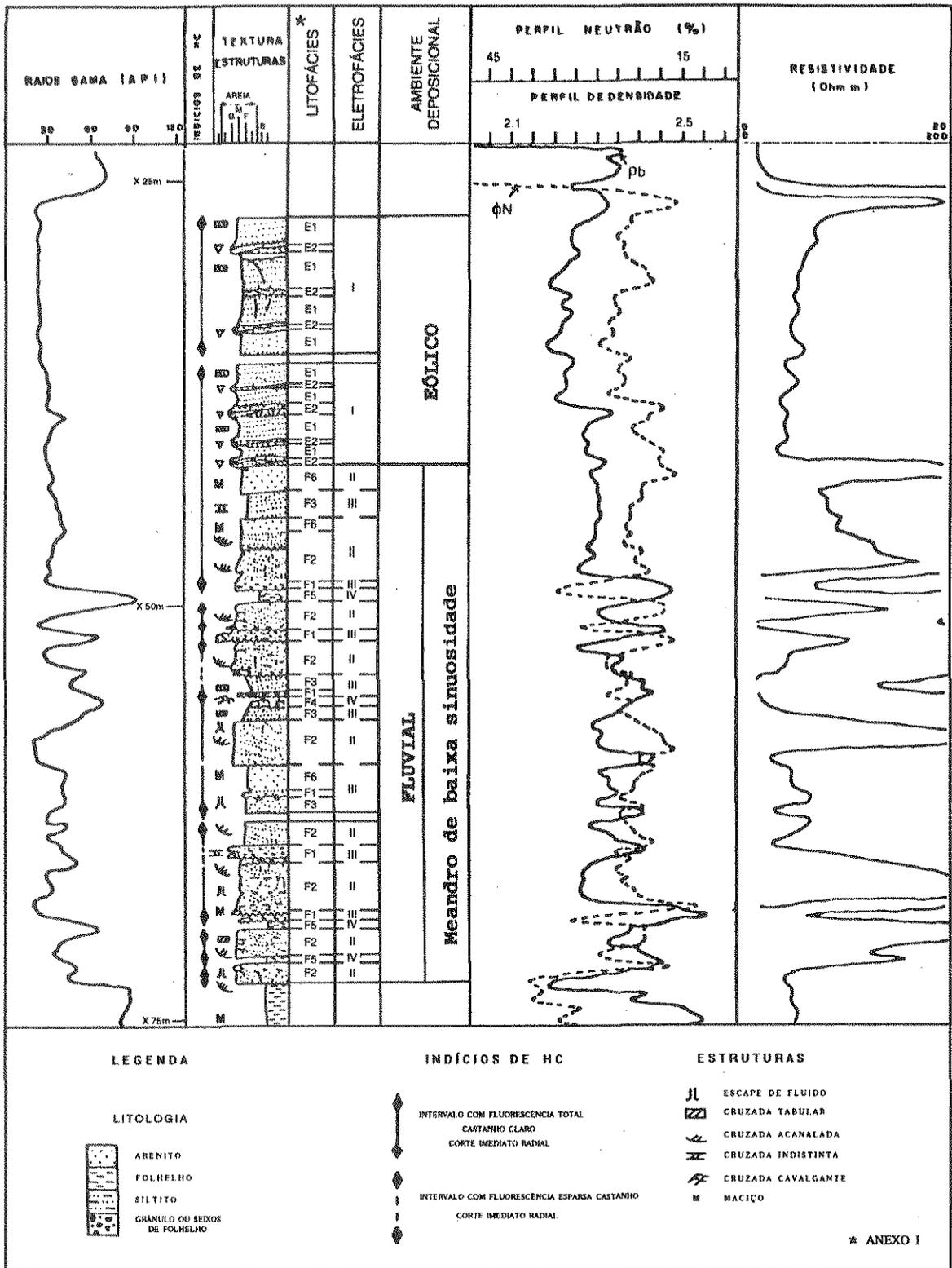


Fig. 3.1 - Perfil vertical integrado (poço B) mostrando os testemunhos, perfis, litofácies, eletrofácies e os ambientes sedimentares (construído a partir de Menezes, 1990).

- Razão areia/argila entre 10 e 15/1.

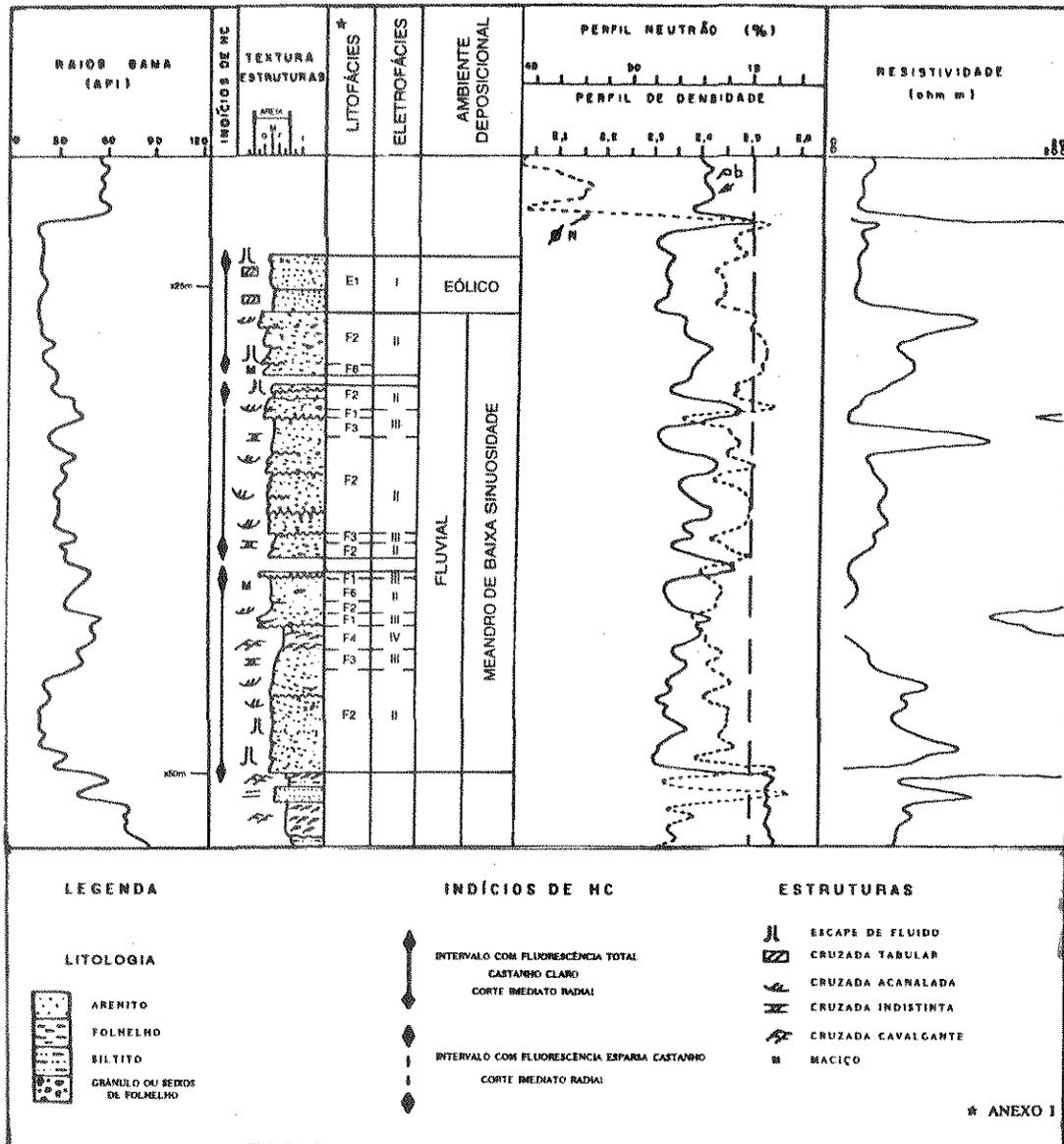


Fig. 3.2 - Perfil vertical integrado (poço D) mostrando os testemunhos, perfis, litofácies, eletrofácies e os ambientes sedimentares (construído a partir de Menezes, 1990).

- Seleção baixa a regular.

- Perfis de raios gama e potencial espontâneo, por vezes, em forma de sino.

III.2.a - Conjuntos de sucessões fluviais

A seção fluvial estudada possui espessura variando entre 20 e 35 metros, com média de 25 m (Fig. 3.3, parte inferior).

Com base nas características de perfis, esta seção fluvial pode ser subdividida em pelo menos cinco intervalos principais (Fig. 3.3). Basicamente a separação entre os intervalos é feita por um pronunciado decréscimo na porosidade do perfil de densidade, associado a um aumento da radioatividade do perfil de raios gama e a um decréscimo na resistividade medida pelos perfis de indução e lateral (Fig. 3.3 - superfícies 3, 6, 8 e 12).

Esses cinco intervalos fluviais foram rastreados ao longo do campo estudado através de 10 seções estratigráficas, sendo 4 seções *dip* e 6 *strike*, as quais mostraram a consistência dos critérios de perfis na separação dos cinco intervalos.

Estes intervalos fluviais não são formados por uma única sucessão de litofácies depositadas por um único evento de erosão-deposição fluvial. Na realidade eles são compostos pelo empilhamento de sedimentos depositados por vários eventos superpostos. Esta explanação será detalhada nos próximos tópicos ao nos referirmos a seção estratigráfica de alta resolução que contém o detalhamento geológico do reservatório estudado.

Com a intenção de facilitar a compreensão e a comunicação entre o texto e o leitor, no decorrer desta dissertação e de modo informal chamaremos de conjuntos de sucessões fluviais, a estes cinco intervalos nos quais foi subdividido o reservatório fluvial.

III.2.b - Construção da seção estratigráfica de alta resolução

Após a construção da malha tridimensional contendo as principais feições do reservatório ao longo do campo, foi realizado um estudo estratigráfico de alta resolução em uma das seções. Para este estudo de detalhe foi escolhida a seção estratigráfica que contém os poços testemunhados do bloco, e por ser também uma seção representativa do reservatório estudado (seção A-A' - Fig. 3.4).

A interpretação desta seção de detalhe foi apoiada nos testemunhos do campo e baseia-se no modelo deposicional postulado para estes arenitos, o qual será exposto no decorrer deste capítulo. Além disso este estudo estratigráfico foi balizado pelas macro feições do reservatório anteriormente rastreadas através do campo, ou seja, os cinco conjuntos de sucessões fluviais (Fig. 3.3). A interpretação das litofácies nos poços não testemunhados teve o apoio das eletrofácies obtidas através de análise discriminante, a qual será descrita no próximo capítulo.

A Figura 3.5 mostra a posição das seções A-A' e E-E' no campo, representadas pelas Figuras 3.3 e 3.4.

Os testemunhos sacados em 3 poços localizados no bloco em estudo, mostraram que as superfícies que separam as sucessões fluviais, são formadas por camadas delgadas de conglomerados e arenitos médios a muito grossos conglomeráticos da litofácies CAMc, que formam depósitos de fundo de canal (*lag deposits*) (Foto 2.1). Normalmente esta litofácies apresenta elevada cimentação calcífera que oblitera significativamente a porosidade e produz os elevados valores no perfil de densidade. Além disto, os intraclastos de argilas são os responsáveis pelas características apresentadas pelos perfis de raios gama e resistividade (Figs. 3.1 e 3.2 - F1).

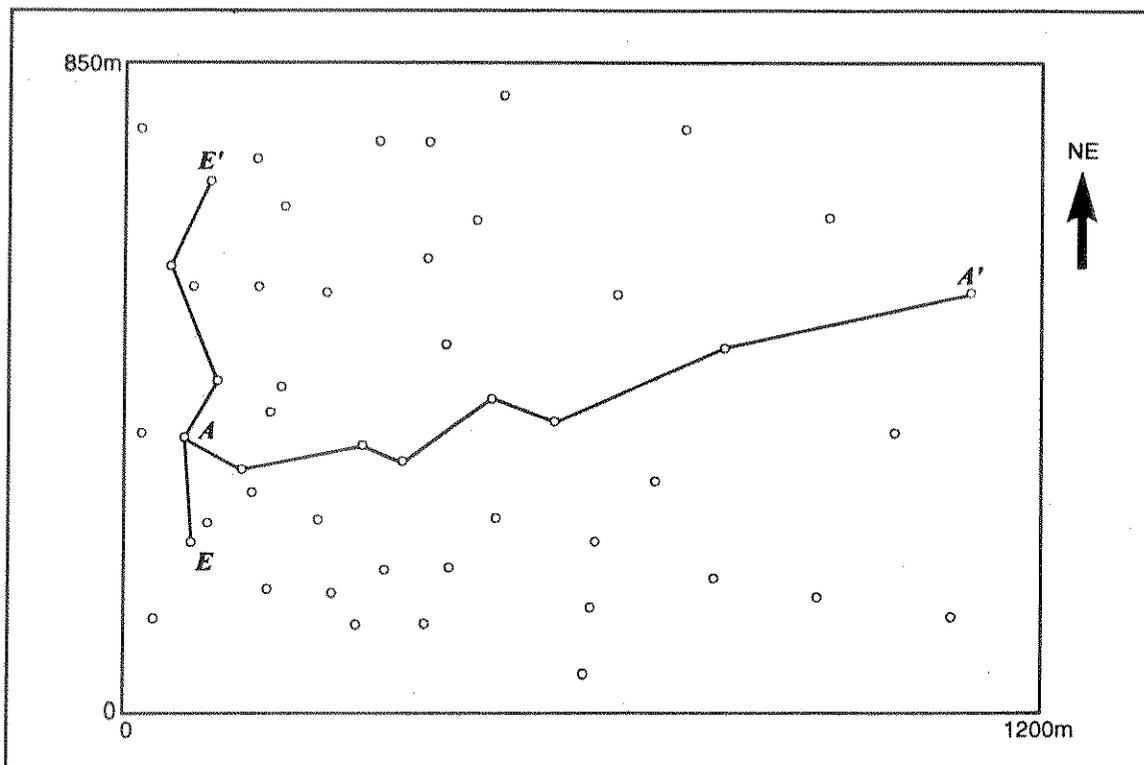


Fig. 3.5 - Mapa de localização das seções estratigráficas A-A' e E-E'.

Face as suas características peculiares nos perfis, essa litofácies foi rastreada por todo o campo, permitindo subdividir o reservatório fluvial nos conjuntos de sucessões fluviais ilustrados nas Figuras 3.3 e 3.4, como também possibilitaram identificar os vários eventos deposicionais menores (Fig. 3.4).

A precisão nas correlações e o modelo ilustrado nessas seções depende, naturalmente, da densidade de informações utilizadas. Observa-se nas Figuras 3.5 e 3.4, que na área oeste do campo o espaçamento entre os poços é da ordem de 100 metros, enquanto a leste essas distâncias estão em torno de 150-200 metros. Portanto, o grau de detalhe ilustrado no lado noroeste da seção A-A' é maior que no seu lado oposto.

III.2.c - Interpretação geológica

A análise dos testemunhos revelou que a deposição dos sedimentos fluviais ocorreu numa série de episódios, os quais recobrem superfícies de erosão e são compostos por uma sucessão de litofácies granodécrescentes ascendentes truncadas posteriormente por outros processos erosivos.

As sucessões fluviais em geral iniciam-se por conglomerados e arenitos médios a muito grossos conglomeráticos (CAMc), que são depositados no fundo do canal, gerando depósitos delgados e descontínuos que pavimentam uma base erosiva. Este material só é movimentado durante as cheias do rio, sua deposição é episódica e ocorre quando a corrente perde competência (Walker & Cant, 1984). No reservatório estudado, o decréscimo na porosidade do perfil de densidade e o ligeiro aumento na radioatividade do raios gama apresentado por esta litofácies, permitiram identificar estas camadas através da seção A-A' (Fig. 3.4). Na seção estratigráfica de detalhe estas superfícies erosivas foram numeradas de 1 a 15 (Fig. 3.4), sendo que as superfícies que separam os cinco conjuntos de sucessões fluviais principais são mais conspícuas e contínuas e são representadas pelos números 3, 6, 8 e 12 (Figs. 3.3 e 3.4).

Apesar da descontinuidade dos depósitos residuais, as superfícies erosivas aparentemente abrangem grande parte da área do bloco estudado como sugere a correlação dos perfis (Fig. 3.4).

Assim com base nestas observações, as superfícies erosivas basais podem ser consideradas, do ponto de vista operacional no campo em estudo, como sendo desenvolvidas em um intervalo de tempo relativamente curto. Esta interpretação é corroborada pelo semi-paralelismo destas superfícies entre si e com

o marco estratigráfico existente nos folhelhos lacustres depositados acima do reservatório estudado (Figs. 3.3 e 3.4).

Recobrando os sedimentos basais são encontrados camadas de arenitos médios a grossos, que para o topo das sucessões decrescem de granulometria até arenitos muito finos (litofácies AmXA-AfXT-AmfLXC). Esta diminuição na granulometria é acompanhada por um decréscimo no porte das estruturas sedimentares.

Estes arenitos foram depositados na margem interna do canal em relação a sua curvatura. Os arenitos médios a grossos (AmXA) são depositados nas partes submersas mais profundas, os finos (AfXT) mais acima, e os arenitos muito finos (AmfLXC) nas porções mais rasas. Estes também ocorrem nos diques laterais e nos depósitos da planície de inundação (Walton *et alli*, 1986).

Os arenitos médios a grossos da litofácies AmXA além de serem os mais abundantes deste ambiente são também os que formam as melhores rochas-reservatório fluviais do campo. Contribui para isto a sua maior permo-porosidade, as maiores espessuras destas camadas e a sua menor heterogeneidade, quando comparado com os demais sedimentos fluviais.

No reservatório estudado é rara a ocorrência das litofácies fluviais formando a sucessão vertical completa. Em geral só ocorrem as litofácies mais basais (Fig. 3.4). Observa-se também que a passagem de uma litofácies para outra é, em muitos casos, lateral (Fig. 3.4). McGowen & Garner (1970) estudando sedimentos depositados por rios meandrantés com canais de baixa sinuosidade observaram que neste ambiente o empilhamento vertical das sucessões granodecrescentes é pouco preservado, e que a deposição dos sedimentos de granulometrias mais finas ocorre

nas partes laterais deste sistema.

Sucessões de litofácies com granodecrescência ascendente truncadas e incompletas, similares às descritas, são encontradas em afloramentos do recente, em depósitos de barra em pontal de rios meandrantés de baixa sinuosidade. Neste ambiente o ciclo não é preservado por completo devido à erosão provocada pelo maior gradiente e pela maior carga sedimentar (McGowen & Garner, 1970). Além deste trabalho, vários outros autores que estudaram sedimentos de rios com meandros suaves, também relataram a presença dos diversos tipos de depósitos de barra em pontal, porém, da mesma forma que no presente estudo, observaram não ser comum neste ambiente ocorrerem o empilhamento vertical formando sucessões completas (Bluck, 1971; Jackson, 1976a; Levey, 1978; e Gustavson, 1978; todos *in* Reineck & Singh 1980; Barroso & Rivas, 1984; Durães, 1989; Preda & Pereira, 1993).

A geometria externa relativamente extensa a nível de campo dos depósitos arenosos produzidos neste tipo de ambiente deposicional é fruto da migração lateral do canal (Fig. 3.4). Rios com baixa sinuosidade podem migrar através de todo o vale, depositando sedimentos de barra em pontal, de forma contínua e geometria tabular (Fig. 3.6), por sobre toda a planície aluvial (Reading, 1979; Reineck & Singh, 1980; Friedman *et alii*, 1992).

Neste tipo de canal predominam os abandonos graduais que geram depósitos de argila bastante delgados. Observe que os depósitos dos sedimentos mais finos do sistema (litofácies AmfLXC e FSAmf - folhelhos, siltitos e arenitos muito finos) são raros, delgados e descontínuos (Fig. 3.4), o que corrobora a interpretação realizada.

Estes depósitos são conhecidos na literatura como meandrantés

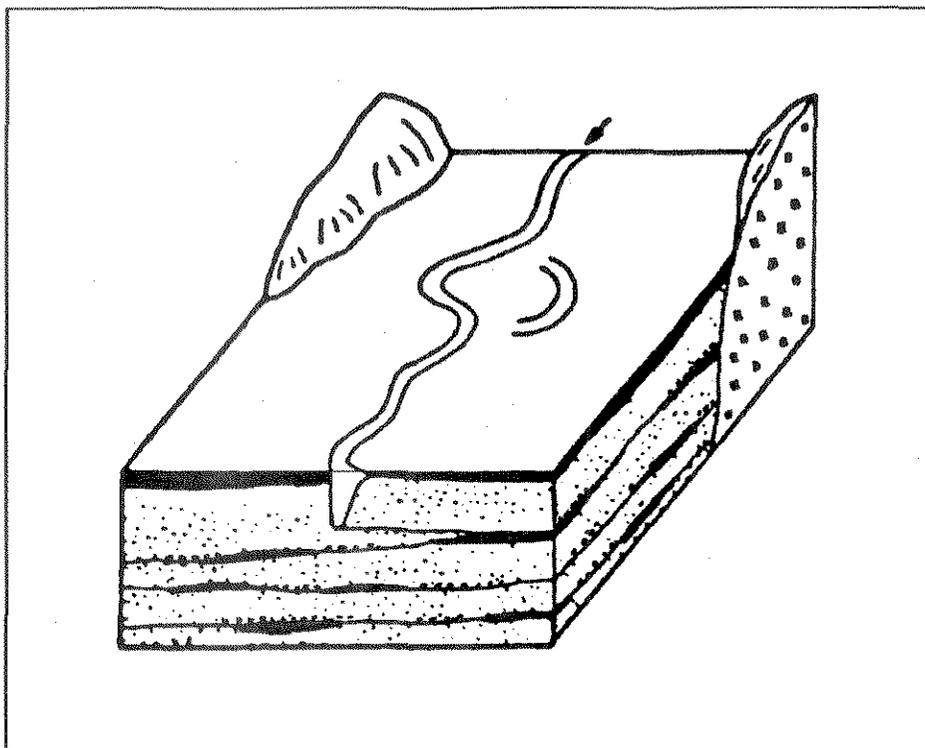


Fig. 3.6 - Modelo deposicional esquemático dos sedimentos fluviais depositados por rios meandrantantes de baixa sinuosidade (extraído de Allen, 1965).

"grosseiros" (*coarse meander belt*), conforme relatado por McGowen & Garner (1970) em seus estudos nos rios Colorado (Texas, USA) e Amite (Louisiana, USA). Estes canais migram lateralmente por sobre extensas áreas, depositando sucessões granodecrescentes incompletas, com rara presença de camadas de folhelhos, siltitos e arenitos muito finos, e possibilitando a correlação lateral das litofácies através do campo.

A fim de uniformizar a terminologia dos ambientes fluviais, sugere-se abandonar a referência à granulometria da carga sedimentar expressa no nome deste ambiente, e passar a utilizar a designação meandro de baixa sinuosidade ou meandrante de baixa sinuosidade, que guarda relação com a forma do canal, a exemplo dos nomes entrelaçado e meandrante, consagrados na literatura.

Segundo Negreiros (1987) e Durães (1989) estes sedimentos fluviais na bacia apresentam fonte de suprimento a NE e direção de progradação do sistema NE-SW. Vários autores observaram esta mesma direção NE-SW nos depósitos fluviais da bacia (Silva, 1978; Barroso & Rivas, 1984; Campos & Perroni, 1990; Menezes, 1990), a qual também é observada no campo estudado (Fig. 3.7).

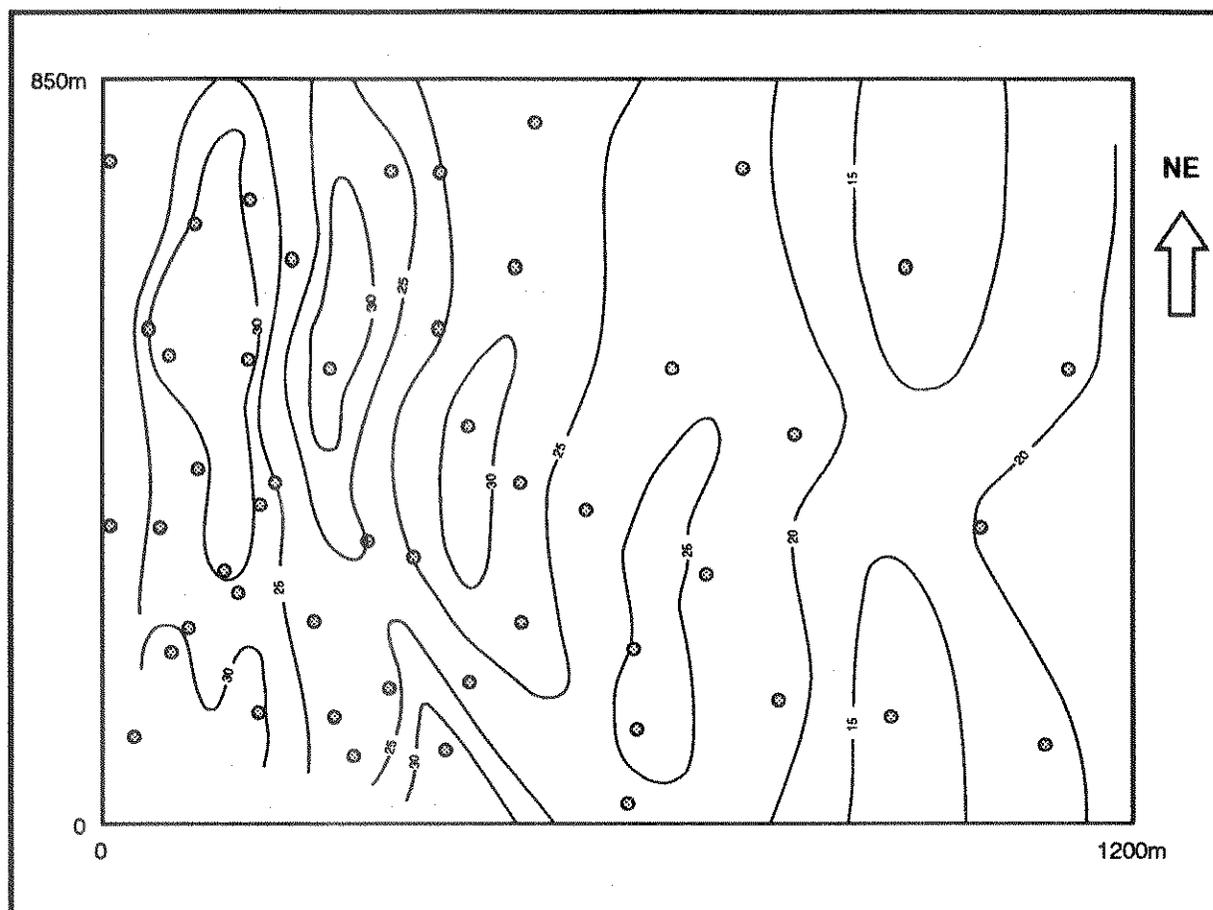


Fig. 3.7 - Mapa de isópacas do intervalo fluvial (segundo Michelli, RIP).

Preda & Pereira (1993) estudaram um depósito análogo na Formação Açú da Bacia Potiguar e relataram características semelhantes às encontradas nesta seção do reservatório estudado. Na Bacia do Recôncavo também foram descritos reservatórios originados por rios meandantes de baixa sinuosidade na base do Membro Boipeba da Formação Aliança e na base da Formação Sergi (Netto *et alii*, 1982).

Sobre essa seção fluvial do reservatório estudado, é importante ainda relatar que vários autores que estudaram-na em outras partes da bacia observaram a ocorrência de dois sub-ambientes fluviais - o meandrante de baixa sinuosidade e o entrelaçado (entre eles Barroso & Rivas 1984 e Durães 1989). A diferenciação principal observada por estes autores, entre estes dois sub-ambientes, está no modo e na percentagem de ocorrência das litofácies fluviais. Foi relatado que no topo da seção fluvial havia um forte predomínio das litofácies de granulometria mais grossas - litofácies AmXA principalmente - e que praticamente desapareciam os sedimentos das litofácies FSAmf e AmfLXC (folhelhos, siltitos e arenitos muito fino com laminação cruzada cavalgante). O mesmo ocorre no campo em estudo, entretanto, as características dos sedimentos fluviais não se mostraram no campo estudado decisivamente diferenciadas para possibilitar uma separação destes sedimentos em dois sub-ambientes. Porém não se descarta aqui a possibilidade de ocorrência de uma passagem do ambiente meandrante de baixa sinuosidade para o entrelaçado antes de se iniciar o retrabalhamento eólico que se instalou na área, tendo em vista que os ambientes entrelaçado e meandrante de baixa sinuosidade, que em geral são encontrados na porção mediana do sistema fluvial, espacialmente ocorrem próximos um do outro e se interagem.

III.3 - AMBIENTE EÓLICO

Na porção superior do reservatório estudado ocorrem sedimentos eólicos (Figs. 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4), cujas características petrográficas e sedimentares principais são:

- Predomínio de arenitos finos a médios com estratificações cruzadas tabulares, de médio a grande porte e médio a alto ângulo (litofácies AfmXT).
- Seleção moderada a boa.
- Ocorrência de lâminas com predomínio de grãos finos alternadas com médios, com boa seleção dentro das lâminas (litofácies AfmXT).
- Grandes espessuras com características composicional, textural e de estruturas sedimentares semelhantes (litofácies AfmXT).
- Contatos internos normalmente abruptos.
- Ausência de camadas de folhelho.
- Grãos de granulometria mais grossa bem arredondados.
- Baixa argilosidade.
- Perfis raios gama e potencial espontâneo em forma de caixa.

Várias destas características são citadas na literatura como critérios para reconhecimento de depósitos eólicos (Glennie, 1970; Moraes & Raja Gabaglia, 1980; Lanzarini, da Costa & Souza Cruz, 1986).

III.3.a - Conjuntos de sucessões eólicas

A seção eólica na maior parte do bloco estudado apresenta a forma de um corpo relativamente tabular, com espessura média de 4 a 5 metros (Fig. 3.4). No lado oeste do campo, entretanto, a seção eólica apresenta um forte espessamento e mostra a forma de topo ondulado e base relativamente plana, sendo que as espessuras superam os 20 metros (Figs. 3.4 e 3.3).

O estudo detalhado desta seção revela que há intervalos de maior

porosidade intercalados com zonas menos porosas. Assim, com base na porosidade do perfil de densidade os sedimentos eólicos foram subdivididos em seis intervalos que compõem conjuntos de sucessões eólicas (Fig. 3.3). Os limites entre os intervalos são superfícies de truncamento. Essas diferenças na porosidade são devidas a superposição de causas deposicionais e diagenéticas. Observa-se que nos intervalos de menor porosidade há um ligeiro predomínio de sedimentos originados pelo processo de fluxo de grãos, os quais, em alguns casos, apresentam um pequeno grau de cimentação calcífera. Nos intervalos mais porosos predominam os sedimentos de queda de grãos, em geral sem cimento calcífero proeminente.

As estruturas sedimentares internas destes intervalos eólicos são compostas por conjuntos de estratificações cruzadas separadas por superfícies de truncamento. Embora muitas vezes estas estratificações cruzadas sejam incipientes, nos testemunhos estudados há uma pequena indicação de maior inclinação das estratificações nos intervalos de maior porosidade. Esta diferença na inclinação das estratificações cruzadas pode estar relacionada com a origem postulada para estes sedimentos, uma vez que nos intervalos porosos predomina os arenitos originados por queda de grãos que são depositados na face mais inclinada das dunas, e os intervalos de menor porosidade contém uma maior percentagem de sedimentos produzidos por fluxo de grãos e que são depositados no sopé menos inclinado das dunas (Fig. 3.4), conforme será descrito no próximo tópico.

As diversas superfícies encontradas num sistema eólico podem ser classificadas segundo a ordem de grandeza dos corpos que separa, as quais correspondem a diferentes escalas de heterogeneidades (Chandler *et alii*, 1989). As superfícies que separam os sedimentos eólicos (*ergs*) dos não eólicos (*extra-ergs*) são

classificadas como de 1ª ordem. No reservatório estudado as superfícies de 1ª ordem limitam os sedimentos eólicos na base e no topo (Fig. 3.4).

Superfícies de 2ª ordem separam depósitos de dunas, interdunas e lençóis de areia. No campo estudado estas superfícies não foram definidas em razão de não terem sido testemunhadas litologias dos ambientes de interdunas e lençóis de areia, embora muito provavelmente elas existam, como será explanado ainda neste capítulo.

Segundo esta classificação as superfícies de 3ª ordem são aquelas geradas dentro do sistema de dunas e que truncam conjuntos de estratificações cruzadas. No campo estudado estas superfícies são as mesmas que separam os seis conjuntos de sucessões eólicas descritos anteriormente. Na seção da Figura 3.4 estas superfícies encontram-se identificadas pelo número romano III.

As superfícies de 4ª ordem são compostas pelas estratificações cruzadas presentes no sistema eólico (Fig. 3.4 - IV), as quais são formadas pela migração das dunas. As duas últimas classificações apresentam as mesmas definições apresentadas por Walker (1982).

III.3.b - Interpretação geológica

Na seção eólica estudada predominam os arenitos da litofácies AfmXT, os quais formam espessos depósitos de arenitos finos a médios (Fig. 3.2). É comum estes arenitos apresentarem lâminas milimétricas compostas por diferentes granulometrias, dispostas de maneira alternada entre si. As lâminas com predominância de grãos médios se alternam com lâminas com predomínio de grãos

finos. Esse modo de ocorrência, associado às características destes sedimentos, indicam deposição por queda de grãos produzida pelo vento em dunas de areia (Fig. 3.8). É sabido que neste ambiente as oscilações na velocidade do vento provoca a variação na granulometria das lâminas individuais bem selecionadas, tal como na litofácies AfmXT. Estes sedimentos são originados na face de sotavento da duna pela constante migração das formas de dunas.

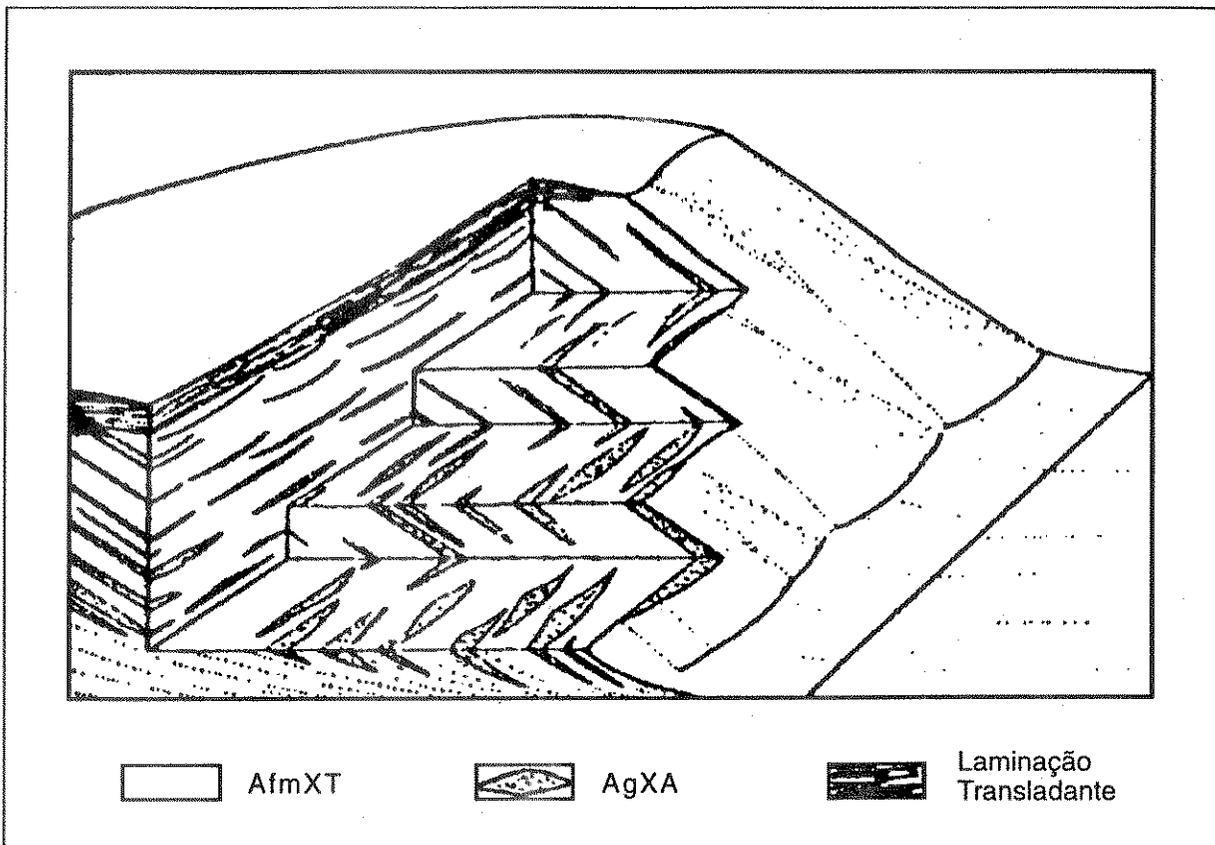


Fig. 3.8 - Modelo deposicional eólico esquemático mostrando os sedimentos depositados por queda de grãos, fluxo de grãos e laminações cruzadas transladantes (após Reineck & Singh, 1980).

Intercaladas nos sedimentos descritos ocorrem delgadas lentes de arenitos médios a grossos da litofácies AgXA. Esta litofácies representa os depósitos de fluxo de grãos, os quais normalmente geram depósitos em forma de cunha no sopé das dunas ("línguas de areia") (Fig. 3.8).

Os arenitos muito finos com laminações cruzadas transladantes são muito raros na seção testemunhada (0,1 %), e ocorrem intercalados na litofácies AfmXT. Em geral estes sedimentos são depositados na face de barlavento da duna (Fig. 3.8).

Na seção eólica do reservatório estudado é notório a predominância dos sedimentos de queda de grãos (89 %), o que pode indicar deposição em dunas de pequeno porte. Hunter (1981) cita que os depósitos de queda de grãos são mais comuns nas partes baixas das dunas de pequeno porte. Possivelmente isto ocorra porque nas dunas de grande porte esses sedimentos não alcançam a sua base devido a grande distância entre a crista e o sopé, e a sua deposição na face íngreme da duna está sujeita a avalanches posteriores.

As dunas produzidas pelo vento são essencialmente constituídas por carga de saltação. O intenso choque de grãos, produzidos pela constante saltação, provoca a destruição das partículas mais frágeis do sistema. Como resultado ocorre o enriquecimento em quartzo. A carga muito fina normalmente é transportada em suspensão pelo vento, não sendo depositada no ambiente das dunas (Selley, 1985). Este processo gera espessos depósitos de areia, relativamente homogêneos, como os encontrados no intervalo superior do reservatório estudado.

Assim, as características descritas indicam para estes sedimentos uma origem em ambiente eólico com deposição em dunas de areia. Barroso & Rivas (1984) encontraram sedimentos de interdunas nos testemunhos por eles estudados e Durães (1989) observou a ocorrência de depósitos de interdunas e de lençóis de areia. No reservatório estudado estes sedimentos não foram observados.

As litofácies eólicas formam as melhores rochas-reservatório da seção

estudada. Contribui para isto a sua maior porosidade e permeabilidade, menor argilosidade e menor grau de heterogeneidade.

A direção principal de acumulação dos sedimentos eólicos no campo é NNE-SSW (Fig. 3.9). Postula-se que estes sedimentos tenham se desenvolvido a partir de dunas de cristas sinuosas orientadas perpendiculares à direção do vento.

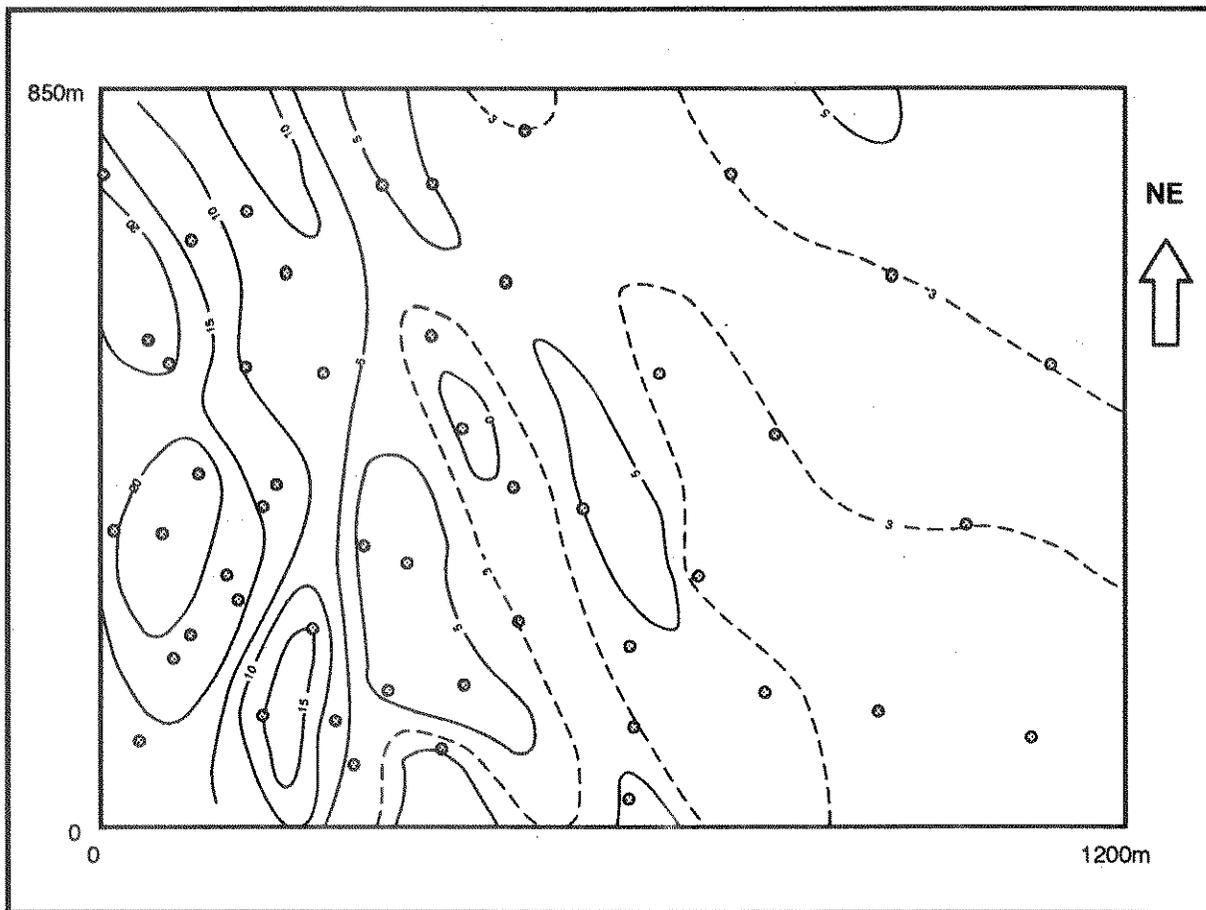


Fig. 3.9 - Mapa de isópacas do intervalo eólico (segundo Michelli, RIP).

O crescimento das dunas teria ocorrido por deposição na sua face mais íngreme através da migração e crescimento vertical concomitantes. Assim, os seis intervalos eólicos podem representar depósitos distintos produzidos por variações no regime e na direção dos ventos. Durães (1989) cita como provável hipótese para a origem destas superfícies que truncam os estratos cruzados, a deflação dos sedimentos eólicos sobre o lençol freático durante periódicas subsidências da bacia

e subidas do lençol freático, conforme proposto por Stokes (1968).

É marcante a forma ondulada do topo e a base plana destes arenitos ao longo da bacia. Vários autores observaram feições desta natureza (Mayer, 1972; Barroso & Rivas, 1984; Durães, 1989; Campos & Perroni, 1990). Sendo que Barroso & Rivas (1984) postularam serem indicativas de relevos de paleodunas, tendo em vista esta geometria ocorrer em sedimentos produzidos pelo vento. Segundo Brookfield (1984), dunas são facilmente estabilizadas por água, mesmo pluviais, e a preservação pode ocorrer nos casos de inundação extremamente rápida. Como exemplo este autor cita o Yellow Sand (Inglaterra). Fryberger (1986) cita como possíveis exemplos de preservação de formas de relevos eólicos: os Arenitos Minnelusa B da Bacia Powder River (Wyoming, EUA); os Arenitos Minnelusa C do campo de Rourke Gap da mesma bacia e os Arenitos Entrada da Bacia de San Juan (Novo México, EUA).

Os depósitos do sistema eólico em estudo são fruto do retrabalhamento pelo vento dos sedimentos fluviais pré-depositados. Humphrey (1961) observou feições de retrabalhamento eólico referentes ao arredondamento de grãos de quartzo com crescimento sintaxial nos sedimentos por ele estudado. Os sedimentos fluviais podem ficar expostos à atmosfera por períodos de tempo maiores do que cobertos pela água, porque fora do canal só ocorre deposição durante as cheias. Durante esses períodos subaéreos os sedimentos fluviais estão sujeitos aos efeitos da ação dos ventos (Reineck & Singh, 1980).

Nos climas áridos o vento remove areias das barras durante os períodos de seca, destruindo os minerais instáveis durante o transporte e formando dunas transversais à direção do vento (Reineck & Singh, 1980). As partículas finas arrancadas dos depósitos de diques marginais e planície aluvial são transportadas

para fora do ambiente de dunas.

Normalmente ocorrem disparidades entre a direção do vento e a dos rios nos depósitos interrelacionados destes dois sistemas, gerando corpos com distintas orientações (Collinson, 1979). Na área estudada, esta disparidade na direção de deposição não é grande. Para os sedimentos fluviais predomina a direção NE, e para os sedimentos eólicos NNE.

III.4 - O AFOGAMENTO DO SISTEMA FLÚVIO-EÓLICO.

O sistema sedimentar descrito foi afogado por um lago que ocupou grande parte da Bacia do Recôncavo e depositou espessa seção de folhelhos. Pode-se postular que o início do afogamento tenha ocorrido a partir de pequenos lagos localizados nas regiões entre as dunas. Também poderíamos supor que o nível da água foi então se elevando progressivamente em relação as dunas até recobri-las.

A evolução do soterramento do reservatório I pode ser estudada através do intervalo que vai do datum da seção stratigráfica até o marco stratigráfico que ocorre dentro dos sedimentos lacustres pós-eólicos (Figs. 3.3 e 3.4). Este marco está muito bem representado no perfil densidade por um pronunciado pico de alta densidade (Figs. 3.3 e 3.4). Associado à esta alta densidade ocorre uma pequena queda no perfil de raios gama.

A espessura entre o datum e o marco permanece relativamente constante independentemente da espessura dos sedimentos eólicos (Fig. 3.3 e 3.4). No campo esta espessura situa-se em torno dos 25 metros. Observe que na seção da Figura 3.4 a espessura argilosa que recobre o reservatório estudado é espessa sobre

a maior parte da seção, principalmente onde os sedimentos eólicos são mais delgados (Fig. 3.4, lado SE). Entretanto, esta mesma sedimentação argilosa (até o marco estratigráfico) é extremamente delgada nos locais onde há espessamento dos sedimentos eólicos (Figs. 3.3 e 3.4).

Como pode ser visto, a espessura dos depósitos lacustres pós-reservatório I varia de acordo com a espessura dos sedimentos eólicos. Ou seja, o formato do preenchimento lacustre é espesso nas áreas baixas da sedimentação eólica e é delgado nas áreas altas das dunas. Assim, pode-se concluir que a sedimentação lacustre primeiramente preencheu os baixos por entre as dunas e depois progressivamente as soterrou mantendo pelo menos parcialmente o formato das dunas.

Com estas considerações pode-se supor que a implantação do lago tenha ocorrido de forma relativamente rápida. Assim, o ambiente flúvio-eólico com predomínio de eventos de erosão-deposição passou para um ambiente predominante de deposição lacustre.

Da Silva (1993) relata que este afogamento ocorreu devido a atividade tectônica que aumentou a taxa de subsidência da bacia e por mudanças climáticas que tornaram o clima mais húmido. A instalação do lago está relacionado a implantação da fase *rift* na bacia.

O paralelismo entre o datum e o marco estratigráfico sugere que, pelo menos em termos operacionais na escala do campo em estudo, ambos podem ser considerados linhas de tempo.

Capítulo IV

CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL E ANÁLISES ESTATÍSTICAS

IV.1 - INTRODUÇÃO

Os testemunhos contínuos retirados de 5 poços do campo permitiram realizar a análise petrográfica-sedimentológica e dos ambientes sedimentares relatadas nos capítulos anteriores. Neste capítulo será abordada a incorporação dos perfis aos dados de testemunho, o que foi realizado através da calibração rocha-perfil. O objetivo principal deste estudo é obter as eletrofácies nos poços testemunhados a fim de identificá-las nos poços não testemunhados. Como objetivo secundário tentou-se obter o valor da permeabilidade a partir das curvas dos perfis. Estes estudos foram realizados através de técnicas estatísticas multivariadas.

Apesar da testemunhagem ser contínua atravessando todo o reservatório estudado, a amostragem em 5 poços representa menos de 5 % dos poços do campo. Assim, para expandir as informações obtidas nos poços testemunhados para os poços não testemunhados o procedimento usual é fazer uma calibração e uma correlação rocha-perfil. A calibração visa ajustar as profundidades dos testemunhos com a dos perfis, e a correlação tem por objetivo definir as características de perfis de cada litofácies ou de conjuntos de litofácies, às quais é dado o nome de eletrofácies ou fácies-perfil.

Os perfis usados nas análises estatísticas foram:

1) Raios gama - que mede a radiação gama natural emitida por elementos químicos radioativos que compõem os minerais constituintes das rochas. Sabe-se que quase toda a radiação gama produzida pela terra é emitida pelos isótopos radiativos de três elementos químicos: potássio (K), urânio (U) e tório (Th) (Schlumberger, 1987 e 1989). Estes elementos se concentram em compostos orgânicos e em determinados minerais, como por exemplo, nos argilo-minerais e feldspatos potássicos. Assim, a radiação é maior nos folhelhos, arenitos argilosos e nos arenitos que contêm alto teor de feldspato potássico.

2) Perfil de densidade - que mede a radioatividade que retorna da formação depois que esta é bombardeada artificialmente por uma fonte de raios gama de média energia. Os raios gama emitidos se chocam com os elétrons da formação e perdem energia a cada choque. Assim, a radiação medida pelo perfil de densidade é proporcional à concentração de elétrons existentes nos átomos da formação, o que por sua vez é diretamente proporcional à densidade das rochas e indiretamente à porosidade.

3) Perfil neutrão - que mede a radiação gama que retorna da formação após esta ser bombardeada artificialmente por uma fonte de nêutrons. Os nêutrons são partículas neutras que ao colidirem com o núcleo dos átomos perdem energia até serem capturados por estes. O átomo ao capturar um nêutron se excita e emite raios gama. A maior perda de energia e o maior número de capturas de nêutrons ocorre nos átomos de hidrogênio devido aos seus tamanhos serem semelhantes. Num campo de petróleo o hidrogênio é encontrado principalmente na água e no petróleo, de maneira que as medidas registradas pelo perfil neutrão serão proporcionais aos teores

destes fluidos contidos no reservatório e à porosidade.

4) Perfil de resistividade - que mede a condutividade elétrica da rocha e a converte na resistividade. A condutividade é uma medida da facilidade com que uma rocha permite a passagem da corrente elétrica. A resistividade registrada nos perfis é primariamente uma função mais do tipo e teor do fluido presente no sedimento do que propriamente da litologia, porque sem água a rocha torna-se um bom corpo isolante (Schlumberger, 1987). Nos intervalos de baixa porosidade esses perfis podem registrar uma fração, por vezes total, da alta resistividade da matriz (Galloway & Hobday, 1983). A resistividade é alta nos intervalos portadores de petróleo e baixa nos que contém água salgada. Portanto, a resistividade depende da porosidade, dos tipos de fluidos presentes e de suas saturações.

A correlação rocha-perfil mostrou que esses quatro perfis não conseguiram reproduzir as litofácies na escala de detalhe em que foram definidas nos testemunhos. As causas podem ser várias, mas no reservatório em estudo são principalmente devido: 1) ao baixo grau de resolução vertical dos perfis; 2) a ocorrência de muitas camadas delgadas com espessuras abaixo do poder de resolução vertical dos perfis; 3) a algumas litofácies terem escasso número de amostras; 4) às medidas dos perfis representarem dados indiretos e médios; 5) aos perfis medirem características diferentes das que definiram as litofácies (por exemplo, caracteres litológicos tais como estruturas sedimentares não são detectados pela maioria dos perfis); e, 6) os perfis poderem apresentar propriedades semelhantes para litofácies diferentes, não permitindo a separação entre elas.

O ideal seria que, para um dado conjunto de perfis, cada litofácies apresentasse um conjunto de propriedades medidas que a diferenciasse das demais.

Assim, ao se comparar os perfis dos poços não testemunhados com aqueles calibrados com os testemunhos, puder-se-ia identificar os intervalos correspondentes a cada litofácies perfurada pelo poço. Como isto não é possível pelos fatos citados, usa-se agrupar as litofácies com propriedades semelhantes por perfis numa mesma eletrofácies.

Para expandir as informações obtidas dos testemunhos para os demais poços do campo utilizou-se a estatística. A análise de agrupamento forneceu o conjunto de litofácies com características semelhantes por perfis, ou seja, as eletrofácies. A análise discriminante multivariada permitiu identificar as eletrofácies nos poços não testemunhados.

IV.2 - CALIBRAÇÃO ROCHA-PERFIL

IV.2.a - Ajuste das profundidades entre os testemunhos e os perfis

Antes de se iniciar as análises estatísticas foi feito o ajuste entre a profundidade dos testemunhos e a profundidade das curvas dos perfis. A finalidade foi corrigir a profundidade das litofácies e dos dados petrofísicos.

O ajuste de profundidade foi realizado em duas etapas. Primeiro foi feito um ajuste numa escala maior, isto é, ajustou-se os intervalos de mesma litofácies em testemunho com intervalos de características similares nos perfis. Nesta escala de ajuste utilizou-se principalmente as camadas de granulometria mais finas (folhelhos e arenitos muito finos) e mais grossas (depósitos de fundo de canal). As feições dos

perfis raios gama e a separação densidade-neutrão foram importantes nesta etapa. Numa segunda etapa foi feito um ajuste fino, no qual utilizou-se os valores de porosidade dos perfis e dos testemunhos para ajustar as suas profundidades.

O nível de detalhe obtido permitiu identificar, nos perfis, as diversas litofácies fluviais e eólicas, o que possibilitou um bom ajuste das profundidades. Os resultados obtidos são apresentados graficamente (Figs. 4.1 e 4.2), nas quais a porosidade do perfil de densidade (PhiD) tende a se ajustar à porosidade de testemunho (Porl).

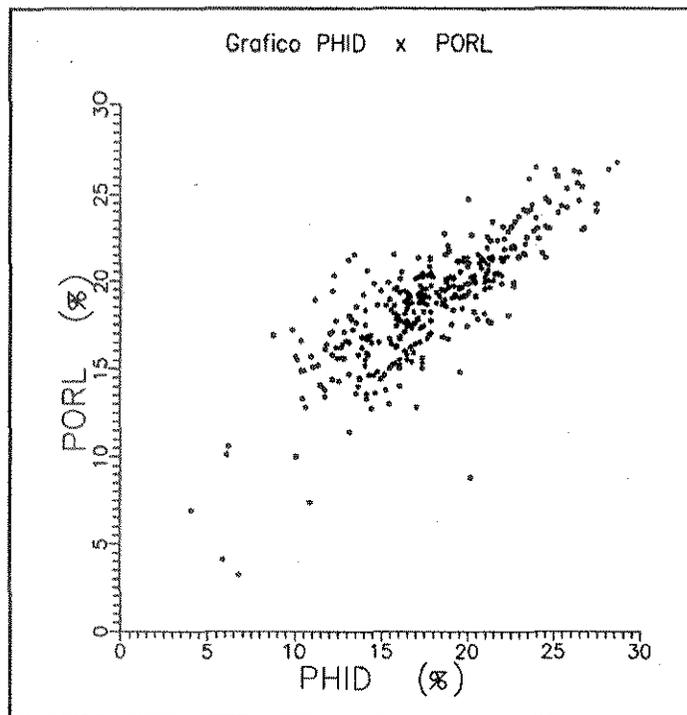


Fig. 4.1 - Grau de ajuste entre os dados dos testemunhos (Porl) e os perfis (PhiD).

IV.2.b - Análise das litofácies através dos perfis

Observa-se que há uma correspondência entre as principais litofácies

e as curvas dos perfis, principalmente com relação ao perfil densidade, ao raios gama e a separação dos perfis densidade-neutrão, os quais apresentam valores e feições distintas para cada litofácies (Fig. 4.2). Isto evidencia que os perfis respondem bem às características das litofácies.

As litofácies eólicas são identificadas pelos altos valores de porosidade apresentado pelo perfil de densidade (Figs. 4.2, 3.1 e 3.2), conforme descrito no início do capítulo III.

As litofácies fluviais são distinguíveis entre si principalmente pela separação dos perfis densidade-neutrão e pelo raios gama (Figs. 3.1 e 3.2). A correlação entre os perfis e as litofácies fluviais é função da textura, principalmente da granulometria.

A separação densidade-neutrão é o melhor indicador das litofácies fluviais. As correlações utilizando-se o perfil neutrão calibrado para calcário mostra que a litofácies média a grossa (AmXA) apresenta as maiores separações dos perfis densidade-neutrão (com ϕ_D maior que ϕ_N) (Fig. 3.1 e 3.2). A litofácies fina AfXT apresenta pequenas separações ou as curvas ϕ_D e ϕ_N estão próximas. Na litofácies muito fina AmfLXC as curvas destes perfis estão próximas ou apresentam ϕ_N maior que ϕ_D . As maiores separações entre estes perfis (com ϕ_N maior que ϕ_D) são observadas nos folhelhos da litofácies FSAmf (Figs. 3.1 e 3.2).

O perfil de raios gama também apresenta boa correlação com a litologia e com a textura dos sedimentos fluviais. Em relação a granulometria, o valor da curva de raios gama aumenta progressivamente à medida que decresce a granulometria das litofácies fluviais. Assim os menores valores de RG são observados nos arenitos médios a grossos da litofácies AmXA e os maiores nos folhelhos da

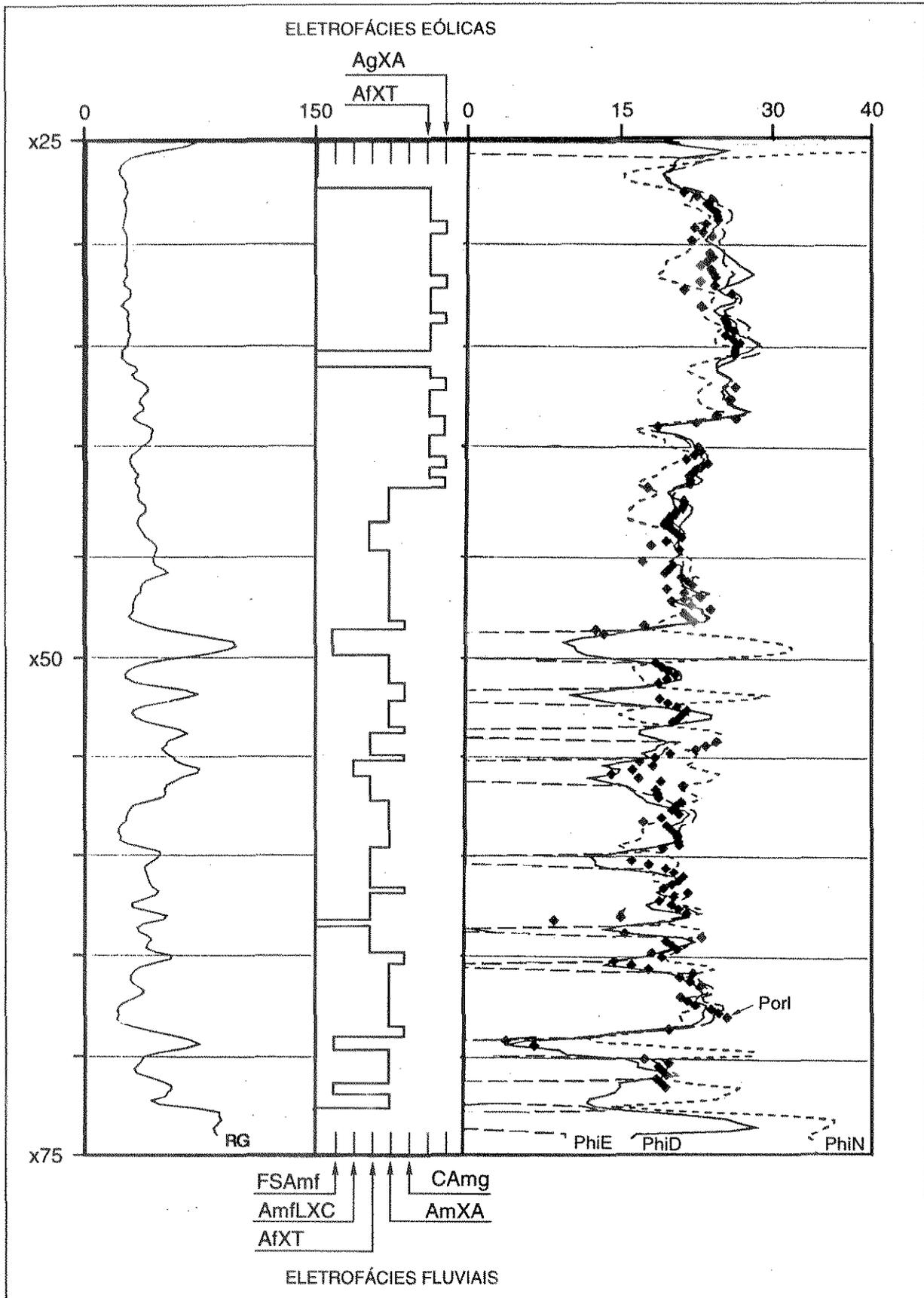


Fig. 4.2 - Calibração rocha-perfil e ajuste das profundidades testemunhos-perfis. Observe o bom ajuste entre os dados pontuais de porosidade e os perfis PhiD e PhiE e das litofácies com a separação PhiD-PhiN, e com os perfis RG e PhiD.

litofácies FSAmf (Figs. 3.1 e 3.2). A exceção é a litofácies CAMc que não segue a regra de correlação dos sedimentos fluviais citada, conforme será explanado no item IV.3.b.

No campo estudado os sedimentos eólicos podem ser discriminados dos fluviais utilizando-se principalmente a curva do perfil de densidade. Esta curva mostra um nítido aumento na porosidade dos sedimentos eólicos em comparação com os fluviais (Figs. 3.1, 3.2 e 3.4). As causas desta diferença entre as porosidades dos sedimentos eólicos e fluviais são deposicionais e diagenéticas. Os perfis de resistividade e de raios gama também auxiliam na separação destes dois ambientes.

No reservatório eólico os perfis apresentam-se mais homogêneos, isto é, possuem menos oscilações que nos sedimentos fluviais (Fig. 3.1). Isto é um reflexo da menor heterogeneidade dos depósitos eólicos.

IV.3 - ELETROFÁCIES

Após a caracterização geológica do reservatório e o ajuste das profundidades foi feita a transposição das litofácies descritas nos testemunhos para os poços não testemunhados. Para isto utilizou-se de duas análises estatísticas multivariadas - a de agrupamento e a discriminante. O estudo foi realizado a partir do reconhecimento da assinatura dos perfis relacionados a uma litofácies ou a um grupo de litofácies (eletrofácies).

Os dados utilizados nas análises estatísticas formaram uma matriz de 611 linhas por 17 colunas, na qual as linhas são as medidas dos perfis a cada 20 cm colocadas em ordem crescente de profundidade, e as colunas contém os valores das curvas dos perfis, dos dados petrofísicos, das litofácies e o número dos poços. Ao

todo foram utilizadas oito curvas de perfis (RhoB¹, PhiN, RG do densidade, RG do indução, Rlld, Rlls, PhiD e DPhi) e três curvas (PhiE, Vsh e Sw) calculadas através do programa LogCalc (SSI, 1986). Além disso foram usadas três análises petrofísicas de testemunhos (K, Porl e Densl), as litofácies, o número dos poços e a profundidade.

As análises foram realizadas através do programa estatístico SAS - *Statistical Analysis Software* - (SAS, 1990). Nas análises discriminante e de agrupamento os perfis foram as variáveis independentes e as litofácies a variável dependente classificatória.

IV.3.a - Análise de agrupamento

A análise de agrupamento (*cluster analysis*) foi aplicada ao conjunto de dados petrofísicos e de perfis, com o objetivo de agrupar as litofácies que apresentam características semelhantes por perfis em eletrofácies.

A análise de agrupamento reúne os dados em grupos segundo suas similaridades e os separa também em grupos de acordo com as suas dissimilaridades. Nesta análise buscou-se identificar o maior número de litofácies que pudessem ser separadas segundo as curvas de perfis existentes.

Foram realizadas várias análises de agrupamento utilizando o procedimento "CLUSTER" do SAS. As primeiras análises revelaram que as litofácies fluviais se agrupavam de acordo com as suas granulometrias predominantes, com exceção das litofácies CAMc e AfmM. A litofácies AfmM - arenitos finos a médios "maciços" - ficou numa posição intermediária entre o grupo composto pelas litofácies

¹ As abreviaturas dos perfis estão relacionadas no Anexo I.

de granulometrias médias e as constituídas por arenitos finos, ora se juntando a um, ora ao outro grupo. Esta litofácies apresenta granulometria variando de fina a grossa, sendo que os arenitos médios a grossos ocorrem junto a litofácies AmXA (que também é média a grossa), e os arenitos de granulometria mais fina são encontrados próximos a litofácies AfXT (também de granulometria fina). Assim, para dar maior consistência aos grupos de litofácies, os arenitos desta litofácies (AfmM) foram subdivididos segundo sua granulometria predominante. Os arenitos médios a grossos formaram o grupo G8, e os finos compuseram o grupo G9.

A litofácies conglomerática CAMc, em virtude de suas características texturais e de perfis peculiares, se agrupou aos arenitos finos, o que será discutido ainda neste capítulo.

As litofácies eólicas foram agrupadas numa única eletrofácies porque a litofácies AgXA possui baixo percentual de ocorrência, e além disso, apresenta caráter delgado, lenticular e interdigitado (Fig. 3.1).

Com o intuito de observar a existência de diferenças nas características dos perfis, entre os sedimentos da litofácies AmXA com e sem intraclastos de argila (vide descrição página 13), os intervalos contendo intraclastos disseminados foram destacados, e para efeito da análise discriminante formaram o grupo G7.

Como resultado da análise de agrupamento obteve-se quatro grupos principais de litofácies que formaram as eletrofácies I, II, III e IV (Tab. 4.1). As percentagens das eletrofácies na seção testemunhada e suas composições é mostrada na Figura 4.3.

Para fins de visualização dos grupos foram feitos gráficos bi-dimensionais envolvendo as médias dos parâmetros das litofácies (Fig. 4.4). Nestes

Eletrofácies	Litofácies	Ambiente Sedimentar	Granulometria predominante
I	AfmXT e AgXA	Eólico	areia fina a grossa
II	AmXA, G7 e G8	Fluvial	areia média a grossa
III	AfXT, G9 e CAmc	Fluvial	areia fina
IV	AmfLXC e FSAmf	Fluvial	areia muito fina a argila

Tab. 4.1 - Relação eletrofácies - litofácies

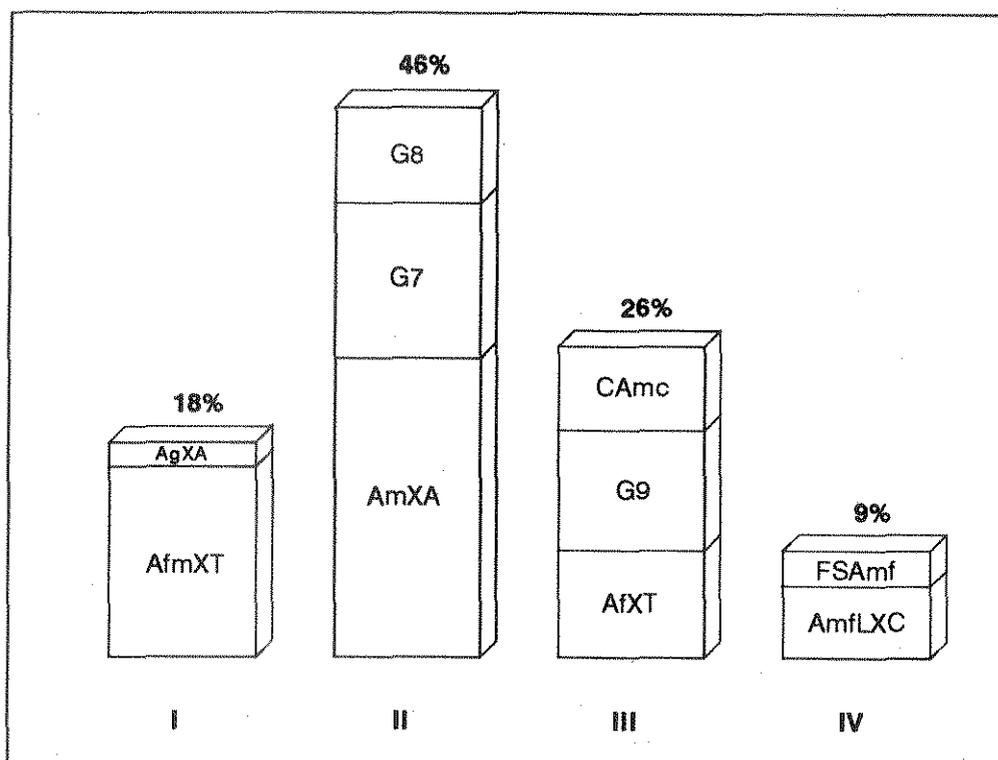


Fig. 4.3 - Percentagens das eletrofácies.

gráficos observa-se que os arenitos "maciços" médios a grossos apresentam feições semelhantes por perfis aos arenitos médios a grossos da litofácies AmXA, e os finos aos da litofácies AfXT (Fig. 4.4).

Os valores médios dos perfis de cada eletrofácies são distintos entre

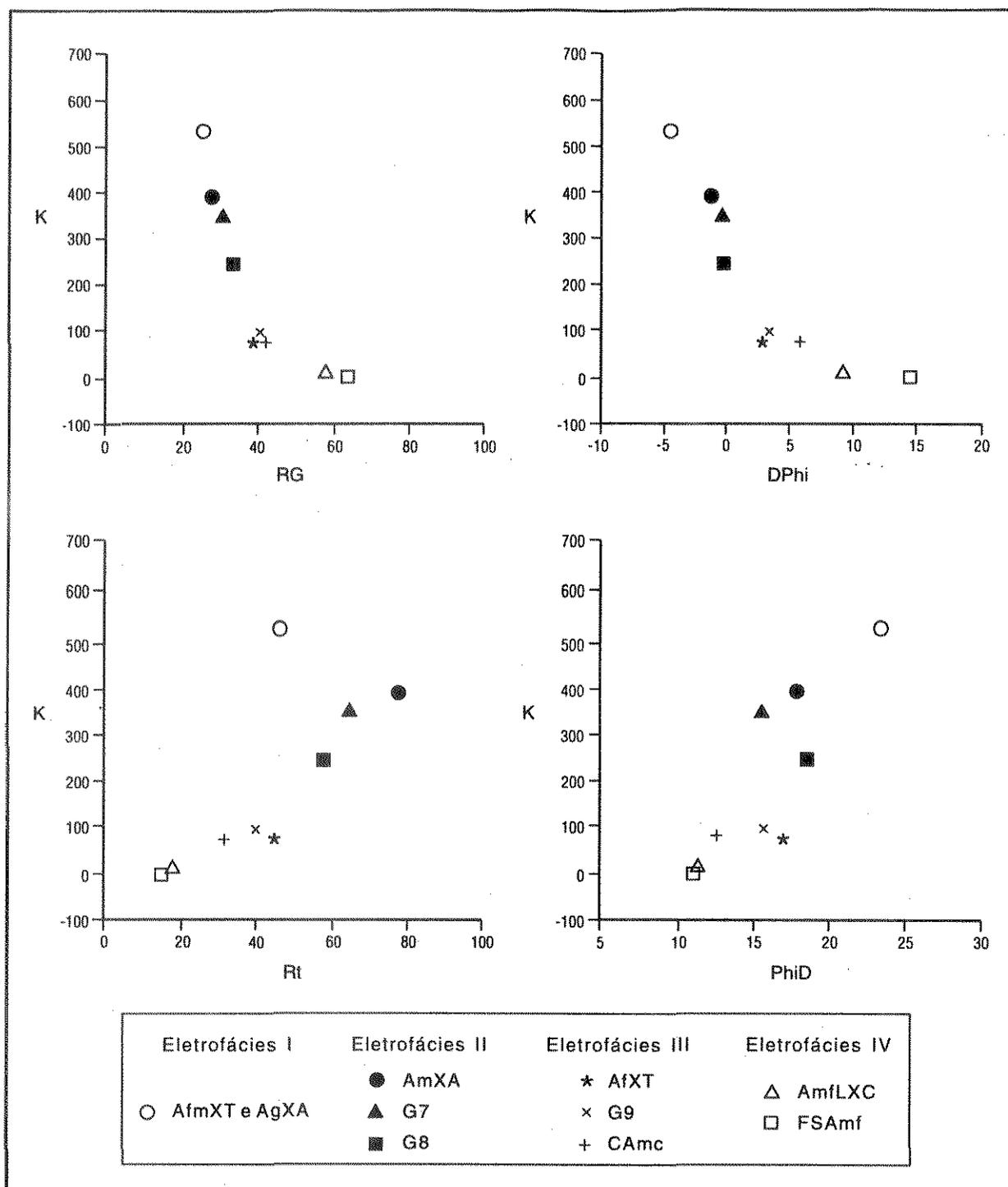


Fig. 4.4 - Gráficos dos agrupamentos das litofácies. Observe os grupos formados pelas litofácies AfmXT+AgXA (eletrofácies I), AmXA-G7-G8 (eletrofácies II), AfXT-G9-CAmc (eletrofácies III) e AmfLXC-FSAmf (eletrofácies IV).

si (Fig. 4.5). Nesta Figura observa-se também que há uma separação nos valores médios, os quais aumentam ou diminuem progressivamente à medida que se passa da eletrofácies I para a IV, ou vice versa (Fig. 4.5).

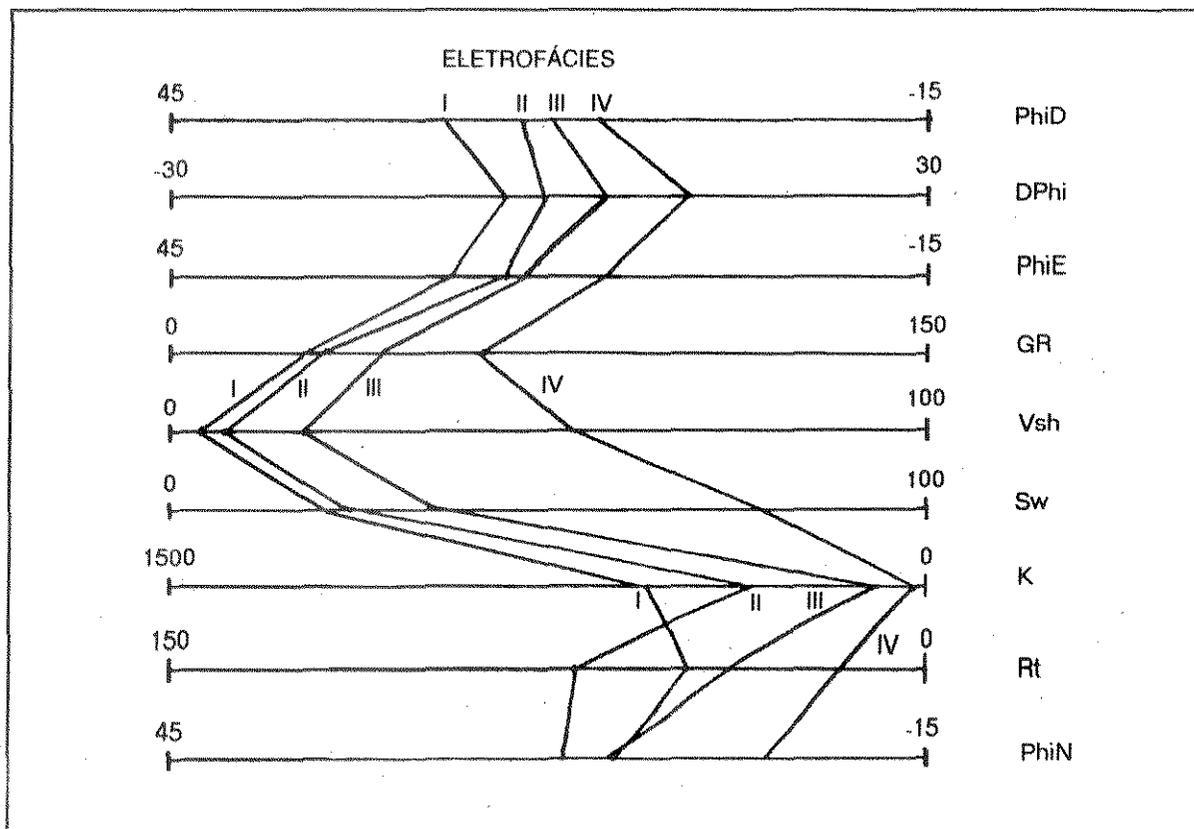


Fig. 4.5 - Parâmetros médios dos perfis para cada eletrofácies.

IV.3.b - Resolução vertical dos perfis

Como relatado no item anterior as eletrofácies fluviais foram formadas pelo agrupamento de litofácies com semelhantes granulometrias. Isto revela que há uma correspondência entre a granulometria e as características dos perfis. A eletrofácies II é composta pelos arenitos médios a grossos, a eletrofácies III engloba principalmente os arenitos finos e a eletrofácies IV os arenitos muito finos e folhelhos. A exceção a esta regra foi a litofácies basal CAMc, que apresentou respostas em perfis que a agruparam às litofácies de granulometria fina.

Devido as características peculiares da litofácies CAMc, diferentes das demais, o ideal seria que essa litofácies fosse classificada em um grupo separado e

independente. Vários fatores podem ter contribuído para o insucesso desta não classificação em separado, entre eles: 1) variações nos perfis devidas à pequena espessura destas camadas de fundo de canal, 2) variações no raios gama devido aos diferentes percentuais de intraclastos de argila, 3) variações no densidade devido a variações no teor de cimento calcífero, e 4) o fato desta litofácies possuir poucos dados de testemunho.

Acredita-se que a delgada espessura destas camadas deve ter sido a principal causa da sua não individualização através dos perfis. As espessuras da litofácies CAMc nos testemunhos estudados em geral variam entre 5 e 20 centímetros. Logo, as espessuras destes depósitos normalmente são inferiores ao grau de resolução dos perfis corridos no campo. Neste intervalo de espessura o valor registrado pelos perfis de raios gama, densidade, neutrão e resistividade é uma aproximação do valor real da camada.

A resolução vertical de um perfil pode ser definida como a espessura mínima de uma camada na qual uma ferramenta de perfilagem é capaz de obter um valor real do parâmetro que se está medindo (Fig. 4.6 - B). Espessuras maiores que a resolução vertical do perfil permite que se registre o valor real do parâmetro numa extensão maior da camada, com exceção da região sob influência das camadas adjacentes (Fig. 4.6 - A).

Nos casos de camadas mais delgadas que a resolução vertical dos perfis, estes poderão registrar a presença da camada delgada mas não terão resolução para obter o valor correto do parâmetro que se está medindo (Fig. 4.6 - C e D). A este efeito é dado o nome de sensibilidade dos perfis. Quanto menor a espessura da camada mais esta será influenciada pelo valor das camadas vizinhas (Fig. 4.6 - C e D)

até o ponto do perfil não mais registrar a sua presença (ausência de sensibilidade).

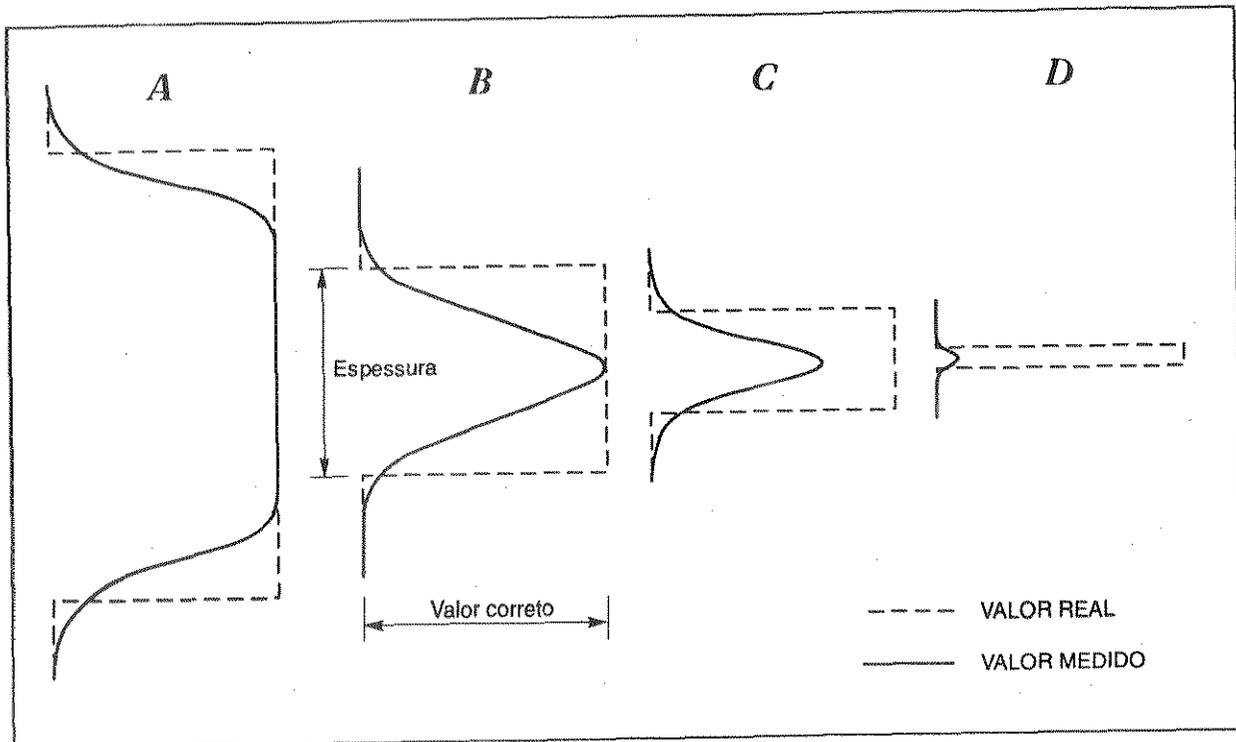


Fig. 4.6 - Resolução vertical de perfil e sensibilidade dos registros frente a camadas delgadas.

A resolução vertical é uma propriedade intrínseca da ferramenta e depende, entre outras coisas, da distância entre a fonte transmissora e o receptor e do intervalo de amostragem. A resolução efetiva dos perfis é igual a resolução intrínseca da ferramenta ou igual o dobro da distância entre dois registros sucessivos, o que for maior (McCall *et alli*, 1987). A resolução vertical varia de perfil para perfil (Fig. 4.7).

No reservatório estudado a espessura dos sedimentos de fundo de canal varia de uma camada para outra. Para as camadas da litofácies CAMc com espessuras abaixo do poder de resolução das ferramentas de perfilagem, haverá diferentes valores nos perfis que estarão mais ou menos afetados pelas camadas adjacentes conforme as suas espessuras (Fig. 3.4). Logo, as respostas dos perfis para a litofácies CAMc agrupa um conjunto de valores que vão desde os valores reais (registrados nas camadas com espessuras acima da resolução vertical dos perfis), até

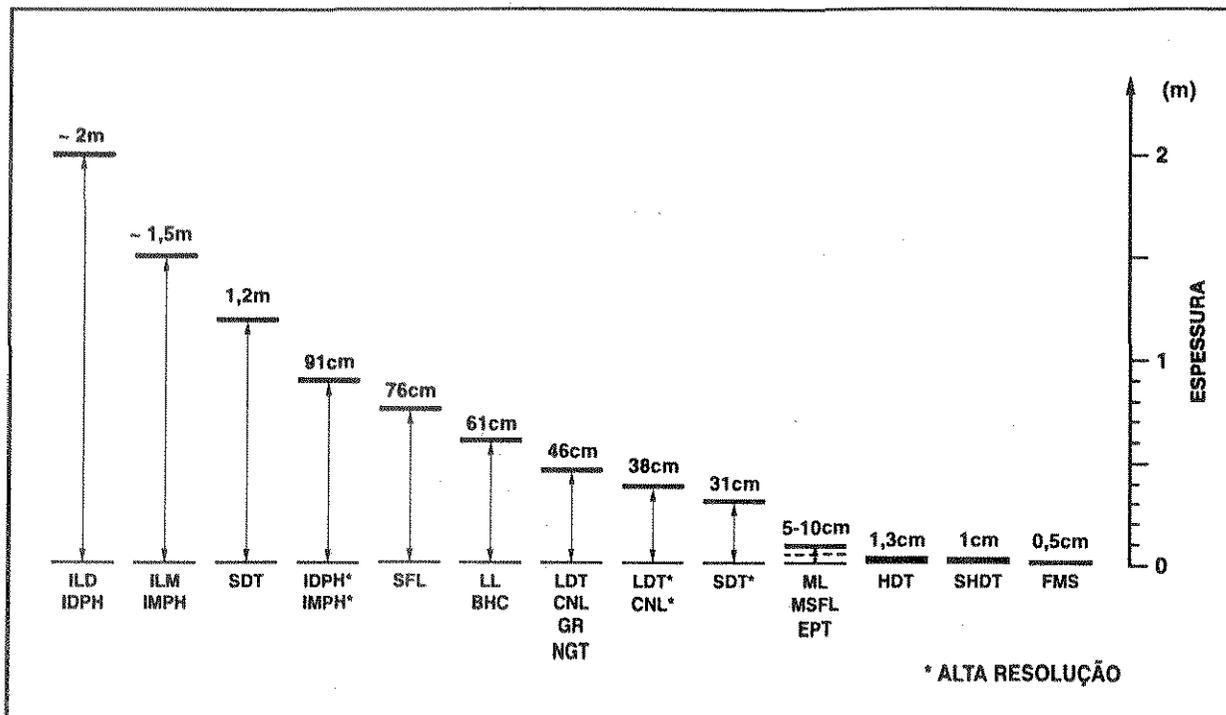


Fig. 4.7 - Resolução vertical dos principais perfis (compilado de Allen et alii, 1988; e Sarzenski & Toledo, 1988).

os valores mais afastados do real (registrados nas camadas mais delgadas depositadas pelo sistema). Portanto, esta gama variada de valores dos perfis deve ter dificultado a caracterização desta litofácies através da análise de agrupamento. A isto acrescentam-se as variações provocadas pelos diferentes percentuais de argila e de cimento calcífero desta litofácies e o pequeno número de amostras. Em razão de tudo isto não foi possível através das técnicas estatísticas classificar a litofácies CAMc em separado, a qual ficou agrupada à eletrofácies III que reúne os arenitos de granulometria fina.

IV.3.c - Análise discriminante

A análise discriminante foi utilizada com o objetivo de se obter, nos poços não testemunhados, a classificação das diversas eletrofácies definidas na análise

de agrupamento. A análise discriminante é uma técnica estatística para classificação de objetos quantificáveis em grupos mútua e exaustivamente exclusivos de acordo com um certo número de variáveis independentes, que neste caso são as curvas de perfis. A aplicação da técnica discriminante visou obter uma série de combinações lineares das curvas dos perfis que permitisse separar as diversas eletrofácies, de forma que o erro devido à classificações incorretas fosse mínimo. Ou seja, o objetivo foi encontrar um conjunto de funções lineares que minimizasse a probabilidade de se efetuar classificações incorretas das eletrofácies. A minimização do erro é obtida através da maximização da variância entre os grupos em relação a variância dentro dos grupos (Draper & Smith, 1981; Dillon & Goldstein, 1984).

Em resumo, a análise discriminante visa encontrar o eixo ao longo do qual obtém-se a máxima individualização dos diversos grupos de eletrofácies, conforme ilustrado na Figura 4.8. No caso de existirem vários grupos, a separação entre eles pode se dar através de vários eixos de funções discriminantes. O número de eixos é função da disposição dos dados de perfis em relação aos grupos de eletrofácies. Portanto, a ortogonalidade dos eixos não é requerida.

A diferença básica entre a análise de agrupamento e a discriminante é que, na de agrupamento não é imposta nenhuma restrição prévia na estrutura dos dados, enquanto na discriminante é assumido que os grupos são antecipadamente conhecidos, ou seja, as observações são classificadas previamente.

Para a escolha das curvas mais significativas para a análise discriminante recomenda-se realizar análise estatística de correlação linear entre as curvas, a fim de se eliminar da análise discriminante a duplicidade de curvas que apresentam altas correlações lineares entre si. Por exemplo, nos dados utilizados

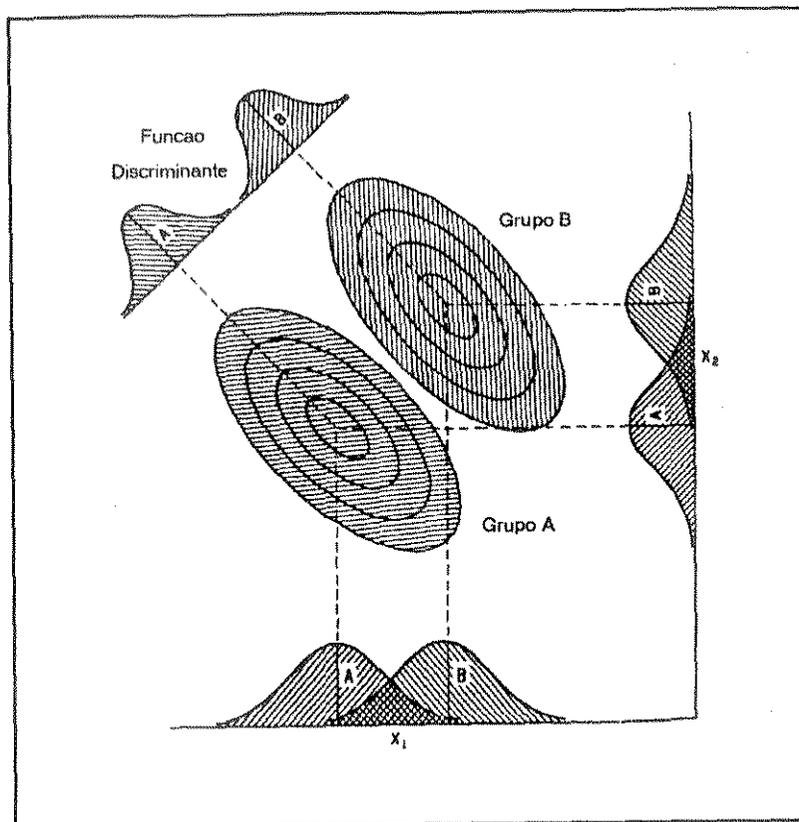


Fig. 4.8 - Análise discriminante. Escolha do eixo que melhor separa os grupos de dados (extraído de Davis, 1986).

observou-se correlações lineares acima de 70 % entre as curvas PhiE-PhiD, PhiE-Sw, PhiE-Rt, Vsh-RG, Sw-PhiD e Sw-Rt. Assim, decidiu-se eliminar uma das curvas do par com alta correlação linear, e optou-se por retirar as curvas PhiE, Sw e Vsh que foram calculadas pelo programa LogCalc, e selecionar para a análise discriminante as curvas originais PhiD, DPhi, RG e Rt.

Em seguida foi feito um estudo para indicar quais destes perfis, em separado ou em combinações entre si, fornecia os melhores resultados para predizer as eletrofácies corretas através da análise discriminante. A combinação contendo os perfis PhiD, DPhi, RG e Rt foi a que apresentou os melhores resultados indicando ser estas curvas as mais significativas para a análise discriminante. Assim, estes perfis foram escolhidos para discriminar as eletrofácies nos poços não testemunhados. Os

percentuais de acerto por perfil e das diversas combinações possíveis dos perfis encontram-se na Tabela 4.2 e Figura 4.9.

Ele tro fác	Perfis				Conjuntos de Perfis											
	P	D	G	R	P D	P G	P R	D G	D R	G R	P D G	P D R	P G R	D G R	P D G R	
Tot	60	60	61	50	69	72	67	65	61	60	73	73	77	66	79	
I	72	23	0	0	74	67	83	7	25	2	67	83	86	16	87	
II	83	86	91	91	86	83	87	92	82	85	86	86	89	89	90	
III	19	42	54	33	42	60	32	60	52	59	60	50	59	61	60	
IV	42	54	56	0	54	61	42	65	54	58	67	54	65	65	68	

Tab. 4.2 - Percentagem de acerto da análise discriminante total e por eletrofácies, para cada perfil e para conjuntos de perfis (P=PhiD, D=Dphi, G=RG, R=Rt, Tot= total, Eletrofác=eletrofácies).

Quando existem diversas curvas de perfis é possível selecionar as mais significativas para a análise discriminante através de técnicas sequenciais, as quais informam a ordem de importância das curvas na discriminação das eletrofácies. No presente estudo foi utilizado o procedimento "STEPDISC" do SAS, cujos resultados confirmaram que as quatro curvas selecionadas são significativas para a análise discriminante.

IV.3.d - Resultados e validação cruzada

A análise discriminante foi aplicada nos poços não testemunhados do campo através da função "outstat" do SAS. As funções que discriminaram as diversas eletrofácies encontram-se na Tabela 4.3.

Para se verificar o índice de acerto da classificação das eletrofácies através das funções discriminantes aplicou-se a técnica de validação cruzada. Esta

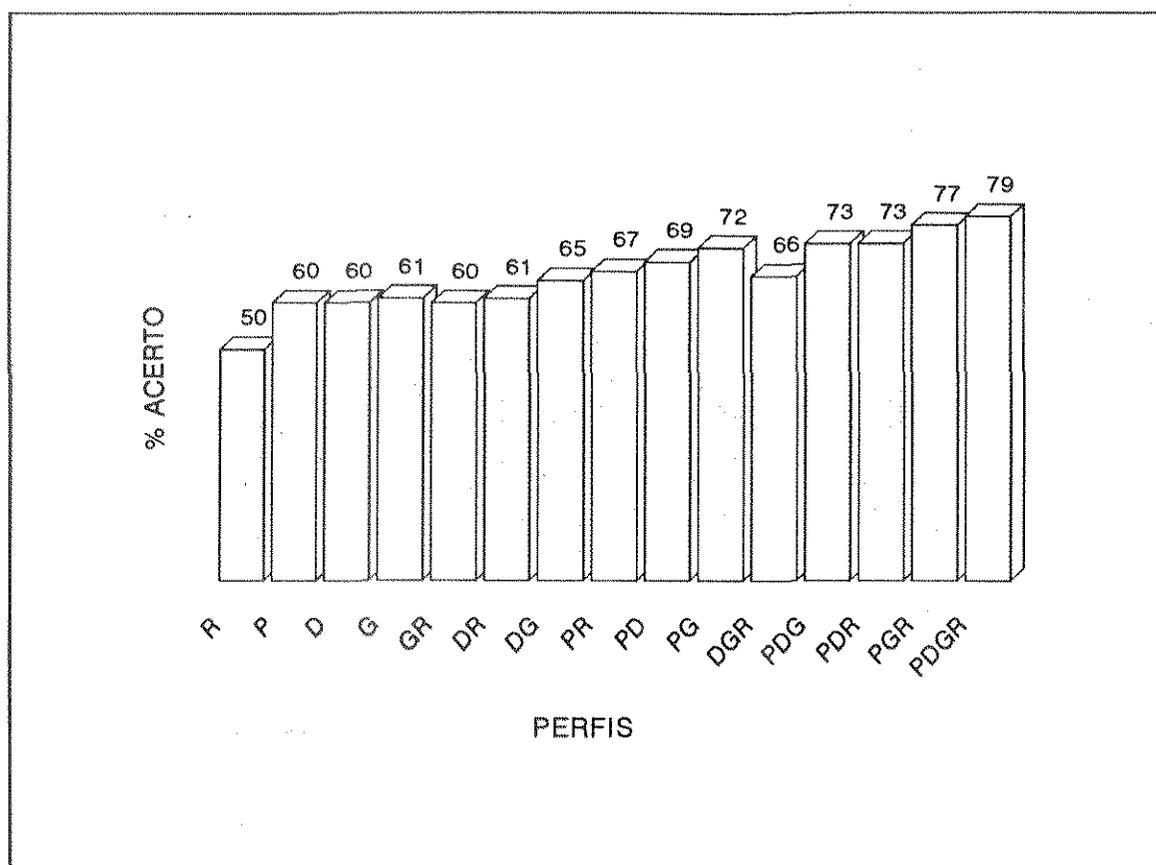


Fig. 4.9 - Percentagem de acerto total por perfil e seus conjuntos na predição da eletrofácies através da análise discriminante (R=Rt, P=PhiD, D=DPhi, G=RG).

Eletro-fácies	Coeficientes das Funções Discriminantes				
	Constante	PhiD	DPhi	RG	Rt
I	-43,31973	3,69442	1,17916	0,09883	-0,08346
II	-26,13166	2,59920	0,95762	0,20683	-0,03149
III	-29,72858	2,54177	1,20179	0,31972	-0,03728
IV	-38,95839	2,07644	1,56021	0,53986	-0,01487

Tab. 4.3 - Coeficientes que definem as funções discriminantes das eletrofácies.

validação consiste em se retirar o poço de verificação, gerar as funções discriminantes com base nos demais poços testemunhados, aplicar estas funções no poço em teste e, então, verificar o percentual de acerto devido às eletrofácies corretamente classificadas. Este procedimento foi aplicado a todos os poços testemunhados, um a

um em separado. A validação cruzada revelou percentuais de acerto da análise discriminante variando entre 60% e 84%. O acerto médio foi de 72%. O resultado global das validações cruzadas é apresentado na Tabela 4.4.

Eletro- fácies	Poço	Classificada como			
		I	II	III	IV
I	E	-	-	-	-
	Y	-	-	-	-
	C	12 (75%)	4 (25%)	-	-
	W	20 (89%)	-	-	-
II	B	7 (35%)	68 (65%)	-	-
	E	13 (23%)	30 (55%)	12 (22%)	-
	Y	-	23 (92%)	2 (8%)	-
	C	-	78 (93%)	6 (7%)	-
III	W	-	44 (79%)	12 (21%)	-
	B	-	60 (100%)	-	-
	E	1 (3%)	15 (38%)	23 (59%)	-
	Y	-	3 (14%)	18 (82%)	1 (4%)
IV	C	-	7 (29%)	17 (71%)	-
	W	-	3 (18%)	10 (59%)	4 (23%)
	B	-	40 (68%)	13 (22%)	6 (10%)
	E	-	-	2 (20%)	8 (80%)
IV	Y	-	-	3 (50%)	3 (50%)
	C	-	-	12 (71%)	5 (29%)
	W	-	-	2 (100%)	-
	B	-	1 (4%)	5 (21%)	18 (75%)

Tab. 4.4 - Resultado da validação cruzada por eletrofácies (número de dados classificados e percentagem).

Neste estudo foi realizado também a análise discriminante para os poços que não possuem a curva do perfil neutrão, cujas funções discriminantes encontram-se na Tabela 4.5. Para estes poços a validação cruzada apresentou acerto

Eletro- fácies	Coeficientes das Funções Discriminantes			
	Constante	PhiD	RG	Rt
I	-38,94736	3,04018	0,24272	-0,08388
II	-23,24796	2,06788	0,32369	-0,03184
III	-25,18676	1,87497	0,46638	-0,03772
IV	-31,30356	1,21078	0,73025	-0,01544

Tab. 4.5 - Coeficientes das funções discriminantes das

eletrofácies para os poços com ausência do perfil neutrão, variando entre 65% e 82%, com média em 72% (Tab. 4.6).

Eletro- fácies	Poço	Classificada como			
		I	II	III	IV
I	E	-	-	-	-
	Y	-	-	-	-
	C	15 (94%)	1 (6%)	-	-
	W	20 (100%)	-	-	-
	B	53 (71%)	22 (29%)	-	-
II	E	-	46 (84%)	9 (16%)	-
	Y	-	24 (96%)	1 (4%)	-
	C	-	77 (92%)	7 (8%)	-
	W	1 (2%)	31 (55%)	24 (43%)	-
	B	1 (2%)	59 (98%)	-	-
III	E	-	6 (41%)	23 (59%)	-
	Y	-	7 (32%)	14 (64%)	1 (4%)
	C	-	7 (29%)	17 (71%)	-
	W	-	-	13 (76%)	4 (21%)
	B	-	41 (69%)	11 (19%)	7 (12%)
IV	E	-	-	2 (20%)	8 (80%)
	Y	-	1 (7%)	2 (33%)	3 (50%)
	C	-	-	12 (71%)	5 (29%)
	W	-	-	-	2 (100%)
	B	-	1 (4%)	4 (17%)	19 (79%)

Tab. 4.6 - Resultado da validação cruzada para os poços sem o perfil neutrão (número de dados classificados e percentagens).

IV.4 - POROSIDADE E PERMEABILIDADE

IV.4.a - Porosidade e permeabilidade petrofísicas

As análises petrofísicas de testemunhos permitiram quantificar a porosidade e a permeabilidade de cada litofácies. Estes dados foram estendidos para as eletrofácies e totalizados por sistema deposicional.

A permeabilidade varia de acordo com as litofácies. Os valores da porosidade e da permeabilidade identificados por eletrofácies foram plotados no

gráfico da Figura 4.10, no qual observa-se que os arenitos eólicos (eletrofácies I) possuem alta permeabilidade e porosidade, e que as eletrofácies fluviais apresentam um progressivo decréscimo na permeabilidade de uma eletrofácies para outra. Os arenitos da eletrofácies II possuem maiores permeabilidades vindo a seguir os arenitos da eletrofácies III e por último a eletrofácies IV.

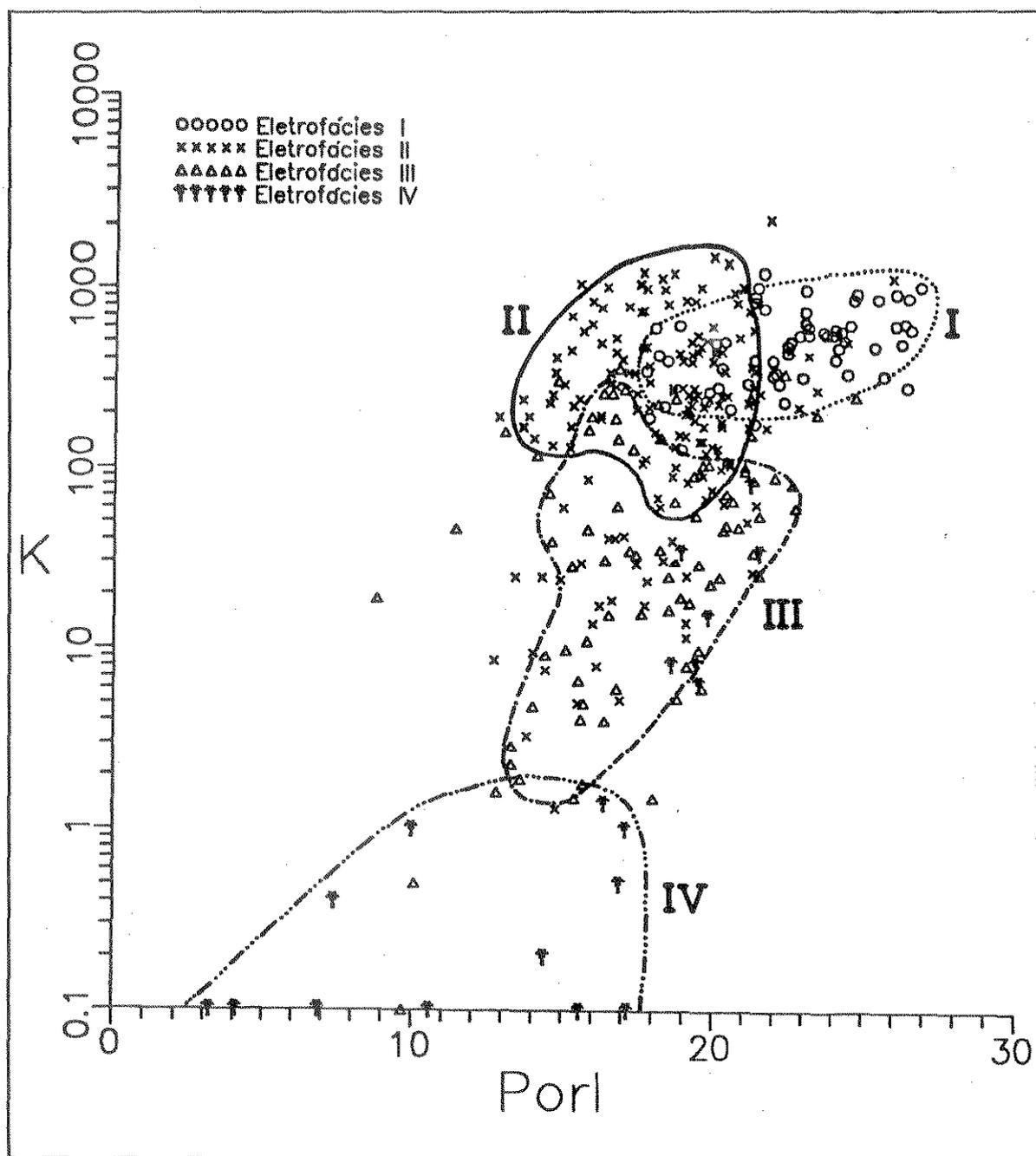


Fig. 4.10 - Gráfico mostrando a permeabilidade e a porosidade de testemunho separadas por eletrofácies.

As porosidades e permeabilidades mínimas, máximas e médias referentes, respectivamente, às litofácies fluviais, eólicas e às eletrofácies encontram-se nas Tabelas 4.7, 4.8 e 4.9.

As litofácies eólicas apresentam as maiores médias de permeabilidade (537,8 md) e de porosidade (22,5 %). Os arenitos eólicos das litofácies AfmXT e AgXA apresentam valores médios semelhantes tanto para a porosidade quanto para a permeabilidade (Tab. 4.8). A análise da permeabilidade e da porosidade destas litofácies fica prejudicada pelo reduzido número de medidas de plugues realizadas na litofácies AgXA, o que é devido à predominância dos sedimentos de queda de grãos AfmXT (cerca de 89% da seção eólica testemunhada), e talvez pela litofácies AgXA apresentar uma cimentação calcífera ligeiramente superior.

As litofácies fluviais possuem permeabilidade e porosidade médias inferiores à média dos sedimentos eólicos. Os arenitos fluviais apresentam permeabilidade média de 243,3 md e porosidade de 17,4 % (também média) (Tab. 4.7). A permeabilidade e a porosidade das litofácies fluviais é função da textura, principalmente da granulometria. Nestes arenitos a porosidade e a permeabilidade decrescem com a diminuição da granulometria. As maiores permeabilidades e porosidades são observadas nos arenitos médios a grossos, os quais pertencem a eletrofácies II e apresentam $K_m = 349,8$ md e $\phi_m = 18,4$ % (Tab. 4.9). Seguindo a ordem decrescente de granulometria observam-se os arenitos finos, os quais são encontrados na eletrofácies III e possuem $K_m = 83,5$ md e $\phi_m = 17,6$ %. Os arenitos muito finos que compõem a eletrofácies IV possuem as menores permeabilidades e porosidades dentre os arenitos fluviais com $K_m = 8,8$ md e $\phi_m = 15,1$ %.

Lito-fácies	Porosidade			n°. dados	Permeabilidade		
	mínima	máxima	média		mínima	máxima	média
CAmc	1,5	20,2	14,8	16	0,5	304,4	81,2
AmXA	12,7	25,9	18,4	173	1,3	2176	349,8
AfXT	8,8	24,7	18,1	67	1,5	355,7	84,1
AmfLXC	3,2	21,5	15,4	18	0,1	81,7	10,7
FSAmf	6,9	19,9	14	4	0,1	1	0,3
FLU-VIAL	1,5	25,6	17,4	278	0,1	2176	243,3

Tab. 4.7 - Porosidade e permeabilidade das litofácies fluviais (valores mínimos, médios e máximos medidos em testemunho).

Lito-fácies	Porosidade			n°. dados	Permeabilidade		
	mínima	máxima	média		mínima	máxima	média
AfmXT	17,7	26,8	22,5	57	128,2	1221	538,1
AgXA	17,8	26,5	22,7	4	192	879	533,6
EÓLICO	17,7	26,8	22,5	61	128,2	1221	537,8

Tab. 4.8 - Porosidade e permeabilidade das litofácies eólicas (valores mínimos, médios e máximos de testemunho).

Eletro-fácies	Porosidade			n°. dados	Permeabilidade		
	mínima	máxima	média		mínima	máxima	média
I	17,7	26,8	22,5	61	128,2	1221	537,8
II	12,7	25,9	18,4	173	1,3	2176	349,8
III	1,5	24,7	17,6	83	0,5	355,7	83,5
IV	3,2	21,5	15,1	22	0,1	81,7	8,8
RESER.	3,2	26,8	18,7	339	0,1	2176	297,2

Tab. 4.9 - Porosidade e permeabilidade das eletrofácies.

IV.4.b - Estimativa de permeabilidade

A permeabilidade é um dos parâmetros do reservatório que está diretamente relacionado ao fluxo de fluido, logo, à vazão e ao fator de recuperação e, por isto, reveste-se de grande importância para a engenharia de reservatório. Muito se tem pesquisado no sentido de se desenvolver técnicas e ferramentas que permitam obter o seu valor pontual, principalmente nos poços não testemunhados. Neste trabalho foram realizadas diversas tentativas para se estimar a permeabilidade a partir da regressão linear múltipla das curvas dos perfis. Estas tentativas, porém, apesar dos vários modelos de regressão construídos, apresentaram resultados insatisfatórios que inviabilizaram o uso da permeabilidade estimada, conforme será exposto a seguir.

A matriz de dados utilizada na regressão é composta por 339 linhas e 17 colunas. As linhas referem-se às 339 profundidades de testemunhos nas quais foram feitas medições de permeabilidade. A matriz contém as mesmas 17 colunas de dados de perfis e de testemunhos usadas na análise discriminante. As variáveis regressoras foram as curvas dos perfis e a variável resposta a permeabilidade.

Para o estudo da estimativa da permeabilidade foram realizados e analisados vários modelos de regressão linear múltipla envolvendo os perfis $\Phi_i D$, $D\Phi_i$, RG e R_t , ora cada um em separado, ora em combinações entre si. Nestas análises utilizou-se principalmente os procedimentos "REG" e "STEPWISE" existentes no programa SAS. Foram realizadas também algumas tentativas com as opções "FORWARD", "BACKWARD", "MINR", "MAXR" e "RSQUARE", as quais apresentaram resultados semelhantes aos anteriores.

Para este estudo não foram feitas interpolações nos dados petrofísicos

de permeabilidade porque este procedimento gera resultados tendenciosos, uma vez que não honram a variância das informações a serem analisadas. É sabido que as técnicas de interpolação reduzem a variabilidade dos dados. Davis (1986) cita que as informações de testemunhos só devem ser interpoladas se o procedimento a ser utilizado requerer que estas sejam igualmente espaçadas.

Os resultados obtidos indicaram graus de incerteza muito elevados para a estimativa da permeabilidade das diversas eletrofácies. Observou-se que os índices de correlação entre a permeabilidade e os perfis, obtidos nas regressões, foram muito baixos, tanto os referentes aos teste-F e teste-T, quanto nas somas dos quadrados da regressão em relação à soma dos quadrados totais e também nos coeficientes de correlação R^2 e R^2 ajustado.

Assim, a estimativa da permeabilidade através da regressão linear múltipla das curvas de perfis, realizada para cada eletrofácies, apesar dos esforços dispendidos, não apresentou resultados satisfatórios que permitissem o seu uso de modo generalizado. Cunha (1988) estudando estes dados sem subdividi-los por eletrofácies obteve resultados semelhantes.

Os resultados mostraram valores de permeabilidade com grande dispersão. A principal causa pode ser atribuída à baixa correlação entre a permeabilidade e os perfis, conforme será explanado a seguir.

IV.4.c - Correlação permeabilidade - perfis

Os valores de permeabilidade (K) obtidos dos testemunhos foram plotados em gráficos *versus* os perfis PhiD, DPhi, RG e Rt. A análise destes gráficos

revelou que há um baixo grau de ajuste entre a permeabilidade e os perfis, ou seja, há uma variação muito grande nos valores de permeabilidade em relação a um mesmo valor de perfil. Por exemplo, se fixarmos uma mesma porosidade no perfil PhiD (Fig. 4.11) e observarmos os valores de K medidos nos testemunhos, concluiremos que a permeabilidade varia em até quatro ordens de grandeza.

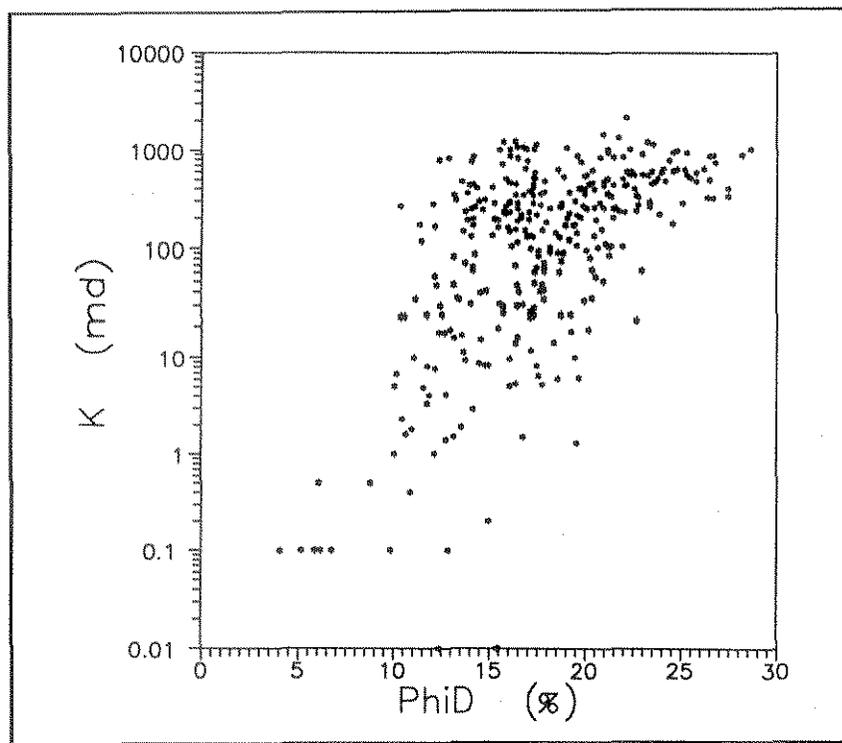


Fig. 4.11 - Gráfico da permeabilidade versus a porosidade do perfil densidade (K x PhiD) ($\rho_{K \times \text{PhiD}} = 0.45$).

O mesmo fato ocorre com o valor de DPhi (Fig. 4.12), com o perfil de RG (Fig. 4.13) e com o Rt (Fig. 4.14).

Vários fatores podem estar contribuindo para esta baixa correlação, tais como: 1) erros de medida (tanto da permeabilidade quanto dos perfis); 2) diferentes resoluções verticais entre os perfis e o equipamento de medição de permeabilidade; 3) correlação entre parâmetros físicos distintos (K versus PhiD, DPhi, RG e Rt); 4) os perfis registram valores médios e a permeabilidade é uma medida

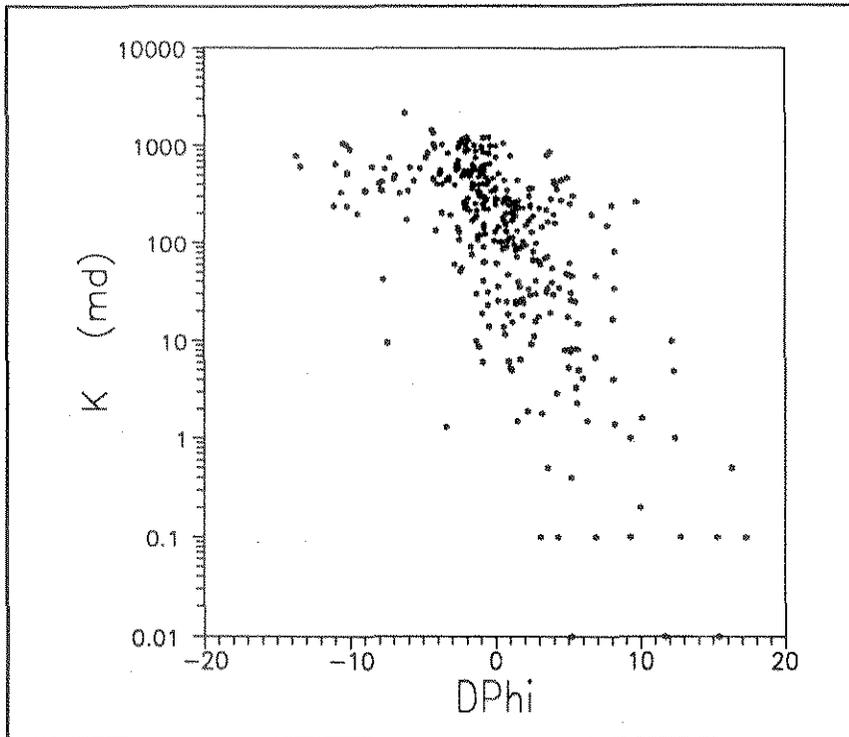


Fig 4.12 - Gráfico da permeabilidade versus a diferença de porosidade dos perfis densidade-neutrão ($K \times D\Phi$) ($\rho_{K \times D\Phi} = -0,49$).

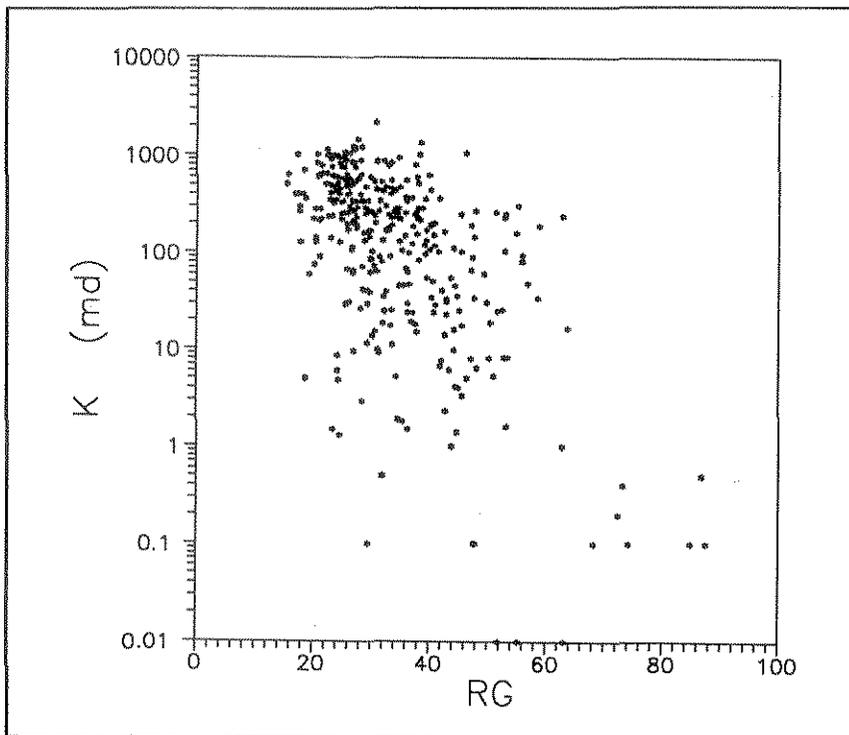


Fig. 4.13 - Gráfico da permeabilidade versus o raios gama ($K \times RG$) ($\rho_{K \times RG} = -0,37$).

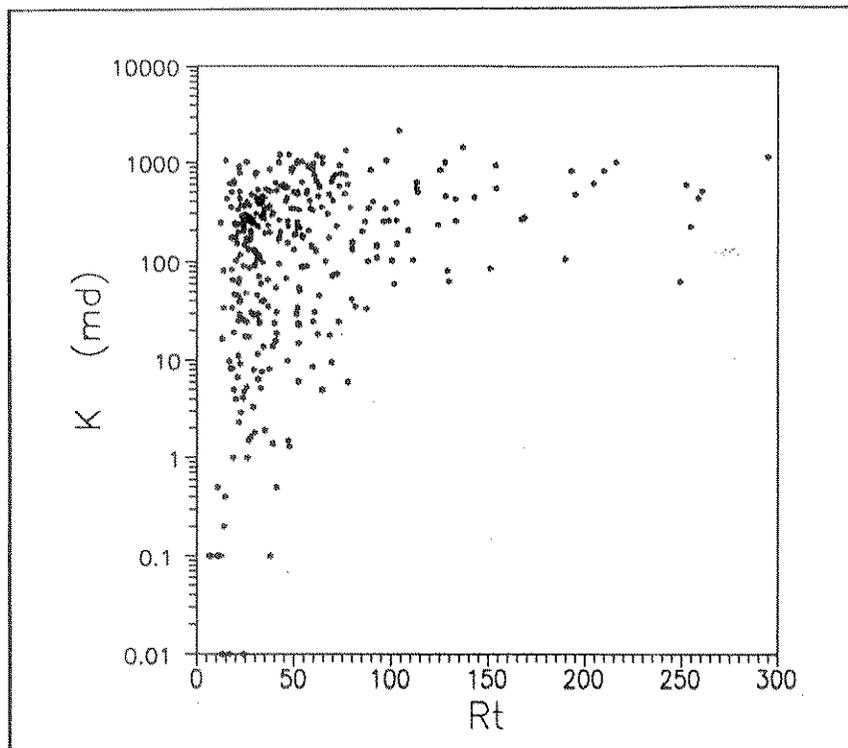


Fig. 4.14 - Gráfico da permeabilidade versus a resistividade ($K \times Rt$) ($\rho_{K \times Rt} = 0,31$).

pontual; 5) regressão entre medidas indiretas (perfis) e diretas (permeabilidade); e, 6) fatores que influenciam a permeabilidade mas que não são captados pelos perfis.

Além disso, até mesmo a porosidade medida em plugues de testemunho, muitas vezes não apresenta correlação com a permeabilidade petrofísica. O reservatório em estudo pode ser citado como um exemplo de baixa correlação entre a permeabilidade e a porosidade obtidas em plugues de testemunho (Fig. 4.15).

Estudos realizados através de analisador de imagens mostraram que o tamanho das gargantas dos poros influencia a permeabilidade. Para um mesma porosidade, a permeabilidade aumenta em consonância com a expansão das gargantas (Anjos *et alii*, 1993). Esta é uma das razões que explica, pelo menos parcialmente, a baixa correlação entre a permeabilidade e a porosidade encontrada em muitos reservatórios de petróleo.

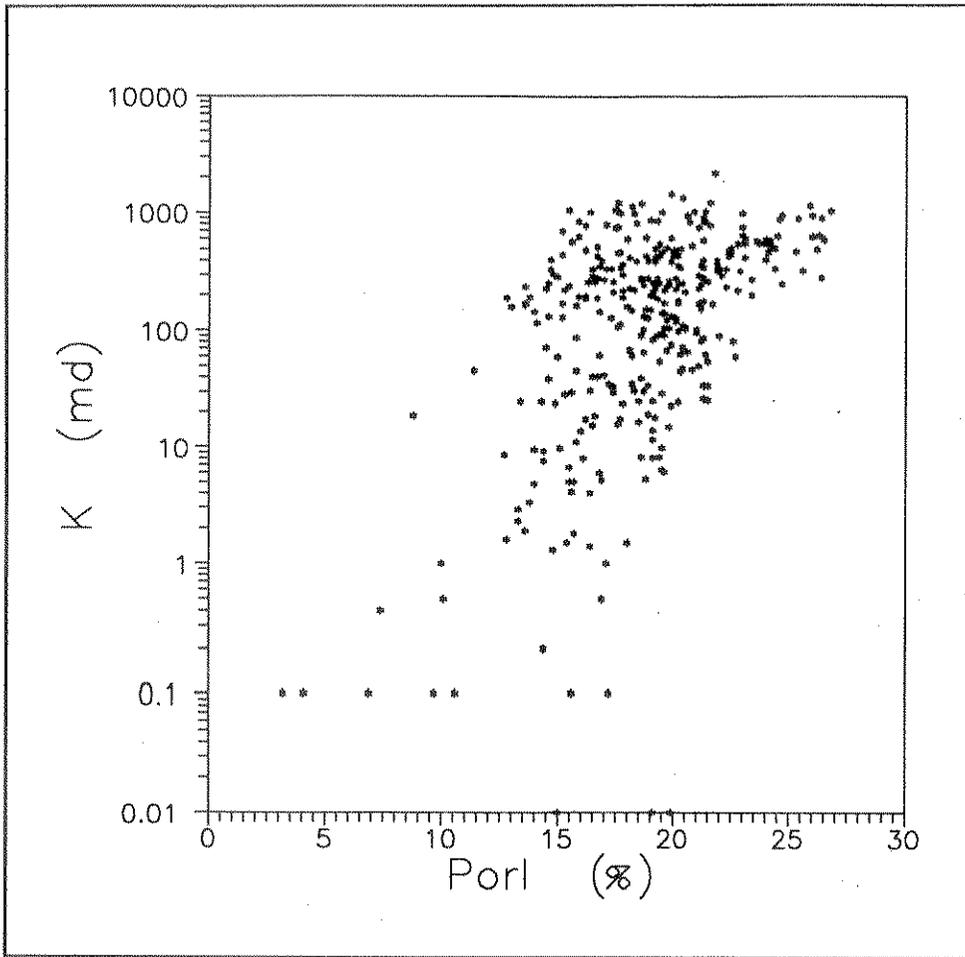


Fig. 4.15 - Gráfico da permeabilidade versus a porosidade obtida em testemunho (K x Porl) ($\rho_{K \times Porl} = 0,39$).

Capítulo V

O RESERVATÓRIO

V.1 - INTERVALOS DE QUALIDADE DA ROCHA-RESERVATÓRIO

A qualidade da rocha-reservatório foi analisada com base na permeabilidade, na porosidade e nos tipos de indícios de petróleo. Para este estudo os testemunhos foram divididos em intervalos de acordo com o tipo de impregnações de óleo presente. Quatro grupos principais com características mais ou menos uniformes de impregnações foram definidos a partir das descrições dos testemunhos:

1) Arenitos saturados com óleo contendo mais de 90% de sua extensão manchada por óleo castanho, em geral apresentando fluorescência total e corte imediato radial.

2) Arenitos subsaturados manchados de óleo entre 50 e 90% de sua extensão, em geral com fluorescência esparsa/total e corte imediato/moderado radial.

3) Arenitos subsaturados contendo entre 10 e 50% de sua superfície manchada por petróleo castanho, normalmente apresentando fluorescência esparsa e corte moderado/imediato radial.

4) Arenitos e conglomerados sem indícios de petróleo ou com manchas pontuais (< 10%), sem fluorescência ou com fluorescência pontual.

Esses quatro tipos de impregnações foram relacionados às litofácies e aos valores da permeabilidade e da porosidade obtidos em plugues de testemunhos.

O gráfico de permeabilidade *versus* a porosidade, contendo no 3º eixo os quatro tipos de impregnações, permitiu que fossem traçados os valores limites da permeabilidade para cada um dos quatro intervalos de qualidade da rocha-reservatório (Fig. 5.1).

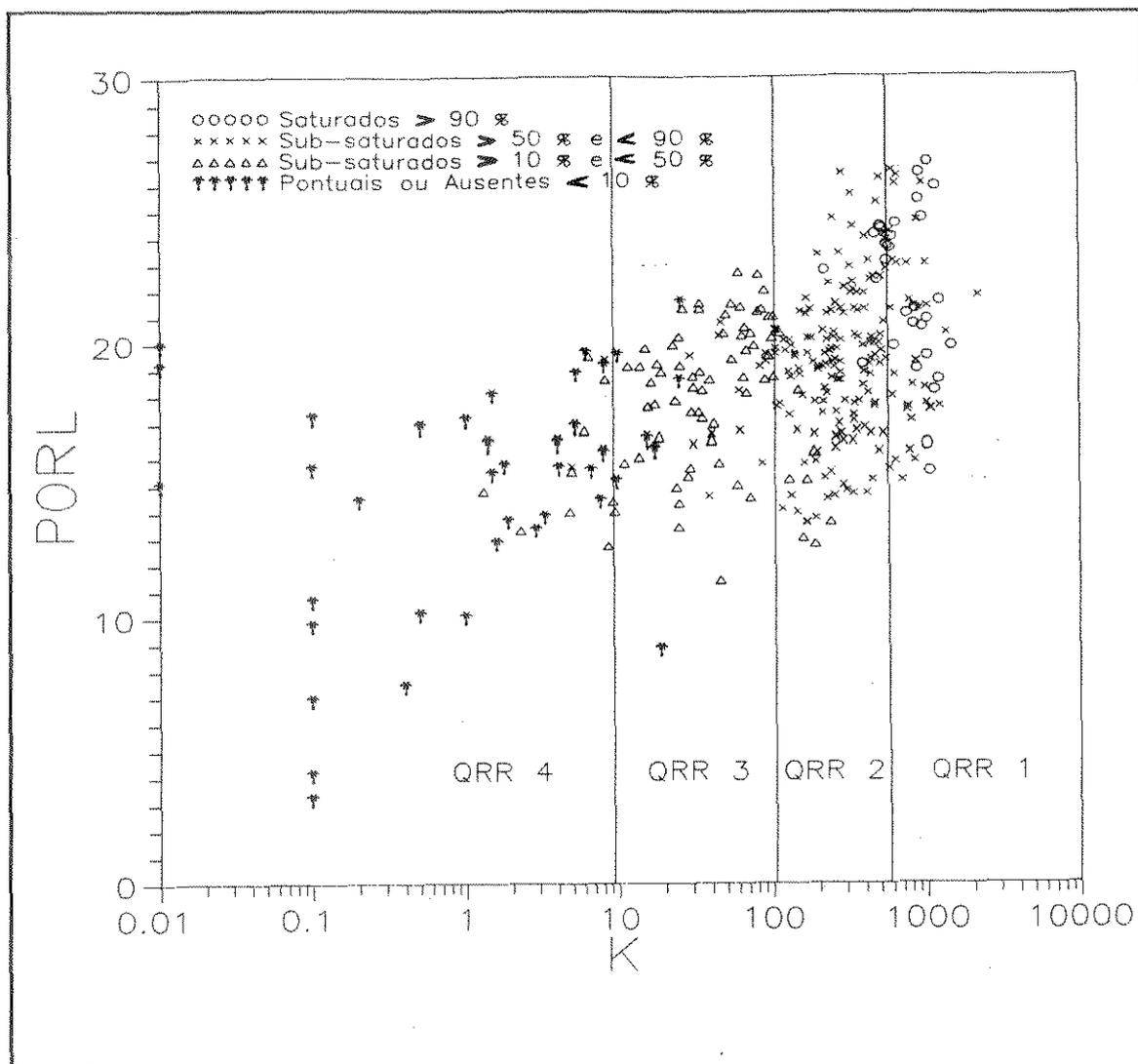


Fig. 5.1 - Intervalos de qualidade da rocha-reservatório obtidos com base nos tipos de impregnações de petróleo, na permeabilidade e na porosidade.

A Tabela 5.1 além de resumir estes intervalos de qualidade, seus tipos de impregnações predominantes e os valores de permeabilidade que limitam os intervalos, apresenta também as eletrofácies e, por conseguinte, as litofácies que estão presentes em cada intervalo de qualidade da rocha-reservatório.

Interv. Qualidade Rocha-Reserv.	Tipos de impregnações	Limites de K (md)	Eletro- fácies
QRR - 1	saturados (> 90%)	$K \geq 600$	I e II
QRR - 2	subsaturados (50 a 90%)	$100 \leq K < 600$	II, I e III
QRR - 3	subsaturados (10 a 50%)	$10 \leq K < 100$	III e II'
QRR-4	ausentes/ pontuais	$K < 10$	IV, III'' e II'
II' - Algumas zonas da litofácies AmXA com cimento calcífero. III'' - Depósitos de fundo de canal da litofácies CAMc com alto teor de intraclastos argilosos e de cimento calcífero.			

Tab. 5.1 - Intervalos de qualidade da rocha-reservatório, tipos de impregnações principais, limites de permeabilidade e relação com as eletrofácies.

Os arenitos eólicos da eletrofácies I que apresentam as melhores características de permo-porosidade do reservatório estudado são compostos por rochas-reservatório de qualidade QRR-1 e QRR-2, que são as melhores do campo (Fig. 5.2). Os arenitos fluviais médios a grossos da eletrofácies II (litofácies AmXA), que são os mais permo-porosos da seção fluvial predominam no intervalo de qualidade QRR-2. Algumas porções cimentadas desta eletrofácies foram classificadas como rochas não-reservatório ou como pertencentes a qualidade QRR-3, a depender do grau de cimento calcífero e silicoso (Fig. 5.2). Os arenitos de granulometria fina da eletrofácies III (litofácies AfXT) predominam no intervalo de qualidade QRR-3 e subordinadamente ocorrem também na QRR-2. Os conglomerados desta eletrofácies e as zonas com poros desconectados e isolados foram classificados como rochas não-reservatório (Fig. 5.2). Os arenitos muito finos e siltitos da eletrofácies IV (litofácies AmFLXC e FSAmf), com predomínio de poros isolados, em geral não formam rochas-

reservatório e pertencem a qualidade QRR-4. Algumas zonas desta litofácies com desenvolvimento da porosidade apresenta qualidade QRR-3 (Fig. 5.2).

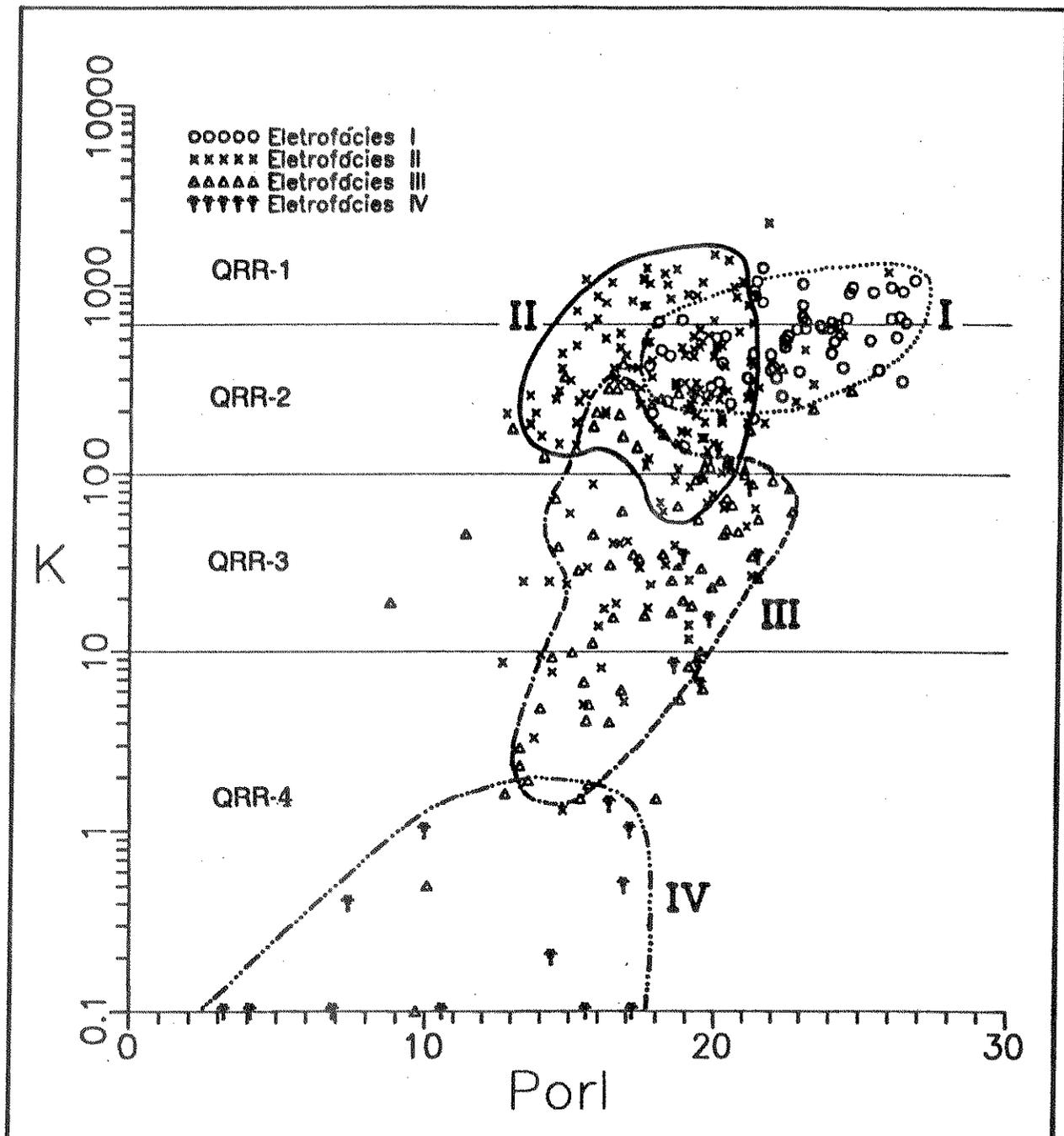


Fig. 5.2 - Distribuição da permeabilidade e da porosidade de cada eletrofácies e distribuição destas dentro dos intervalos de qualidade da rocha-reservatório.

Através das litofácies representadas na Figura 3.4 pode-se ter uma idéia da disposição dos intervalos de qualidade da rocha-reservatório. Em geral os arenitos médios a grossos apresentam-se saturados por óleo (litofácies AmXA).

As percentagens de ocorrência dos quatro intervalos de qualidade da rocha-reservatório nos poços testemunhados encontram-se no histograma da Figura 5.3.

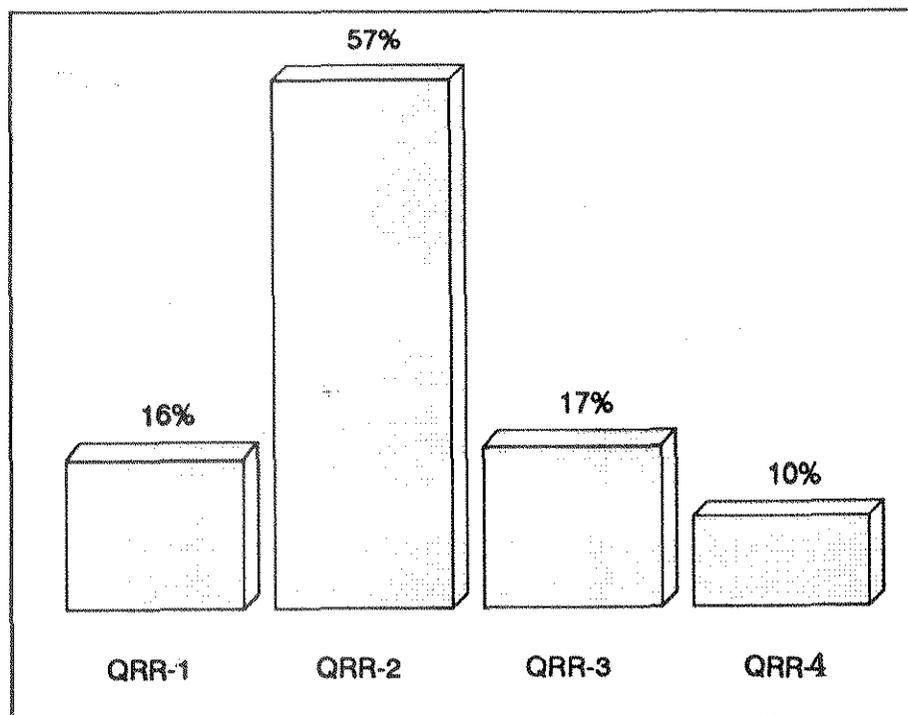


Fig. 5.3 - Distribuição percentual dos intervalos de qualidade da rocha-reservatório.

A qualidade da rocha-reservatório também pode ser analisada a partir de curvas de pressão capilar. Para este estudo de comparação relativa da qualidade foram selecionadas as curvas de pressão capilar, cujos valores de porosidade e permeabilidade dos plugues se aproximavam da média da litofácies à qual a amostra pertence. Assim, três curvas de pressão capilar medidas em plugues foram escolhidas (Fig. 5.4).

A análise destas curvas de pressão capilar revela que as melhores rochas-reservatório do campo estudado pertencem aos arenitos eólicos (litofácies AfmXT), os quais apresentam gargantas de poros de dimensões maiores que as demais

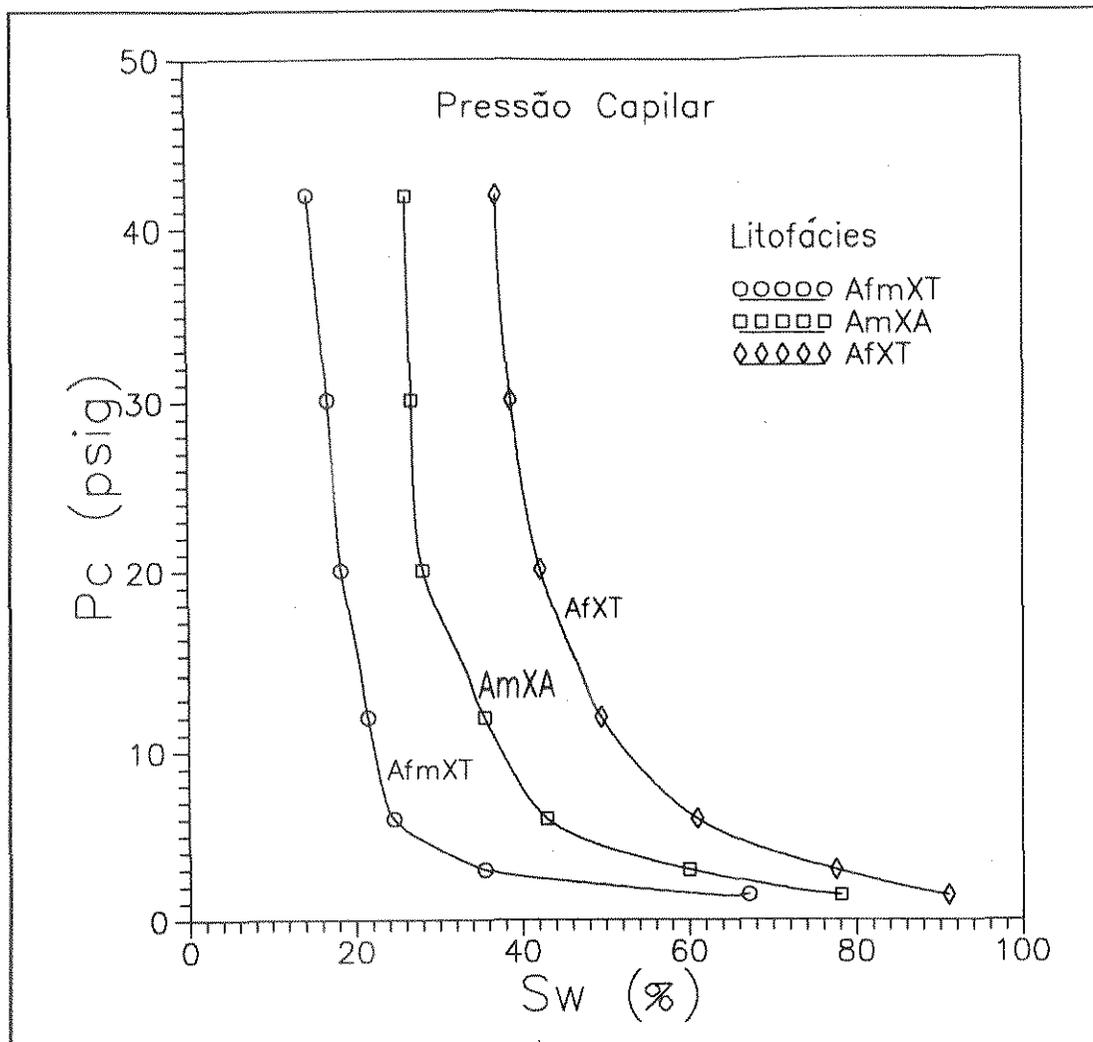


Fig. 5.4 - Curvas de pressão capilar das litofácies AfmXT, AmXA e AfXT.

litofácies (Fig. 5.4). Dentre os arenitos fluviais os da litofácies AmXA são, em média, os que apresentam os maiores diâmetros de gargantas. Os arenitos da litofácies AfXT apresentam menor qualidade relativa (Fig. 5.4).

Também as análises petrofísicas informam sobre a qualidade da rocha-reservatório. A porosidade nos arenitos eólicos em geral é superior a dos arenitos fluviais (Tabs. 4.7 e 4.9). A média é de 22,5 % enquanto nos arenitos fluviais é de 17,4%. Mesmo a melhor eletrofácies fluvial (II) apresenta porosidade média (18,4%) inferior aos sedimentos eólicos (22,5%). As eletrofácies III e IV possuem porosidades médias de 17,6 % e 15,1 %, respectivamente (Tab. 4.9).

Também a permeabilidade média dos arenitos eólicos (537,8 md) é superior à dos arenitos fluviais (243,3 md), atestando a sua melhor qualidade em termos de rocha-reservatório (Tabs. 4.7 e 4.8). A melhor litofácies fluvial (AmXA) apresenta $K_m = 388,3$ md (Tab. 4.7).

V.2 - CONTROLES DA QUALIDADE DO RESERVATÓRIO

A qualidade do reservatório estudado é controlada pelo ambiente deposicional e pelos eventos diagenéticos que moldaram o espaço poroso. A porosidade foi reduzida por efeitos da compactação, cimentação silicosa, calcífera e argilosa, e foi ampliada pela dissolução de cimentos e das bordas de grãos. De modo geral a permeabilidade é controlada pela textura, principalmente pela granulometria e secundariamente pela diagênese.

Em termos globais o reservatório I no campo estudado apresenta boas características como rocha-reservatório. É formado em sua maioria por rochas porosas, permeáveis e relativamente contínuas lateralmente. As camadas impermeáveis ou de baixa permeabilidade, em geral são descontínuas, delgadas e de extensão lateral restrita (Fig. 3.4).

A boa continuidade lateral dos sedimentos permeáveis permite que estes depósitos se interconectem por sobre todo o campo formando um reservatório único (Fig. 3.4), pois apresentam um mesmo sistema de pressão e um só contato óleo/água.

Os arenitos eólicos constituem-se nas melhores rochas-reservatório do campo. Estes sedimentos apresentam as melhores porosidade e permeabilidade, as menores argilosidades e teores de cimento, são os menos heterogêneos e formam

corpos porosos, permeáveis, e normalmente contínuos (Fig. 3.4). Os depósitos de dunas apresentam a mais alta qualidade entre os sedimentos eólicos (Thomson & Stancliffe, 1990).

Os sedimentos do intervalo fluvial apresentam qualidade inferior principalmente em razão de possuírem uma grande diversidade de camadas empilhadas na vertical, incluindo as rochas de baixa permeabilidade e as não-reservatório. Em geral as camadas de baixa permeabilidade são delgadas e lateralmente descontínuas (Fig. 3.4).

As melhores rochas-reservatório do sistema fluvial são constituídas pelos arenitos médios a grossos das litofácies AmXA que compõem a eletrofácies II (Fig. 3.4), os quais apresentam as melhores características de permo-porosidade dentre os sedimentos fluviais. Com qualidade inferior observa-se a litofácies de granulometria fina AfXT, que compõem a eletrofácies III. Estes sedimentos possuem valores de permo-porosidade menores, e percentagens de cimento e de argila levemente mais elevadas que os anteriores, não sendo em grande parte rocha-reservatório (Fig. 3.4). Os arenitos muito finos das litofácies AmfLXC e FSAmf juntamente com os depósitos de fundo de canal CAmc, face a baixa permo-porosidade e a elevada argilosidade, em geral não formam rochas armazenadoras de petróleo (Fig. 3.4).

V.3 - ESCALAS DE HETEROGENEIDADES

A heterogeneidade é um dos principais fatores responsáveis pela baixa recuperação de óleo apresentada por um grande número de campos de petróleo. A heterogeneidade afeta a distribuição e o fluxo de fluidos no interior dos reservatórios

com reflexos na produção de óleo. Aumentar o fator de recuperação dos reservatórios é um dos principais desafios da indústria de petróleo (Okada *et alii*, 1993). O estudo das heterogeneidades presentes nos reservatórios é uma etapa fundamental para se alcançar este objetivo.

Nos reservatórios de petróleo é comum ocorrerem vários tipos e escalas de heterogeneidades em variados graus de intensidade. Weber (1986) descreve as diversas escalas, desde a microscópica até a de campo (Fig. 5.5).

O tipo e o grau das heterogeneidades presentes no reservatório estudado é função do ambiente deposicional, da diagênese e da tectônica.

No campo estudado as maiores escalas de heterogeneidades (gigascópicas) são formadas pelas variações na espessura do reservatório, principalmente as variações na espessura da seção eólica (Fig. 3.4), e pelas falhas existentes, principalmente as que limitam o campo.

Na escala entre poços (megascópica) a principal heterogeneidade é representada pelas camadas de rochas não-reservatório e de baixa permeabilidade, e em menor proporção pela distribuição lateral das demais litofácies. Estas camadas produzem súbitas mudanças litológicas com freqüentes truncamentos e variações abruptas na composição, granulometria e estruturas sedimentares, as quais afetam a porosidade e a permeabilidade (Fig. 3.4). Estas camadas formam barreiras locais à movimentação dos fluidos, e reduzem a permeabilidade vertical.

As barreiras provocadas pelas camadas não-reservatório têm importância relativa maior na seção fluvial onde ocorrem com maior freqüência, devendo se constituir numa das principais heterogeneidades deste intervalo (Fig. 3.4). Estas camadas não foram observadas na seção eólica, embora possam ocorrer ao

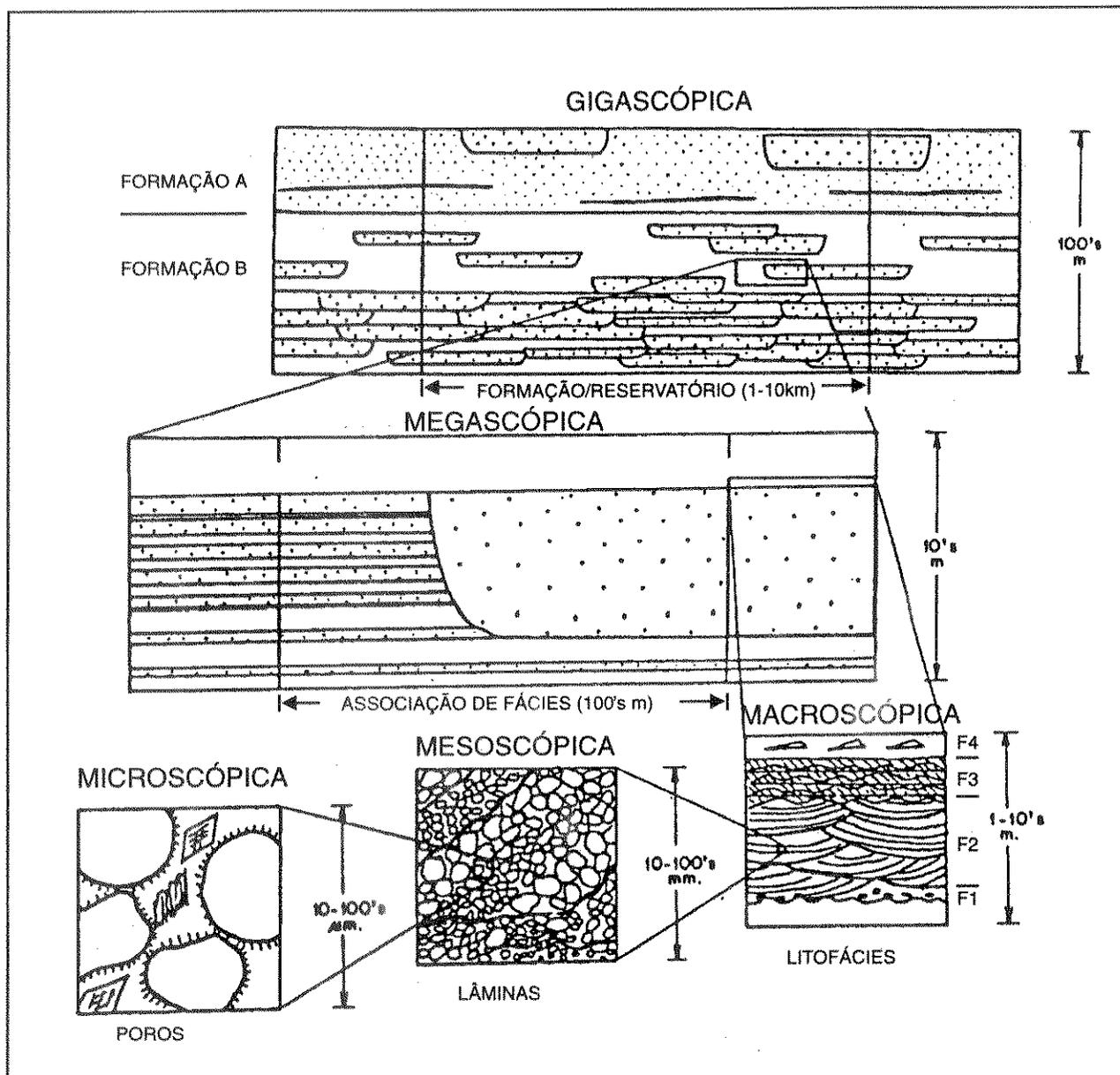


Fig. 5.5 - Escalas de heterogeneidades (adaptado de Pettijohn, 1973; in Weber, 1986).

longo do campo, principalmente se for constatado a presença de sedimentos de interdunas.

Estas barreiras podem ser benéficas à drenagem do reservatório se localizadas próximas ao contato óleo/água, onde podem retardar ou inibir a formação de cone d'água nos poços. Contudo, no campo estudado este efeito não deve ser pronunciado face a inclinação do reservatório.

Os canais permeáveis são mais comuns nos sedimentos fluviais devido a recorrência das litofácies na vertical e a diagênese mais intensa. Este tipo de heterogeneidade favorece o fluxo dos fluidos.

Na escala de poço (macroscópica) a principal heterogeneidade refere-se a recorrência das litofácies no empilhamento vertical das camadas. Esta recorrência em geral forma descontinuidades na permeabilidade vertical.

As estratificações sedimentares são outro tipo de heterogeneidade desta escala, estando presentes nos sedimentos fluviais, os quais apresentam uma grande diversidade de estruturas sedimentares, e nos eólicos que contém os conjuntos de estratificações.

Os sedimentos eólicos apresentam ainda súbitos truncamentos angulares dos conjuntos de estratificações plano-paralelas, muito embora seu efeito possa ser pequeno, por serem mais raras.

Na escala de lâmina/testemunho (mesoscópica) os níveis de cimentação calcífera formam heterogeneidades no reservatório. Estas ocorrem preferencialmente nos depósitos de fundo de canal ou sobre as superfícies de erosão. Normalmente apresentam extensão limitada (Fig. 3.4), e nestas áreas reduzem a permeabilidade vertical.

Na escala de poros (microscópica) são observadas as seguintes heterogeneidades que afetam o fluxo de fluidos no meio porosos: cimentação silicosa, cimentação calcífera, cimentação argilosa e dissolução de cimentos e grãos. Estes últimos com influência positiva sobre a drenagem do reservatório. A porosidade intragranular e a microporosidade não devem contribuir para o fluxo de óleo devido as suas pequenas percentagens e ao pequeno diâmetro dos seus poros. O cimento

silicoso foi o que mais afetou a permeabilidade por sua tendência em crescer tamponando as gargantas dos poros (Menezes, 1990). As pontes de argilas de illita podem reduzir a qualidade do reservatório, caso elas se soltem das paredes dos grãos e passem a migrar através da corrente de fluxo até alcançarem as gargantas menores, onde poderão bloquear a passagem do fluido influenciando na drenagem do reservatório (Menezes, 1990).

A diagênese afetou os sedimentos das seções eólica e fluvial de modo semelhante, mas com diferentes intensidades. A diagênese foi menos pronunciada nos sedimentos eólicos provavelmente por estes serem composicionalmente mais homogêneos que os fluviais.

V.4 - CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS

As análises realizadas revelaram que o petróleo do reservatório estudado possui alto teor de parafina, em média 26 %. Essa é uma característica dos óleos gerados na Bacia do Recôncavo. Segundo Sanches & Rivas (1993) o alto teor de parafina destes óleos tem origem no tipo da matéria orgânica geradora - continental com predomínio de algas lacustres (tipo I).

Os reservatórios com alto teor de parafina poderão apresentar problemas de mobilidade do óleo caso a temperatura do reservatório esteja próxima ou abaixo do ponto de névoa. O ponto de névoa de um óleo é definido como o ponto no qual o fluido se torna tão saturado em parafinas que começa a se formar no seu interior pequenos cristais de parafina. A temperatura é um dos principais parâmetros que controlam a cristalização de parafinas.

Num reservatório com temperatura acima do ponto de névoa e termodinamicamente equilibrado as parafinas encontram-se na fase líquida. Quando este equilíbrio é rompido e a temperatura cai para valores próximos do ponto de névoa, a parafina começa a se cristalizar e a se aglutinar em pequenos cristais dentro do próprio óleo (Sanches, 1991). Se a temperatura continuar a cair abaixo do ponto de névoa, os pequenos cristais de parafina começam a crescer e a se aglutinarem formando uma rede de cristais gradualmente mais densa, até atingir o ponto de fluidez, que é definido como a temperatura na qual o óleo começa a fluir. Abaixo desta temperatura o petróleo torna-se imóvel porque ocorre a formação de uma densa rede de cristais de parafina, a qual trapeia em seus interstícios a porção fluida do óleo. Isto faz com que a viscosidade do óleo aumente a valores tão altos que este praticamente torna-se um sólido (Sanches, 1991).

A precipitação de parafinas pode ocasionar problemas diversos na mobilidade dos fluidos do reservatório, que vão desde restrições nas instalações do poço e/ou de superfície até o tamponamento do meio poroso, seja ao redor do poço ou no interior do próprio reservatório. No caso de dano por precipitação de parafinas ao redor do poço, este pode ser removido com aquecimento através de SGN/Emulsão (Sanches & Rivas, 1993), ou por fraturamento de pouca extensão. Entretanto, no caso de precipitação de parafinas no interior do reservatório estamos diante de um dano profundo de difícil remoção.

A presença da parafina no óleo por si só é um fator que pode causar problemas de mobilidade dos fluidos nos reservatórios com baixa temperatura. O alto teor de parafina tem o agravante de aumentar a temperatura dos pontos de névoa e de fluidez, o que permite a precipitação da parafina a temperatura mais elevadas.

Apesar de nem sempre serem estudadas, as variações nas propriedades dos fluidos (principalmente aquelas com influência sobre a produtividade dos campos), deveriam ser abordadas como sendo também um tipo de heterogeneidade - uma heterogeneidade do fluido. Um bom exemplo deste tipo de heterogeneidade são as zonas de óleo não-móvel presente em grande número de campos de petróleo. Este tipo de heterogeneidade limita uma região não produtiva no reservatório, a qual, em geral é objeto de estudos visando a sua identificação, mapeamento e cubagem. Weber (1986) cita que variações na viscosidade do óleo e na distribuição de óleo residual em campos de petróleo, também devem ser consideradas como heterogeneidades do reservatório.

A análise do comportamento da pressão e da vazão do reservatório estudado ao longo do tempo de produção, revela características anômalas em determinadas regiões do reservatório, as quais podem ser relacionadas à qualidade do seu óleo, conforme será relatado nos próximos tópicos.

V.5 - COMPORTAMENTO DA PRESSÃO AO LONGO DO TEMPO

O comportamento da pressão do reservatório ao longo do tempo de produção, como era de se esperar, é de queda, o que é um reflexo da contínua produção de petróleo do campo. Entretanto, os registros de pressão ao longo do tempo mostram uma nuvem de pontos dispersos (Fig. 5.6). Este gráfico não mostra uma tendência definida no comportamento da pressão, o que revela que do ponto de vista da produção este campo difere dos padrões normais de transmissão da queda da pressão através do reservatório. As pressões relatadas nesta dissertação estão

referenciadas ao datum -380 metros.

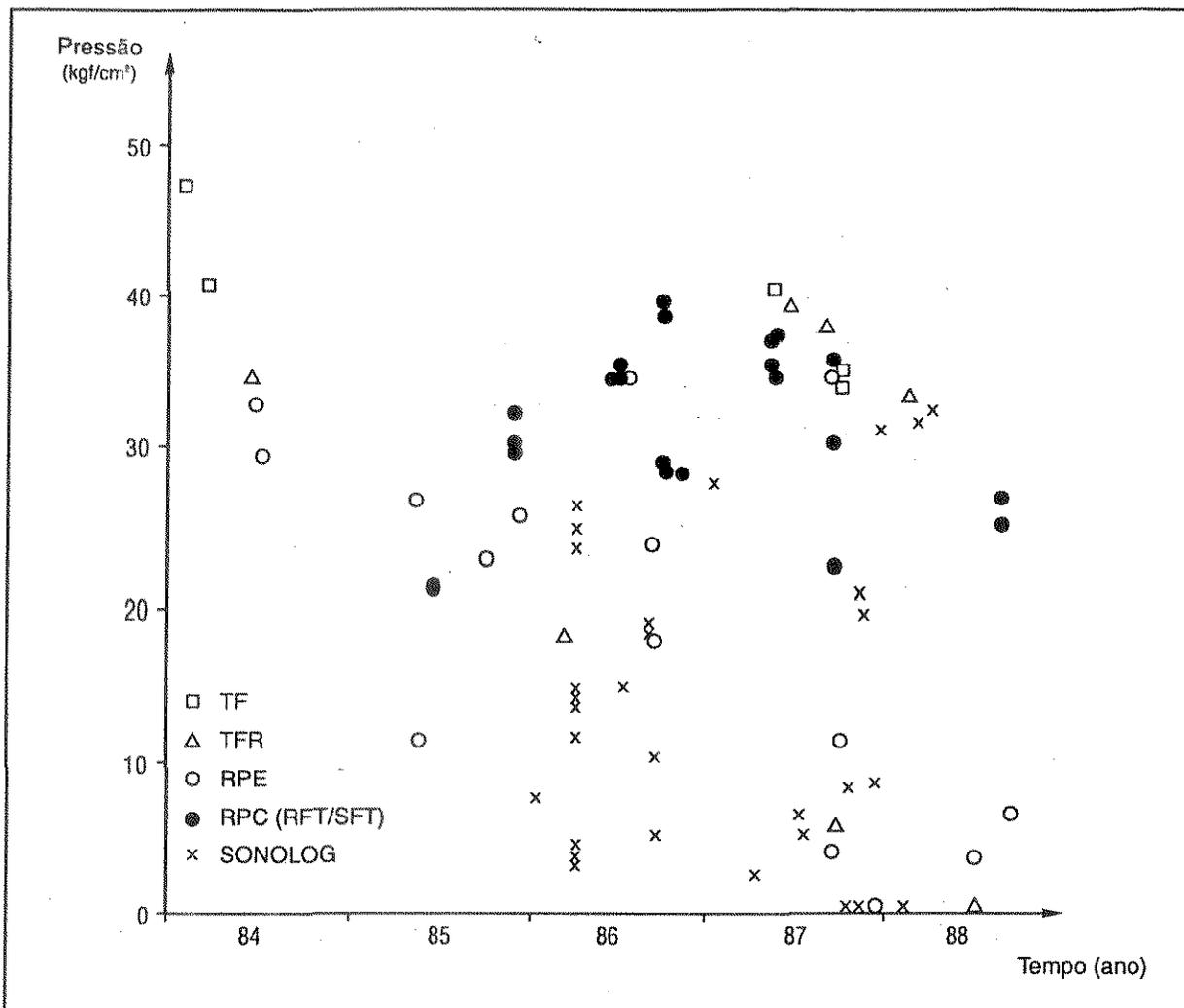


Fig. 5.6 - Gráfico da distribuição da pressão com o tempo contendo os registros de pressão do bloco estudado (datum a -380m).

Esclareça-se que não há no reservatório estudado nenhum mecanismo de manutenção da pressão por meios artificiais ou naturais que justifique as variações de pressão observadas nestes registros. A pressão original na época da descoberta era de 47,5 Kgf/cm² no datum, e a pressão de saturação um pouco superior a 20 Kgf/cm².

O estudo dos registros de pressão de cada poço individualmente revelou que estes apresentam variações bruscas da pressão ao longo do tempo, o que é

incompatível com o mecanismo de produção natural em questão. Constatou-se que os registros que causam as variações bruscas foram obtidos através do método Sonolog¹, os quais mostraram-se discrepantes em relação as pressões medidas por outros métodos de maior precisão (TF, TFR, RPE e RPC). Em vista disso, os registros de Sonolog foram desconsiderados para efeitos deste estudo.

Para a análise do comportamento da pressão com o tempo, foi então construído um gráfico só com as pressões medidas através das ferramentas de TF, TFR, RPE e RPC (Fig. 5.7). Com o simples objetivo de aclarar este gráfico, uniu-se os registros obtidos num mesmo poço através de linhas contínuas. Convém salientar que estas linhas não tem nenhum sentido interpretativo com respeito ao comportamento da pressão ao longo do tempo.

Neste gráfico identifica-se uma tendência de queda nos registros de pressão de cada poço. Também observa-se alguns agrupamentos de poços que apresentam comportamentos de pressão semelhantes ao longo do tempo. Com base neste gráfico pode-se definir pelo menos quatro agrupamentos principais nos registros, os quais foram identificados na Figura 5.7 como as regiões A, B, C e D.

A fim de avaliar espacialmente o comportamento da pressão no campo, os poços de cada uma das quatro regiões identificadas na Figura 5.7, foram transferidos para o mapa estrutural do topo do reservatório. Este mapa mostrou que os poços de cada região de pressão se agruparam em determinadas áreas do campo (Fig. 5.8). Estas áreas representam então regiões com diferentes níveis de pressão. De

¹ Método indireto de medição de pressão através da emissão de som dentro do espaço anular e sua reflexão na interface do fluido no poço. Método sujeito a erros, principalmente se ocorrer espuma acima do fluido.

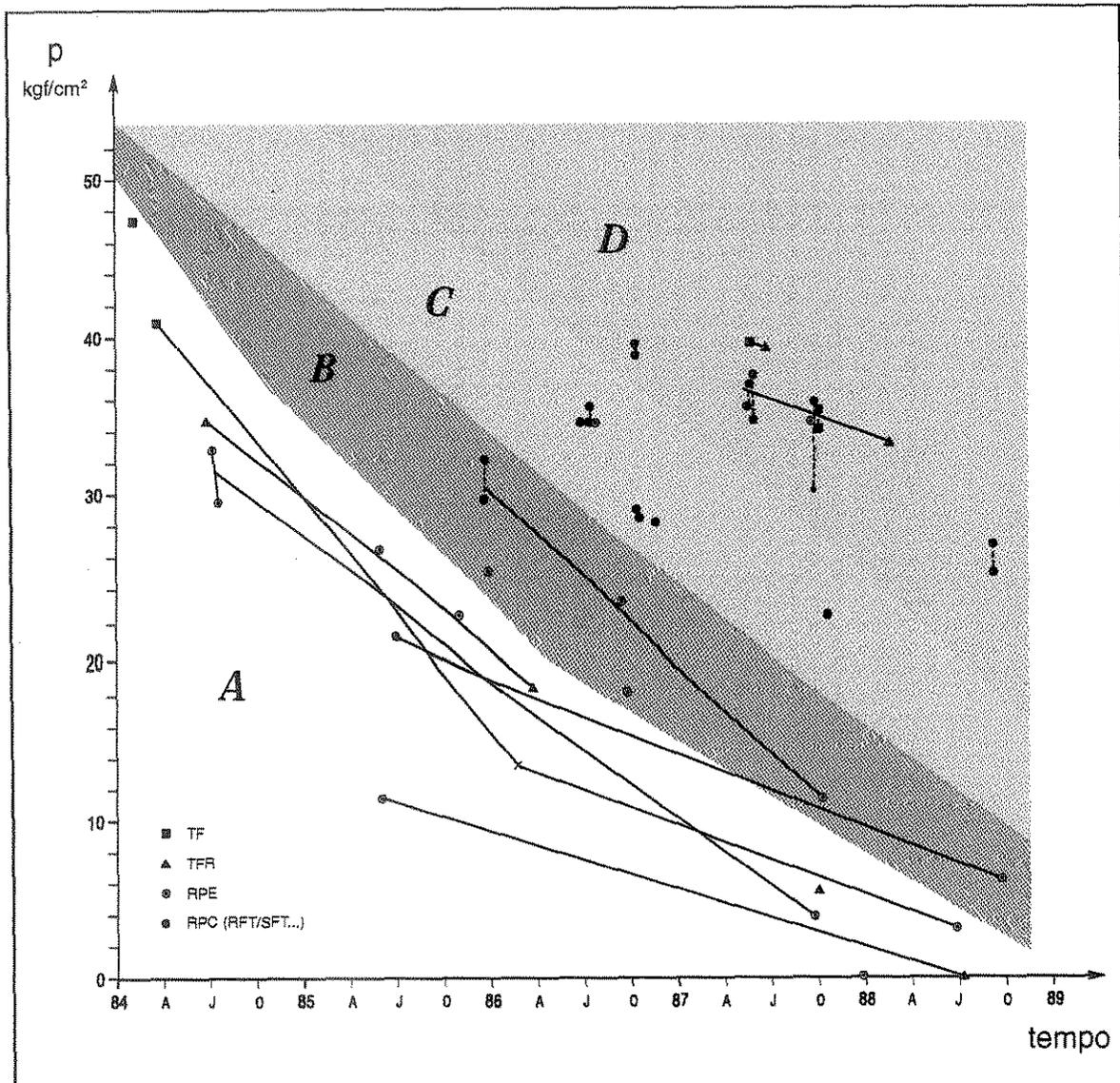


Fig. 5.7 - Distribuição da pressão do reservatório ao longo do tempo de produção (datum = -380m).

maneira geral as regiões de pressão acompanham as linhas do contorno estrutural do topo do reservatório (Fig. 5.8), o que indica que as regiões de pressão são controladas pela estrutura do reservatório.

Disso se conclui que as pressões no reservatório estudado não se distribuem de maneira aleatória através do campo, conforme as impressões iniciais e sim identificam regiões com fases de depleção distintas.

A análise do comportamento do reservatório só com base na pressão

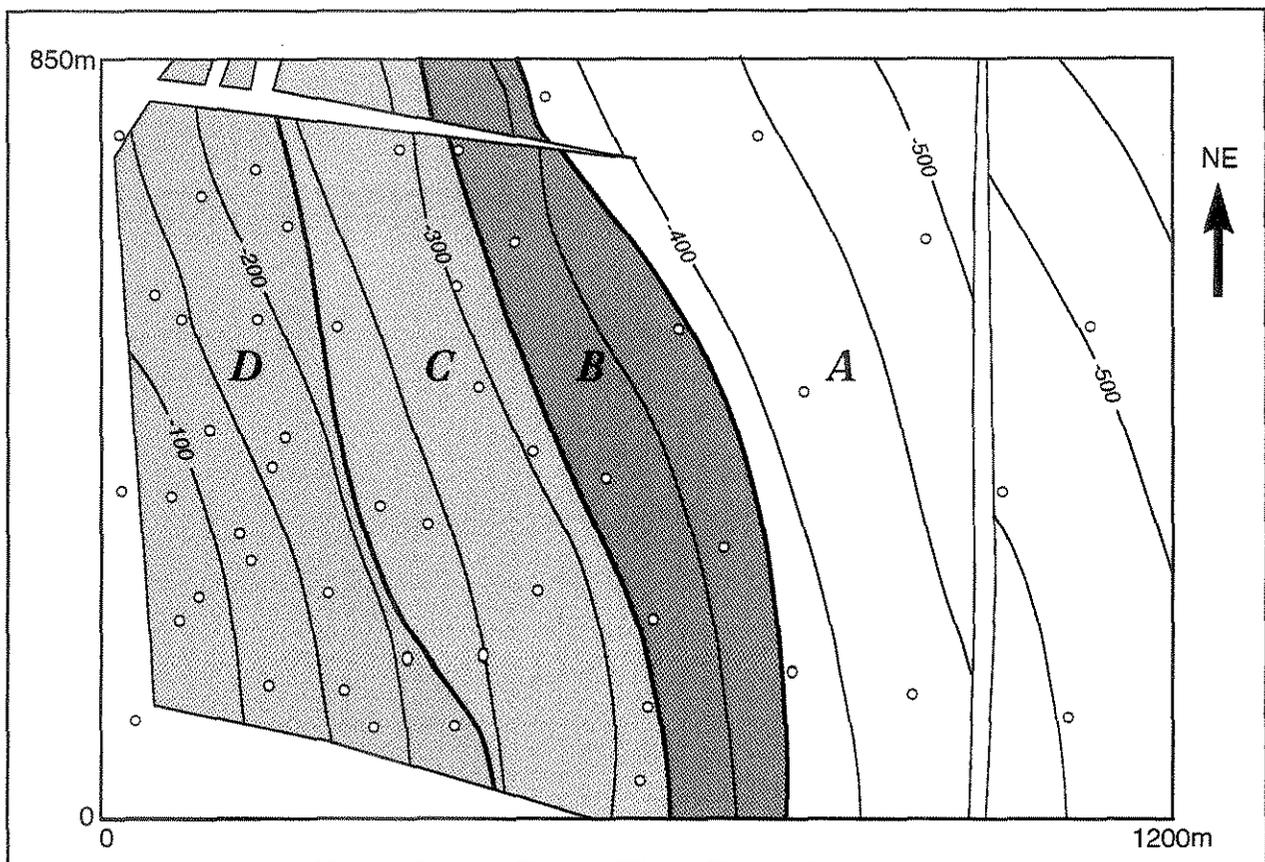


Fig. 5.8 - Mapa estrutural do topo do reservatório I contendo as quatro regiões de pressão (composto a partir do mapa estrutural contornado por Michelli, J.A.S, RIP).

pode resultar em conclusões incorretas quanto a existência de possíveis barreiras de transmissibilidade. A complexidade dos registros de pressão mostrada nos gráficos 5.6 e 5.7 é aparente. Na realidade os registros de pressão plotados estão sob a influência de variações que ocorrem na qualidade do óleo do reservatório e que provocam problemas de baixa transmissibilidade do fluido em algumas partes do reservatório. A análise desta influência do fluido será descrita nos próximos tópicos. No caso do reservatório estudado, a análise da pressão em conjunto com outros dados, principalmente com a vazão, a temperatura, a profundidade, o ponto de névoa e o ponto de fluidez do óleo, fornece subsídios para uma interpretação mais segura do comportamento do reservatório.

V.6 - COMPORTAMENTO DA VAZÃO AO LONGO DO TEMPO

Após obter-se as quatro "regiões de pressão" citadas no item anterior e com o objetivo de se analisar o comportamento da produção², foi feito o gráfico da vazão média efetiva de óleo *versus* o tempo de produção de cada poço (Fig. 5.9). Com a intenção de facilitar a comparação visual entre os gráficos de pressão e de vazão, a cor da região de pressão em que se encontra cada poço foi mantida nas linhas das vazões médias plotadas (Fig. 5.9).

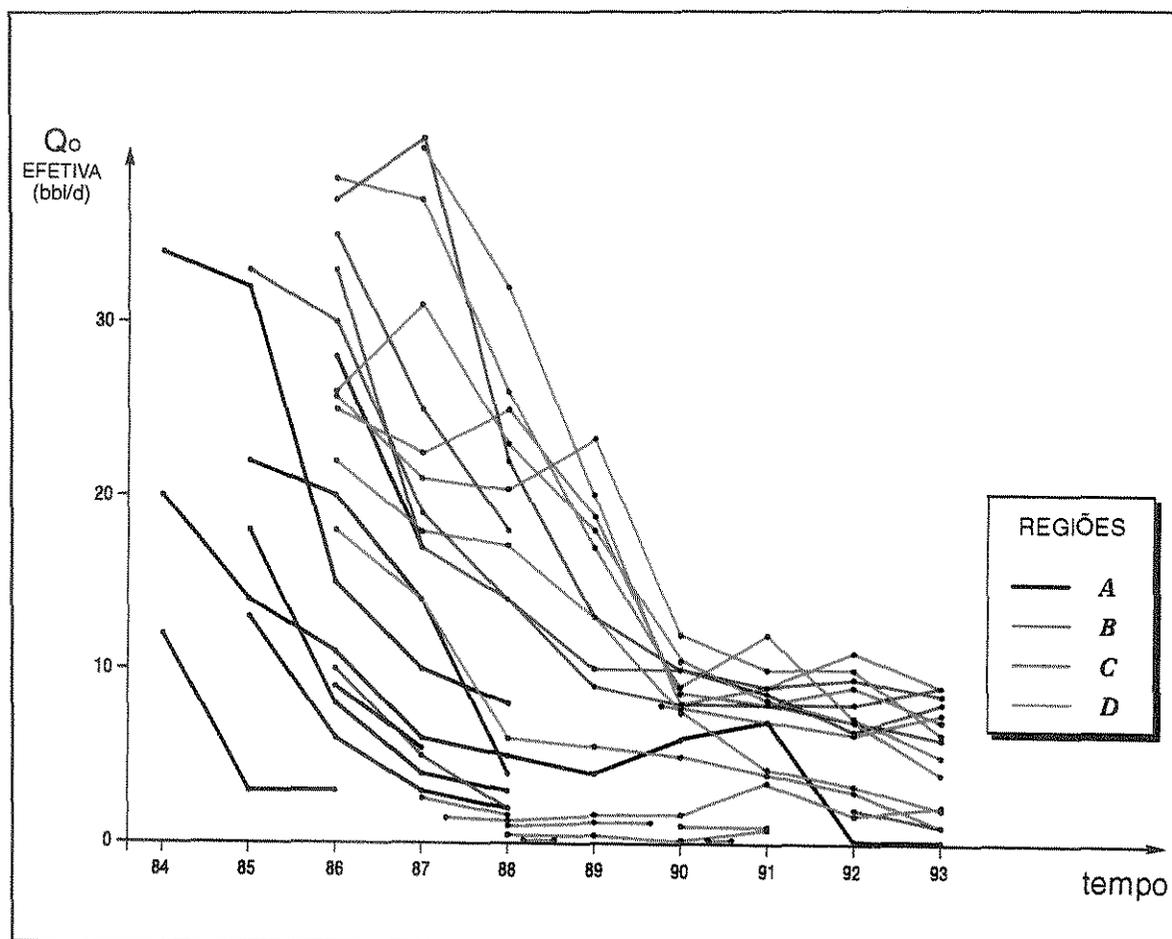


Fig. 5.9 - Vazões médias anuais de óleo dos poços mostrando o comportamento da produção ao longo do tempo.

² A produção de água do campo estudado é desprezível.

A análise global deste gráfico revela que em geral os poços do campo estudado apresentam uma queda acentuada na vazão durante os primeiros anos de produção, passando a seguir para uma tendência de queda mais suave. Em geral isto ocorre por volta do 3º ao 5º ano após o início da produção do poço.

Vale aqui ressaltar que o desenvolvimento deste campo não seguiu o procedimento normal de delimitação da jazida a partir de poços de extensão e posterior perfuração da malha de desenvolvimento. Devido ao seu limitado tamanho, no campo estudado não foram realizados poços de extensão e os poços de desenvolvimento foram sendo perfurados a partir do poço descobridor até os limites do campo. Assim, como o poço descobridor está localizado na região A, esta foi a primeira região a ser perfurada e a primeira a ser colocada em produção (Fig. 5.7 - A). Em seguida foram perfurados e completados os poços das regiões B, C e por último os da região D.

Sem pretender entrar nos méritos operacionais de produção, e num aspecto geral, observa-se que o comportamento de vazão dos poços pode ser agrupado em pelo menos três regiões, as regiões C-B, A e D. A grosso modo as maiores vazões foram obtidas nos poços situados na região C-B (Fig. 5.9 - linhas verdes e vermelhas), em seguida vem os poços da região A (Fig. 5.9 - linhas pretas). Os poços da região D apresentam-se anômalos em relação aos das demais regiões, pois produzem com vazões bastante inferiores e apresentam curto período de vida útil, sendo então desativados por baixa produção (Fig. 5.9 - linhas azuis).

Assim, a análise conjunta dos dados de pressão e de vazão revela que há uma certa uniformidade de comportamento entre as regiões A, B e C. Nestas regiões quanto maior o tempo de produção maior é a depleção e menor é a vazão dos

poços. Os poços da região D, entretanto, apresentam comportamento de vazão e pressão bastante discrepantes em relação as demais regiões.

Lima (1993) analisou a temperatura do reservatório em estudo e a plotou em conjunto com os pontos de névoa e de fluidez do óleo (Fig. 5.10).

Por este gráfico, as regiões A, B e C (com maiores profundidades) apresentam temperaturas próximas à do ponto de névoa dos seus óleos. Isto indica que pode estar ocorrendo problemas na mobilidade do óleo desta parte do reservatório (Fig. 5.8 - regiões A, B e C), devido a formação de cristais de parafina. Este dano à formação pode ser agravado por precipitação de parafinas na área ao redor do poço, nos casos de resfriamento local do reservatório ocasionados durante as operações de intervenção ou perfuração dos poços. Lima (1993) cita que muitos poços desta parte do reservatório, que apresentaram boa produtividade de óleo, só começaram a produzir após estimulação através de fraturamento de pequena extensão. Nestas regiões de maior profundidade do reservatório é aconselhável evitar o contato ou o uso de fluidos que possam produzir o resfriamento do reservatório.

Pelo gráfico da Figura 5.10, a região D possui temperatura abaixo do ponto de névoa e próxima do ponto de fluidez (25-40°C). Isto pode explicar porque esta região que é a melhor do reservatório, não produz quase nada do óleo contido em seus poros (observe a Fig. 5.9 - linhas azuis).

Esta região D está situada na parte mais elevada do reservatório estudado, foi a última a ser perfurada e apresenta as maiores pressões e menores vazões. Esta região é também a mais espessa do reservatório, principalmente por conter os depósitos de dunas eólicas, os quais são os mais permeáveis e os de menor heterogeneidade dentre os sedimentos descritos. Portanto, verifica-se nesta

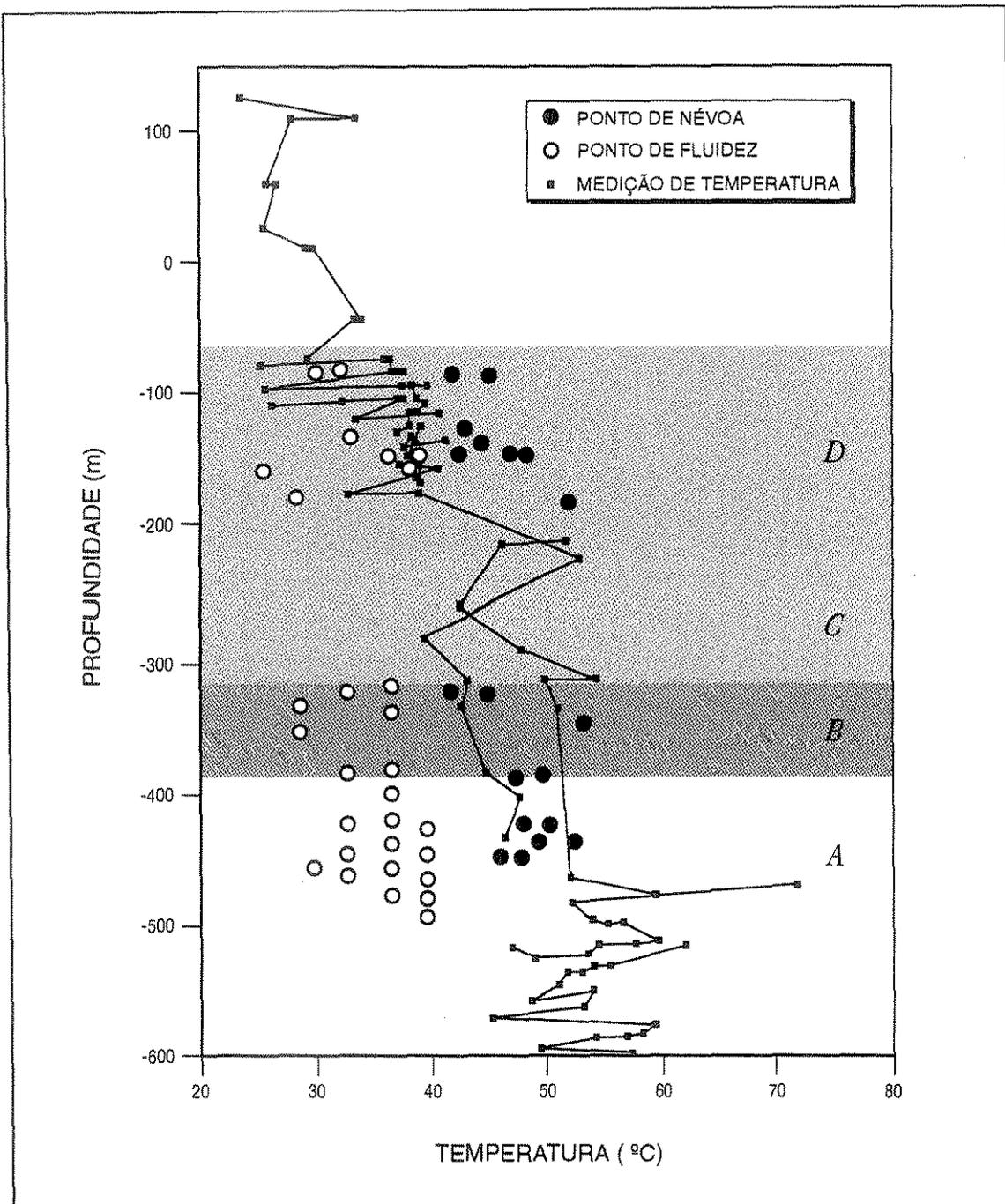


Fig. 5.10 - Distribuição da temperatura, do ponto de névoa e do ponto de fluidez do óleo do reservatório estudado em relação à profundidade (extraído de Lima, 1993).

região uma inversão do que normalmente se espera em termos de resposta de produção, pois, a melhor região do reservatório, que é a mais porosa, a mais permeável, a mais espessa e também a menos depletada do campo, é a que menos produz. A causa pode estar relacionada a precipitação de parafinas no interior do

reservatório, o que torna o seu óleo de baixa fluidez.

Alguns fatos atestam a baixa mobilidade deste óleo: 1°) a baixíssima produção acumulada desta região. 2°) A ineficiência do projeto piloto de injeção contínua de vapor, que após 6 meses de injeção foi desativado por problemas de elevada pressão de injeção, sem que sequer fosse detectado alguma alteração nos poços produtores situados a 90 e 120 metros de distância, e tão pouco no poço de observação a somente 30 metros do injetor. 3°) Os modestos resultados apresentados pela injeção de água quente, a qual só foi sentida no poço observador 3 meses depois de se iniciar a injeção, e no poço produtor a 90 metros só 9 meses após, sendo então desativada.

Dois efeitos principais que atuaram superpostos sobre o óleo, devem ser os principais responsáveis pelas características anômalas observadas na produção deste reservatório: (1) o alto teor de parafina no óleo; e (2) a baixa temperatura do reservatório.

A principal causa da baixa temperatura deste reservatório é atribuída a erosão que reduziu a cobertura sedimentar depositada acima do reservatório, para menos de 200 metros de espessura no topo da estrutura. Rodovalho (1988) cita que espesso intervalo de sedimentos foi erodido nesta área da bacia.

A Figura 5.10 mostra que a temperatura do reservatório varia entre 50 e 60°C na parte mais profunda, e vai continuamente decrescendo em direção ao topo da estrutura, onde está por volta de 25°C. A causa desta grande variação observada na temperatura é a alta inclinação do reservatório, o qual mergulha para sudeste com ângulo de cerca de 30°, o que provoca um desnível de cerca de 450 metros entre o topo do reservatório e o contato óleo/água.

Assim, a migração do óleo desde a rocha geradora até a estrutura, se deu a maiores temperaturas, quando este estava na sua fase móvel, ou seja quando o reservatório estava soterrado a maiores profundidades que as atuais.

Esta região de óleo de baixa fluidez afeta de modo muito forte a recuperação de petróleo do campo (Fig. 5.9 - linhas azuis). Poderíamos até dizer que esta região de baixa fluidez constitui-se na mais importante heterogeneidade ao fluxo do fluido existente na parte superior do reservatório (região D).

Em resumo, as principais heterogeneidades que afetam o comportamento da produção do reservatório são: (1) o tipo de litofácies presente; (2) a recorrência vertical das litofácies e (3) a região de óleo de baixa fluidez.

CONCLUSÕES

Dois sistemas deposicionais foram observados no reservatório estudado: o fluvial e o eólico.

O intervalo fluvial é interpretado como desenvolvido em canais meandantes de baixa sinuosidade, sugerido pela ocorrência de sucessões de litofácies com granodrecrescência ascendente truncadas e incompletas; raras camadas de folhelhos, delgadas e descontínuas; e pela possibilidade de correlação lateral das litofácies através do campo.

A seção eólica representam depósitos de retrabalhamento pelo vento em ambiente de dunas de areias, evidenciado por espessas camadas de arenitos com estratificações cruzadas; alternância de lâminas de granulometrias distintas; melhor arredondamento da fração mais grossa; e ausência de camadas de folhelho. Esta seção apresenta geometria tabular de pequena espessura (3-6m) e abrupto espessamento no lado oeste (alcançando 20 m), que junto com as variações nas espessuras dos sedimentos pós-eólicos, sugerem preservação da paleo-forma das dunas.

Foram identificadas oito litofácies (seis fluviais e duas eólicas), as quais foram agrupadas em quatro eletrofácies (três fluviais e uma eólica).

Os arenitos eólicos devido aos atributos deposicionais e diagenéticos são menos heterogêneos e exibem maiores valores de porosidade e permeabilidade. Por isso são considerados as melhores rochas-reservatório da seção estudada.

A análise da seção estratigráfica de alta resolução permitiu a definição de diversas sucessões de litofácies fluviais e eólicas, possibilitando a análise das heterogeneidades em escala de campo, onde se modelou as fácies de barreira e a continuidade lateral e vertical das fácies reservatório.

Há boa correlação das litofácies com os perfis, principalmente em relação à separação dos perfis densidade-neutrão e a curva de raios gama.

O topo da estrutura, apesar de ser constituída por melhores rochas-reservatório, apresenta baixíssima produção acumulada, devido a cristalização de parafinas no reservatório, o que é evidenciado pelo alto teor de parafina e pela temperatura desta região estar próxima do ponto de fluidez do seu óleo.

As principais heterogeneidades que afetam o fluxo de fluidos no reservatório são: a) as camadas de rochas não-reservatório e de baixa permeabilidade; b) a recorrência vertical das litofácies; e c) a região de óleo de baixa fluidez.

BIBLIOGRAFIA

- AGUIAR, G. A. & MATO, L. F. Definição e Relações Estratigráficas da Formação Afligidos nas Bacias do Recôncavo, Tucano Sul e Camamu, Bahia. *Anais do XXXVI Congresso Brasileiro de Geologia*, Natal, RN, v. 1, p. 157-170, 1990.
- AHLBRANDT, T. S. & FRYBERGER, S. G. Introduction to Eolian Deposits. *in "Sandstone Depositional Environments"*, editors P.A. Scholle & D. Spearing. *The Am. Assoc. of Petroleum Geologists - AAPG, Memoir 31*, Tulsa, p. 11-47, 1982.
- ALLEN, J. R. L. Origin and Characteristics of Recent Alluvial Sediments. *Sedimentology*, n° 5, p.89-191, 1965.
- ALLEN, D.; *et alli*. Advances in High-Resolution Logging. *The Technical Review*, vol. 36, n° 2, p. 4-14, april, 1988.
- AMORIM, J. L. de Evolução do Preenchimento do Canion de Taquipe, Neocomiano da Bacia do Recôncavo, sob o enfoque da Estratigrafia Moderna. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 1992.
- ANJOS, SYLVIA M. C.; SOUZA, R. S. de; BLAUTH, M.; SOUZA, A. L. S. de; RODRIGUES, C. R. & COSTA, M. J. S. Análise de Imagens no Estudo do Sistema Poroso de Rochas Reservatório. 5° Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Petrobrás, Rio de Janeiro, RJ, p. 99-112, 1993.
- BARROSO, ALBERTO da S. & RIVAS, A. J. P. Arenitos Eólicos do Mb. Água

- Grande, Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo - Bahia. Petrobrás (Relatório Interno), Salvador, BA, 23 p., 1984.
- BROOKFIELD, M. E. Eolian Facies. in *"Facies Models"*, second edition, editor Roger G. Walker. Geoscience Canada - Reprint Series 1, p. 91-103, 1984.
- CAMPOS, JANE A. & PERRONI, ROSELI B. O arenito Água Grande no campo de Araçás: controle da fácies sedimentar na produtividade do reservatório. Boletim Técnico Petrobrás, Rio de Janeiro, RJ, 4 (2), abr/jun, p. 127-136, 1990.
- CHANDLER, M. A.; KOCUREK, G.; GOGGIN, D. J. & LAKE, L. W. Effects of Stratigraphic Heterogeneity on Permeability in Eolian Sandstone Sequence, Page Sandstone, Northern Arizona. *The American Association of Petroleum Geologists - AAPG*, v. 73, n. 5, p. 658-668, 1989.
- COLLINSON, J. D. Alluvial Sediments. in *"Sedimentary Environments and Facies"*, editor H. G. Reading. Elsevier, New York, p. 15-79, 1979.
- CUNHA, NILSON R. Interpretação Quantitativa de Perfis Fazenda Alvorada. Petrobrás, (Relatório interno), Salvador, BA, 64 p., 1988.
- DA SILVA, HERCULES T. F. Flooding Surfaces, Depositional Elements, and Accumulation Rates - Characteristics of the Lower Cretaceous Tectonosequence in the Recôncavo Basin, Northeast Brazil. PhD Thesis, The University of Texas at Austin, TX, 312 p., May, 1993.
- DAVIS, J. C. *Statistics and Data Analysis in Geology*. John Wiley & Sons, New York, NY, 646 p., 1986
- DILLON, W. R. & GOLDSTEIN, M. *Multivariate Analysis. Methods and Applications*. John Wiley & Sons, Wiley Series in Probability and Mathematical Statistics, New York, NY, 1984.

- DRAPER, N. R. & SMITH, H. **Applied Regression Analysis**. Second edition. John Wiley & Sons, New York, NY, 709 p., 1981.
- DURÃES, EDSON M. **Estudo do Reservatório Água Grande da Formação Itaparica no Campo de Rio Pojuca Bacia do Recôncavo - Brasil**. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG, 141 p., 1989.
- FIGUEIREDO, A. MANUEL F. de **Geologia das Bacias Brasileiras**. in "Avaliação de Formações no Brasil", Well Evaluation Conference - WEC Brasil, Schlumberger, p. I-1/I-38, 1985.
- FRIEDMAN, G. M.; SANDERS, J. E. & KOPASKA-MERKEL, D. C. **Principles of Sedimentary Deposits. Stratigraphy and Sedimentology**. Macmillan Publishing Company, New York, NY, 1992.
- FRYBERGER, S. G. **Stratigraphic Traps for Petroleum in Wind-Laid Rocks**. *The American Assoc. of Petroleum Geologists - AAPG*, v. 70, n. 12, p. 1765-1776, 1986.
- GALLOWAY, W. E. & HOBDAV, D. K. **Terrigenous Clastic Depositional Systems - Applications to Petroleum, Coal, and Uranium Exploration**. Springer-Verlag, New York, NY, 423 p., 1983.
- GLENNIE, K. W. **Desert Sedimentary Environments**. *Developments in Sedimentology* n°14, Elsevier Public Company, Amsterdam, 222 p., 1970.
- HARMS, J. C.; SOUTHARD, J. B.; SPEARING, D. R. & WALKER, R. G. **Depositional Environments as Interpreted from Primary Sedimentary Structures and Stratification Sequences**. *Society of Economic Paleontologists & Mineralogists - S.E.P.M.*, Short Course n° 2, Dallas, Tx, 160 p., 1975.
- HUMPHREY, F. L. **Petrographic Study of the "A" Sand from Well AG-156-BA, Recôncavo Basin, Brazil**. Petrobrás (Relatório interno), 50 p., 1961.

- HUNTER, R. E. Stratification Styles in Eolian Sandstones: Some Pennsylvanian to Jurassic Examples from the Western Interior U.S.A.. *Society of Economic Paleontologists & Mineralogists - S.E.P.M.*, n.º 31, p. 315-329, 1981.
- LANZARINI, W. L.; Da COSTA, MARIA das GRAÇAS F. & SOUZA CRUZ, C. E. Reconhecimento da Fácies Sedimentar Eólica em Subsuperfície: Critérios e Exemplos de Aplicação. *Anais do XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia*, Goiânia, GO, v. 1, 1986.
- LIMA, PAULO NEVES de Estudo do Reservatório Água Grande/Bloco 1 do Campo de Fazenda Alvorada. I Seminário de Reservatórios e Avaliação das Formações, Petrobrás, São Mateus, ES, 15 p., 1993.
- MANCINI, E. A.; *et alii*. Desert Environments and Petroleum Geology of the Norphlet Formation, Hatter's Pond Field, Alabama. in *"Sandstone Petroleum Reservoirs"*, editors J.H. Barwis, J.G. McPherson & J.R.J. Studlick. Springer-Verlag, New York, NY, p. 153-180, 1990.
- MAYER, E. Sedimentologia e Ambiente Depositional do Arenito Água Grande. Petrobrás (Relatório interno), Salvador, BA, 89 p., 1972.
- McCALL, D. C.; ALLEN, D. F. & CULBERTSON, J. S. High-Resolution Logging: The Key to Accurate Formation Evaluation. *Society of Petroleum Engineers - SPE*, Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, paper n.º 16769, v. 3, p. 283-298, 1987.
- McGOWEN, J. H. & GARNER, L. E. Physiographic Features and Stratification Types of Coarse-Grained Point Bars: Modern and Ancient Examples. *Sedimentology*, n. 14, p. 77-111, 1970.
- MENEZES, GLÓRIA M. N. de Análise Faciológica, Ambiental e de Reservatórios

- dos Arenitos do Membro Água Grande/Formação Itaparica no Campo de Fazenda Alvorada/Bacia do Recôncavo. 4° Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Petrobrás, Natal, RN, p. 264-278, 1990.
- MORAES, MARCO A. S. & RAJA GABAGLIA, GUILHERME P. Arenitos Eólicos Intercalados em Sequências Fluviais: Critérios para o Reconhecimento. *Anais do XXXIV Congresso Brasileiro de Geologia*, Goiânia, GO, v.1, p.246-261, 1980.
- NEGREIROS, J. H. C. Arenitos da Formação Itaparica no Extremo Nordeste da Bacia do Recôncavo - Sedimentação, Evolução Diagenética e Características de Reservatórios. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG, 225 p., 1987.
- NETTO, A. S. T.; BARROSO, A. S.; BRUHN, C. H. L. & MORAES, M. A. S. Projeto Andar Dom João. Petrobrás (relatório interno), Salvador, BA, 193 p., 1982.
- OKADA, AIRTON H.; CÂNDIDO, A.; SOMBRA, C. L.; BECKER, M. R. & SOUZA, M. J. de Estado da Arte na Modelagem Geológica de Reservatórios na Petrobrás. 5° Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Petrobrás, Rio de Janeiro, RJ, p. 589-593, 1993.
- PREDA, WAGNER N. & PEREIRA, IDA E. M. Caracterização Geológica da Zona I no Campo de Alto do Rodrigues, Bacia Potiguar. 5° Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Petrobrás, Rio de Janeiro, p. 295-308, 1993.
- READING, H. G. Facies. in *"Sedimentary Environments and Facies"*, editor H. G. Reading. Elsevier, New York, NY, p. 4-14, 1979.
- REINECK, H-E. & SINGH, I. B. *Depositional Sedimentary Environments*. Second edition. Springer-Verlag, Berlin, 549 p., 1980.
- RODOVALHO, NORBERTO Campo de Fazenda Alvorada - Relatório de

- Acompanhamento. Petrobrás (Relatório interno), Salvador, BA, 29 p., 1988.
- SANCHES, CHRISTOVAN P. **Possibilidade de Dano por Cristalização de Parafinas no Reservatório: Um Exemplo do Campo de Fazenda Bálsamo - Bacia do Recôncavo - BA.** Boletim Técnico Petrobrás, Rio de Janeiro, RJ, 34 (2), abr/jun, p. 101-112, 1991.
- CHRISTOVAN P. & RIVAS, A. J. P. **Análise do Potencial de Parafinação em Reservatórios da Bacia do Recôncavo.** 5° Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, Petrobrás, Rio de Janeiro, RJ, V. 2, p. 737-746, 1993.
- SARZENSKI, DARCI J. & TOLEDO, J. B. **Correlação Rocha-Perfil em Reservatórios Heterogêneos.** 2º Congresso Latino-Americano de Hidrocarbonetos, Rio de Janeiro, RJ, TT-248, 15p., 1988.
- SAS Institute Inc. **SAS/GRAPH User's Guide.** 1981 Edition. Cary, NC, 1981.
- **SAS/STAT Guide for Personal Computers.** Version 6 Edition. Cary, NC, 1985.
- **SAS/STAT User's Guide.** Version 6, Fourth Edition. V. 1 & 2, Cary, NC, 1990.
- SCHLUMBERGER. **Log Interpretation Principles/Applications.** 2nd edition. Schlumberger Educational Services, Houston, TX, 198 p., 1987.
- . **Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros.** MCA Marketing - DIC, Col. Veronica Anzures, México, 198 p., 1989.
- SCHMIDT, V. & McDONALD, D. A. **Texture and Recognition of Secondary Porosity in Sandstones.** *Society of Economic Paleontologists & Mineralogists - S.E.P.M. Special Publication*, n. 26, p.209-225, 1979.
- SELLEY, R. C. **Ancient Sedimentary Environments.** Third Edition. Chapman and Hall, London, 317 p., 1985.
- SILVA, OLÍVIO B. **Estudo do Membro Água Grande da Formação Itaparica.**

- Petrobrás (Relatório interno), Salvador, BA, 1978.
- SSI - SCIENTIFIC SOFTWARE-INTERCOMP, Inc. **Interactive Well Log Analysis System. Version 2.0.** Scientific Software-Intercomp, Inc., Denver, 1986.
- TERRA, GERSON J. S., DE ROS, LUIZ F. & MORAES, MARCO A. S. **Porosidade Secundária nos Arenitos Jurássicos da Bacia do Recôncavo.** *Anais do XXXII Congresso Brasileiro de Geologia, Salvador, BA, v. 5, p. 2286-2299, 1982.*
- THOMSON, A. & STANCLIFFE, R. J. **Diagenetic Controls on Reservoir Quality, Eolian Norphlet Formation, South State Line Field, Mississippi.** *in "Sandstone Petroleum Reservoirs", editors J.H. Barwis, J.G. McPherson & J.R.J. Studlick. Springer-Verlag, New York, NY, p. 205-224, 1990.*
- WALKER, R. G. **Stratification Sequences: Principles and Approaches to Interpretation.** *in "Structures and Sequences in Clastic Rocks", editors Harms, J.C., Southard, J.B. & Walker, R.G. Society of Economic Paleontologists & Mineralogists - S.E.P.M., Short Course n° 9, Calgary - Canada, 1982.*
- & CANT, D. J. **Sandy Fluvial Systems.** *in "Facies Models", second edition, editor Roger G. Walker. Geoscience Canada - Reprint Series 1, Hamilton, Ontario, Canada, p. 71-89, 1984.*
- WALTON, A. W. *et alii.* **Characterization of Sandstone Reservoirs in the Cherokee Group (Pennsylvanian, Desmoinesian) of Southeastern Kansas.** *in "Reservoir Characterization", editors W. Lake & H.B. Carroll Jr. Academic Press, Inc., San Diego, CA, p. 39-62, 1986.*
- WEBER, K.J. **How Heterogeneity Affects Oil Recovery.** *in "Reservoir Characterization", editors W. Lake & H.B. Carroll Jr. Academic Press, Inc., San Diego, CA, p. 487-544, 1986.*

Anexo I

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

Termos litológicos:

A	Arenito
C	Conglomerado
F	Folhelho
S	Siltito

Termos granulométricos:

mf	muito fino
f	fino
m	médio
g	grosso
mg	muito grosso

Termos relativos as estruturas sedimentares:

XA	Estratificação cruzada acanalada
XT	Estratificação cruzada tabular
LXC	Laminação cruzada cavalgante
M	"Maciço"

Termos petrofísicos:

K	Permeabilidade
ϕ	Porosidade
K_m	Permeabilidade média
ϕ_m	Porosidade média
Khl	Permeabilidade de testemunho (laboratório)
Porl	Porosidade de testemunho (laboratório)
Densl	Densidade de testemunho (laboratório)

Termos estatísticos e matemáticos:

R^2, ρ	Coefficiente de correlação ou de determinação
R^2 ajustado	Coefficiente de correlação ajustado

Termos relacionados aos perfis:

BHC	Perfil sônico
CNL	Perfil neutrão
DPhi	Diferença de porosidade densidade-neutrão
EPT	Eletro-propagação
FMS	Micro scanner
HDT	Dipmeter
Ild	Indução profunda
IIm	Indução média
IDPh	Indução phasor profunda
IMPh	Indução phasor média
LDT	Lito-densidade
LL	Laterolog
ML	Microperfil
MSFL	Microresistividade esférica
NGT	Raios gama natural
PhiD, ϕ_D	Porosidade do perfil de densidade
PhiN, ϕ_N	Porosidade do perfil neutrão
PhiE	Porosidade efetiva
RG	Perfil de raios gama
RhoB, ρ_b	Densidade da formação
Rlld	Resistividade profunda
Rlls	Resistividade rasa
Rt	Resistividade verdadeira
SDT	Sônico digital
SFL	Resistividade esférica
SHDT	Dipmeter de alta resolução
Sw	Saturação de água
Vsh	Volume de argila

Abreviaturas usadas na figura 4.9 e na tabela 4.2:

P	PhiD
D	DPhi
G	RG
R	Rt
PD	PhiD e DPhi
PG	PhiD e RG
PR	PhiD e Rt
DG	DPhi e RG
DR	DPhi e Rt
GR	RG e Rt
PDG	PhiD, DPhi e RG
PDR	PhiD, DPhi e Rt
PGR	PhiD, RG e Rt

DGR	DPhi, RG e Rt
PDGR	PhiD, DPhi, RG e Rt

Termos relativos à medida de pressão:

TF	Teste de formação a poço aberto
TFR	Teste de formação a poço revestido
RPE	Registro de pressão estática
RPC	Registro de pressão a cabo
Sonolog	Registro de pressão pelo método Sonolog
RFT	Teste de formação a cabo
SFT	Teste de formação a cabo

Termos relativos à qualidade da rocha-reservatório:

QRR	Qualidade da rocha-reservatório
-----	---------------------------------

Abreviaturas usadas nas figuras 3.2, 3.3 e 6.1:

E1	Litofácies AfmXT
E2	Litofácies AgXA
F1	Litofácies CAmc
F2	Litofácies AmXA
F3	Litofácies AfXT
F4	Litofácies AmfLXC
F5	Litofácies FSAmf
F6	Litofácies AfmM

Abreviatura relativa a bibliografia:

RIP	Relatório Interno Petrobrás
-----	-----------------------------

Outros:

Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas
IG	Instituto de Geociências
DEP	Departamento de Engenharia do Petróleo
IMECC	Instituto de Matemática, Estatística e Computação
CCUC	Centro do Computação da Universidade de Campinas
DEXBA	Distrito de Exploração da Bahia
RPBA	Região de Produção da Bahia
SELAG	Setor de Laboratório de Geologia
SERTRAG	Setor Regional de Tratamento de Dados Geológicos
SSI	Scientific Software Incorp.
SAS	Statistical Analysis Software