

**INTERPRETAÇÃO DE PERFIS  
DOS CARBONATOS FRATURADOS  
DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO**

por

**ALBERTO ANTÔNIO DOS SANTOS LARANJEIRA**

Geólogo (Universidade Federal do Pará – 1978)

Tese submetida como requisito parcial ao grau de

**MESTRE EM CIÊNCIAS**

em

**GEOFÍSICA**

ao

Colegiado do Curso de Pós-Graduação em

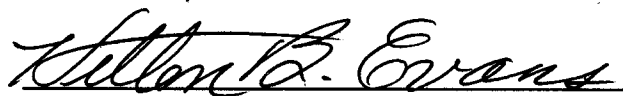
Geofísica

da

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ**

Banca Examinadora :

Dr. Hilton Bernard Evans (Orientador)



Dr. Om Prakash Verma



Dr. Dirceu Abrahão



Data da Homologação : 27/09/1991

T 371 LARANJEIRA, Alberto Antônio dos Santos. **Interpretação de**  
L 318 **perfis dos carbonatos fraturados da Bacia do Pará-**  
**Maranhão.** Belém: Universidade Federal do Pará. Centro  
de Geociências. Deptº de Geofísica, 1991. 132 p.  
**Tese (Mestrado em Geofísica) - Curso de Pós-Graduação**  
**em Geofísica, Centro de Geociências, UFPa., 1991.**

**1. PERFILAGEM DE POÇOS-Bacia do Pará-Maranhão. 2.**  
**PERFIS DOS CARBONATOS FRATURADOS. 3. GEOFÍ-**  
**SICA. I. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ. Centro**  
**de Geociências-Departamento de Geofísica. II. TÍTULO.**

0391/548

T 371 03.10.91

## SUMÁRIO

SUMÁRIO .....	i
LISTA DE ILUSTRAÇÕES (TABELAS) .....	iii
LISTA DE ILUSTRAÇÕES (FIGURAS) .....	iv
RESUMO .....	1
ABSTRACT .....	3
CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO .....	04
CAPÍTULO 2. RESUMO DA GEOLOGIA E DOS DADOS .....	07
2.1. Geologia Local .....	07
2.1.1. Análise dos Testemunhos .....	07
2.1.2. Salinidade da Água de Formação .....	15
2.2. Conjunto de Dados e Tratamento Inicial dos Perfis .....	19
2.2.1. Parâmetros do Fluido de Perfuração .....	21
2.2.2. Resultados dos Testes de Formação .....	21
CAPÍTULO 3. DETERMINAÇÃO DOS TIPOS LITOLÓGICOS E DA POROSIDADE ....	30
3.1. Identificação dos Tipos Litológicos .....	30
3.2. Densidade e Tempo de Trânsito da Matriz e Expoente de Porosidade dos Carbonatos .....	41
3.3. A Porosidade dos Carbonatos .....	50
CAPÍTULO 4. ESTIMATIVA DAS SATURAÇÕES .....	64
4.1. Modelo de Rasmus .....	64
4.2. Avaliação Estatística de Porter et al. (1969) .....	67
4.3. Resultados das Estimativas de Saturação de Óleo .....	69
4.3.1. Estimativas de Saturação no Poço X .....	73

4.3.2. Estimativas de Saturação no Poço Y .....	78
4.4. Escolha do Esquema para Cálculo de Saturações .....	82
<b>CAPÍTULO 5. RESPOSTA DOS PERFIS ÀS FRATURAS NOS POÇOS</b>	
<b>ESTUDADOS .....</b>	<b>90</b>
5.1. Identificação de Fraturas em Perfis .....	90
5.1.1. Dipmeter e Perfil de Identificação de Fraturas .....	90
5.1.2. Perfis de Resistividade Focalizados e de Indução .....	92
5.1.3. Perfil de Densidade, Curvas de $P_e$ e de $\Delta\rho$ .....	96
5.1.4. Perfil Espectral de Raios-gama .....	99
5.1.5. Perfis e Métodos Acústicos .....	99
5.2. Identificação de Fraturas nos Poços X e Y .....	103
5.2.1. Fraturas nos Perfis do Poço X .....	104
5.2.2. Fraturas nos Perfis do Poço Y .....	114
<b>CAPÍTULO 6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>122</b>
6.1. Conclusões .....	123
6.2. Recomendações .....	125
<b>APÊNDICE I .....</b>	<b>126</b>
<b>AGRADECIMENTOS .....</b>	<b>128</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>129</b>

**LISTA DE ILUSTRAÇÕES**  
**(TABELAS)**

Tab.1 – Concentração de íons na água de formação do poço X .....	18
Tab.2 – Resultados dos testes de formação realizados nos poços X e Y .....	29
Tab.3 – Teores de argila nos testemunhos dos poços estudados .....	43
Tab.4 – Parâmetros de matriz para os intervalos estudados .....	49
Tab.5 – Comparação da porosidade total calculada neste trabalho com a porosidade tomada do gráfico CP-1C, do <i>Schlumberger Log Interpretation Charts</i> (1989) .....	63
Tab.6 – Interpretação do FIL do poço X .....	107

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES (FIGURAS)

Fig.1 – Mapa de localização dos poços X e Y .....	8
Fig.2 – Fotografia do testemunho no. 1 do poço Y .....	11
Fig.3 – Fotomicrografia de amostra da profundidade 4300,5 m do poço X .....	12
Fig.4 – Foto de fratura do testemunho no. 1 do poço X, profundidade 3515 m .....	13
Fig.5 – Fotomicrografia de amostra de carbonato com fraturas preenchidas por calcita e barita, da profundidade 4389,2 m do poço Y .....	14
Fig. 6 – Frequência e tipo de fraturas nos testemunhos das zonas de interesse dos poços X e Y.....	16
Fig. 7 – Gráfico para determinar o fator de multiplicação da concentração iônica, usado para calcular a salinidade equivalente de NaCl(Schlumberger, 1989).....	17
Fig. 8 – Perfis do intervalo 4300–4440 m do poço Y. Notar a alta densidade e baixa porosidade neutrônica (aproximadamente zero) deste intervalo.....	23
Fig. 9 – Perfis do intervalo 4795–4900 m do poço Y. Os folhelhos desta seção não são bem delimitados no densidade–neutrão, exceto a 4795 m.....	24
Fig. 10 – Perfis de resistividade, sônico, $\rho_b$ , $\phi_n$ , GR e caliper do intervalo 3450–3550 m do poço X. Diâmetro de 12 1/4 polegadas acima de 3521 m e de 8 1/2 abaixo dessa profundidade.	25
Fig. 11 – Perfis de resistividade, sônico, $\rho_b$ , $\phi_n$ , GR e caliper do intervalo 4155–4245 m do poço X. As setas indicam possíveis ciclos de <i>fining</i> .....	26
Fig. 12 – Perfis GR/Caliper, densidade–neutrão e DLL/MSFL/sônico do intervalo 4210–4350 m do poço X.....	27
Fig. 13 – Perfis de 4.520 a 4.600 m do poço X. Também neste intervalo ciclos sedimentares(setas) podem ser notados.....	28

Fig. 14 – Esquema para discriminação litológica baseado nos perfis neutrônico e de densidade (Evans,1981).....	31
Fig. 15 – Perfis de porosidade de calcário do intervalo 4350–4440 m do poço Y. ....	32
Fig. 16 – Perfis de porosidade com parâmetros de calcário, intervalo 4750–4880 m do poço Y, apresentando porosidades calculadas com parâmetros de matriz calcária. Folhelhos e margas são marcados por maiores valores de GR e $\phi_s$ . ....	33
Fig. 17 – Perfis do intervalo 4210–4350 m do poço X. Folhelhos e intervalos argilosos são delimitados por altas porosidades e baixas resistividades(seção B). A seção A apresenta intercalação de litologias, marcada principalmente nos perfis de resistividade. ....	34
Fig. 18 – Perfis do intervalo 4475–4600 m do poço X. As porosidades deste intervalo indicam efeito de dolomitização nesta seção( $\phi_d < \phi_n$ ). ....	35
Fig. 19 – Gráfico $\rho_b - \phi_n$ e $\Delta t - \phi_n$ para determinar $\rho_{ma}$ e $\Delta t_{ma}$ no intervalo 4200-4300 m do poço X. ....	37
Fig. 20 – Gráfico $\rho_b - \phi_n$ e $\Delta t - \phi_n$ para determinar $\rho_{ma}$ e $\Delta t_{ma}$ do intervalo 4350-4440 m do poço Y. ....	38
Fig. 21 – Gráfico para identificação de matriz (MID-plot) nos intervalos 4350–4440 m do poço Y (A) e 4200-4300 do X (B). ....	39
Fig. 22 – Gráfico M-N para determinação mineralógica nos intervalos 4200-4300 m e do poço X (A) e 4350-4440 m do poço Y (B). ....	40
Fig. 23 – Discriminação dos litotipos 1 (calcário) e 3 (calcário dolomitizado) no intervalo 4200-4300 m do poço X, mostrando a eficiência do algoritmo para separação de litologias. ....	42
Fig. 24 – Gráfico determinar a densidade da matriz sem separação dos litotipos. Dados do intervalo 4200–4350 m do poço X. ....	44
Fig. 25 – Plote de Hingle modificado para determinar os parâmetros de matriz do litotipo 3 (Calcário dolomitizado) no intervalo 4500-4600 m do poço X. ....	46

Fig. 26 – Plote de Pickett para o litotipo 3 (calcário dolomitizado) do intervalo 4200–4400 m do poço X. ....	47
Fig. 27 – Plote de Pickett para o litotipo 1 (calcário) do intervalo 4200–4400 m do poço X. Nesta litologia, $aR_w$ não pode ser obtido através deste gráfico. ....	48
Fig. 28 – Plote de Pickett para determinar o expoente de porosidade $m$ no intervalo 4200–4350 m do poço X, para todas as litologias. ....	51
Fig. 29 – Gráfico da densidade versus a porosidade neutrônica usado para calcular a porosidade total (Schlumberger, 1989). ....	54
Fig. 30 – Histograma das porosidades dos calcários dolomitizados (A) e dos calcários arenosos (B) no intervalo 4270-4350 m do poço X. ....	55
Fig. 31 – Histograma de porosidades dos calcários arenosos do intervalo 4350–4440 m do poço Y, mostrando porosidade média em torno de 2%. As outras litologias do intervalo também apresentam $\phi_t$ dessa ordem. ....	56
Fig. 32 – Perfis de litologia e de porosidade do poço X, intervalo 3450–3545 m. O índice $ls$ se refere à porosidade de calcário. ....	57
Fig. 33 – Resultado da identificação litológica e do cálculo das porosidades no intervalo 4160–4240 m do poço X. ....	58
Fig. 34 – Resultado da identificação litológica e do cálculo das porosidades no intervalo 4270–4350 m do poço X. ....	59
Fig. 35 – Resultado da identificação litológica e do cálculo da porosidade no intervalo 4350–4440 m do poço Y. ....	60
Fig. 36 – Resultado da identificação litológica e do cálculo das porosidades no intervalo 4800–4900 m do poço Y. ....	61
Fig. 37 – Comparação da porosidade medida em laboratório (petrofísica) com a obtida a partir da interpretação de perfis. Dados do poço X. ....	62
Fig. 38 – Gráfico $\phi_t$ versus $R_t$ do intervalo 4200–4350 m do poço X, mostrando que resistividades acima de 250 ohm.m carregam forte efeito da matriz. ....	65

Fig. 39 – Curvas de frequência acumulada de $\sqrt{P}$ para (A) zonas contendo óleo-água e (B) zonas só de água (Aguilera, 1974). .....	68
Fig. 40 – Perfis de litologia, porosidades e de saturação de Archie, calculadas com $m = n = 2$ e $a = 1$ , para o intervalo 4270-4350 m do poço X. ....	71
Fig. 41 – Gráfico do expoente de Rasmus $m_R$ versus a saturação de Archie para o intervalo 4200–4350 m do poço X. ....	72
Fig. 42 – Gráfico do expoente de porosidade $m_R$ versus saturação de Archie do poço X, intervalo 4200-4350 m. ....	74
Fig. 43 – Expoente de porosidade $m_R$ versus saturação de Rasmus ( $S_{wR}$ ) no intervalo 4200–4350 m do poço X. ....	75
Fig. 44 – Resultado da saturação de Rasmus no intervalo 4270-4350 m do poço X. ....	76
Fig. 45 – Frequência relativa acumulada de $\sqrt{P}$ no intervalo 4280–4330 do poço X. Os pontos a partir da frequência acumulada igual a 62 (mudança brusca na inclinação da reta) mostram a ocorrência de óleo nessa seção. ....	77
Fig. 46 – Frequência relativa acumulada dos pontos da zona de água do poço X, intervalo 4299–4330 m. $P^{\frac{1}{2}}$ médio = 23,5. ....	79
Fig. 47 – Saturação pelo método PPW versus o expoente de porosidade de Rasmus para o intervalo 4270–4350 do poço X. ....	80
Fig. 48 – Perfil de óleo móvel na zona de óleo do poço X, intervalo 4280–4300 m, com indicação pontual de óleo móvel. ....	81
Fig. 49 - Perfis de litologias, porosidade total e sônica e saturação de Archie no intervalo 4825-4900 m do poço Y. ....	84
Fig. 50 – Expoente de Rasmus versus saturação de Archie no intervalo 4800–4900 m do poço Y. A fórmula de Archie indica óleo em torno de 4880 m, que na verdade é uma zona de água. ....	85

Fig. 51 – Expoente de Rasmus versus saturação de Rasmus entre 4800 e 4900 m do poço Y. A saturação calculada com $m$ variável é coerente com o fluido produzido no teste de formação deste intervalo. ....	86
Fig. 52 – Perfil de porosidade e de saturação de Rasmus no intervalo 4800-4900 m do poço Y. A inclinação única sugere ausência de hidrocarbonetos. ....	87
Fig. 53 – Frequência acumulada de $\sqrt{P}$ do intervalo 4800–4900m do poço Y ....	88
Fig. 54 – Frequência relativa acumulada de $\sqrt{P}$ e de $\phi_t$ no poço Y, intervalo 4350-4440 m. .	89
Fig. 55 – Perfil <i>dipmeter</i> e caliper duplo indicando fraturas verticais a subverticais. As setas mostram intervalos onde há quebra na rotação da ferramenta associada à ovalização do poço. ....	91
Fig. 56 – Identificação de fraturas nas curvas de condutividade elétrica do <i>dipmeter</i> , apresentadas no formato FIL (Schlumberger, 1989). ....	93
Fig. 57 – Efeito de fraturas nos perfis DLL/MSFL. A razão $LL_d/LL_s$ é aproximadamente igual a 2, e a $R_{xo}$ , dada pela MSFL, é muito menor do a $LL_d$ ou $LL_s$ (Suau e Gartner, 1980). ....	95
Fig. 58 – Curva de correção de densidade em intervalos fraturados (Schlumberger, 1989) ...	97
Fig. 59 – Curvas de densidade e de seção de choque para o efeito fotoelétrico ( $P_e$ ), indicando fraturas preenchidas por lama baritizada (Suau e Gartner, 1980). ....	98
Fig. 60 – Perfil espectral de raios-gama em intervalo fraturado de uma formação ordoviciana da Algéria. As fraturas são indicadas pelos picos de urânio (Serra, 1986) ....	100
Fig. 61 – Amplitude das ondas P e S em carbonatos fraturados. As zonas A contêm fraturas longas e verticais e B fraturas horizontais. ....	101
Fig. 62 – Amplitude das ondas P e S em rochas fraturadas. As fraturas são indicadas pelo decréscimo da amplitude das ondas S. ....	102
Fig. 63a – Perfil de identificação de fratura no poço X, intervalo 4291–4301 m, com base na quebra da rotação da ferramenta, diferença na leituras dos pares de eletrodos 1–2 e 2–3, e na ovalização do poço, mostrada no caliper duplo. ....	105

Fig. 63b – Extensão da interpretação da Fig.63a para o intervalo 4300–4310 m do poço X. ....	106
Fig. 64 – Perfil FIL do intervalo 3494,7–3508 m do poço X. ....	108
Fig. 65 – Perfil espectral de raios–gama do poço X, intervalo 4250-4330 m. Intervalos fraturados são indicados pelas setas. ....	110
Fig. 66 – Perfil espectral de raios–gama do poço X, intervalo 4150-4250 m, com zonas de fraturas (setas). ....	111
Fig. 67 – Perfil espectral de raios–gama do poço X, intervalo 3450-3550 m. Fraturas são marcadas pelas setas. ....	112
Fig. 68 – Resposta dos perfis DLL/MSFL, $\rho_b$ , $\phi_n$ e $\Delta\rho$ no intervalo 4260–4345 m do poço X. As zonas fraturadas são indicadas em negrito, à direita. ....	115
Fig. 69 – Influência das fraturas nos perfis DLL/MSFL, $\rho_b$ , $\phi_n$ e $\Delta\rho$ do poço X, intervalo 4160–4240 m. ....	116
Fig. 70 – Resposta dos perfis DLL/MSFL, $\rho_b$ , $\phi_n$ e $\Delta\rho$ do poço X, intervalo do testemunho no. 1, que apresenta fraturas subverticais. ....	117
Fig. 71 – Perfis ILd/proximidade, $\rho_b$ , $\phi_n$ e $\Delta\rho$ do intervalo 4360-4440 m do poço Y. ....	120
Fig. 72 – Perfis ILd/proximidade, $\rho_b$ , $\phi_n$ e $\Delta\rho$ do poço Y, intervalo 4800–4900 m. As setas indicam fraturas. ....	121

**INTERPRETAÇÃO DE PERFIS NOS CARBONATOS FRATURADOS  
DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO**  
(TESE DE MESTRADO : Set./91)

ALBERTO ANTONIO DOS SANTOS LARANJEIRA

Orientador : Dr. Hilton Bernard Evans

*Departamento de Geofísica – Centro de Geociências/UFPa*

*Caixa Postal 309 – Belém, PA, Brasil*

**RESUMO**

A finalidade deste trabalho é apresentar um estudo de caso dos carbonatos terciários da bacia do Pará–Maranhão, do ponto de vista da interpretação dos perfis registrados nessa área. Dois poços–chave, X e Y, foram escolhidos para o estudo. O tratamento dos dados foi realizado utilizando os recursos do programa LOGCALC, instalado no computador IBM–3090, da Petrobrás, e, também, o sistema DLPS, instalado no VAX–8600, da Universidade Federal de Pará.

A avaliação da porosidade e, principalmente, das saturações, é dificultada pelas características não–convencionais dos carbonatos. A litologia é complexa, a salinidade da água de formação é relativamente baixa, em torno de 10.000 ppm de NaCl, a densidade das rochas é elevada e os carbonatos estão fraturados.

Para diminuir o efeito da composição mineralógica, foi necessário discriminar os diferentes tipos litológicos. Três tipos de carbonatos foram identificados: calcário, calcário arenoso e calcário dolomitizado. A identificação litológica permite maior controle dos parâmetros da matriz e dos expoentes de porosidade das rochas, conduzindo a estimativas de porosidade e de saturações mais confiáveis.

A presença de fraturas influencia, marcadamente, a resposta dos perfis, conforme pode ser notado no perfil de identificação de fraturas, nos perfis de resistividade, de densidade e na curva de raios–gama espectral do poço X. O expoente de porosidade,  $m$ , tomado do gráfico de Pickett, é frequentemente inferior a 1,5, valor considerado inerente a rochas fraturadas.

Os modelos de Rasmus (1983) e de Porter et al.(1969), foram testados para calcular as saturações de água e óleo. A equação tradicional de Archie (1942), com  $a$  e  $m$  apropriados, também foi aplicada neste trabalho. O esquema para estimativa de saturações que conduz a resultados mais

coerentes com os dados dos testes de formação, nos intervalos fraturados, é a saturação de Rasmus, calculada com a relação de Archie aplicada com o expoente de porosidade variável, tomado do modelo de Rasmus.

# WELL LOG INTERPRETATION OF FRACTURED CARBONATES WITHIN PARÁ-MARANHÃO BASIN

(MASTER THESIS : Sept./91)

ALBERTO ANTONIO DOS SANTOS LARANJEIRA

Adviser : Dr. Hilton Bernard Evans

*Departamento de Geofísica – Centro de Geociências/UFPa*

*Caixa Postal 309 – Belém, PA, Brasil*

## ABSTRACT

The purpose of this study is to present an evaluation of the Tertiary carbonate sequence in the Pará–Maranhão basin, based on the interpretation of well logs. Two wells, X and Y, were selected to be studied. The data processing was carried out using the LOGCALC software facilities installed on the Petrobrás IBM–3090 computer, and also the DLPS routines of the VAX-8600 at the Universidade Federal do Pará.

Three distinct carbonate rock types were identified. The discrimination of these lithotypes allows a close control of the matrix parameters, and better volumetric estimates (porosities and saturations). The evaluation of porosities and saturations is difficult in this area because of the characteristics of the carbonate rocks: the lithology is complex, the water salinity is low, about 10,000 ppm equivalent NaCl, the matrix density is high, and the carbonates are fractured.

The fractures strongly influence the logging tool responses, including the fracture identification log, the porosity logs, the resistivity logs, and the spectral gamma logs of 1–PAS–11 well. These fractures also cause the porosity exponent,  $m$ , to be low, less than 1.5, a value generally related to fractured rocks.

Models developed by Rasmus (1983) and by Porter et al.(1969) were tested for the saturation estimates. The Archie relationship, with characteristic values for  $a$  and  $m$ , was also applied in this study. In the fractured zones, the variable porosity exponent gives better results than other models, for calculating water saturations. Thus, we can locate and evaluate the fracture zones by using the Archie relationship with the variable porosity exponent,  $m_R$ , from the Rasmus model, referred to in this study as Rasmus saturation.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

Os reservatórios carbonáticos constituem um capítulo de grande interesse na área de pesquisa em avaliação de formações. O volume de óleo armazenado em calcários tem importância marcante nas reservas mundiais de hidrocarbonetos. Em algumas áreas bastante prolíficas, como é o caso das bacias do Oriente Médio, a produção de óleo de rochas carbonáticas é equivalente, e, até mesmo, preponderante, em relação ao volume de óleo armazenado em rochas arenosas. Além do Oriente Médio, calcários formam jazidas importantes de óleo no México, na Venezuela e nas bacias do médio continente dos Estados Unidos. No Brasil, registra-se produção de óleo de rochas carbonáticas na Formação Macaé, na bacia de Campos, e na Formação Guarujá, da bacia de Santos.

Esta dissertação apresenta um estudo dos carbonatos fraturados da Bacia do Pará–Maranhão, de um ponto de vista da interpretação de perfis e da avaliação de formações. O trabalho consiste de um estudo de caso, cujo objetivo principal é caracterizar os carbonatos em termos de respostas dos perfis e, a partir disto, determinar os parâmetros petrofísicos, especialmente a porosidade e os volumes dos fluidos (saturações). Devido a sua maior suscetibilidade à ocorrência de fraturas, e também por suas características químicas, observa-se que, frequentemente, a resposta de carbonatos à relação clássica de Archie não é obedecida, em virtude de duas causas principais, quais sejam a presença de fraturas e a ocorrência de porosidade do tipo vugular nas rochas. A influência de fraturas, de um lado, ou a presença de espaços vugulares, por outro lado, se faz sentir, fortemente, no parâmetro  $m$ , o expoente de porosidade da fórmula de Archie.

Nessa sequência carbonática do Pará–Maranhão, foram estudados dois poços, aqui designados  $X$  e  $Y$ . Esses dois poços produziram óleo leve de reservatórios litologicamente complexos, onde os carbonatos constituem a litologia predominante e se encontram fraturados em certos locais. A presença de fraturas nessas rochas, aliadas ao volume de óleo, em zona de água de baixa salinidade, em intervalo cuja porosidade de matriz é baixa ou inexistente, confere o interesse para um estudo de avaliação de formação nesta área.

Vários pesquisadores têm estudado a aplicação de perfis para estudar intervalos fraturados. Pirson (1957), considerando que a condução elétrica nos poros e nas fraturas forma um circuito

elétrico em paralelo, foi pioneiro ao estudar o efeito que a ocorrência de fraturas causa no fator de formação.

Aguilera (1974), com base no modelo de Pirson, considerou o fator de formação total  $F = \phi^{-m}$  como função das porosidades de fratura e da matriz. Rasmus (1983), partindo do conceito de tortuosidade elétrica, determinou uma expressão para calcular o expoente de porosidade  $m$  ponto a ponto, de modo similar a Aguilera (1974).

Estudando o uso de perfis para identificar intervalos fraturados, Babcock (1978), determinou fraturas através de dados não-processados do dipmeter. Posteriormente, Schafer (1979), e Suau e Gartner (1980), mostraram exemplos desta técnica. No seu trabalho de 1981, Suau e Gartner discutem, de maneira genérica, a identificação de fraturas através de perfis elétricos, acústicos e radioativos.

Aguilera (1974), Suau e Gartner (1980) e Rasmus (1983), afirmam que valores de  $m$  menores do que 1,5 são inerentes a rochas fraturadas. No cálculo das saturações, Aguilera (1974,1976), aplicou o método estatístico de Porter et al. (1969) para calcular a saturação de óleo em carbonatos fraturados, calculando valores de  $m$  a partir do gráfico de Pickett.

Gómez-Rivéro (1976) discute os diversos fatores que influenciam o expoente de porosidade, para diversos tipos de geometria de poros, determinando, após dezenas de análises de laboratório, uma relação empírica entre o fator de tortuosidade  $a$  e o expoente de porosidade  $m$ .

Na área dos poços estudados neste trabalho, Campos (1981), Ribeiro (1981), e Teixeira (1982), aplicaram o método de Porter et al.(1969) para calcular as saturações nos poços da costa do Pará. Teixeira (1982) também discutiu as respostas dos perfis frente aos intervalos fraturados.

Beer (1986) interpretou os dados da bacia do Pará-Maranhão utilizando a avaliação estatística de Porter et al.(1969), e o método do  $m$  variável de Gómez-Rivéro (1978), concluindo que este último esquema oferece melhores resultados nos carbonatos dessa bacia.

Vários fatores se somam para tornar a avaliação dos carbonatos da Bacia do Pará-Maranhão difícil, entre eles os seguintes: a.) os carbonatos, normalmente mais suscetíveis ao efeito diagenético, apresentam litologia complexa, que inclui localmente minerais pesados (barita); b.) a porosidade da matriz é muito baixa, ou mesmo inexistente; c.) os carbonatos estão fraturados e

d.) a salinidade da água de formação, nos dois poços estudados, é baixa, variando de 3500 a 22000 ppm de NaCl.

Neste trabalho, primeiro foi feita uma separação dos carbonatos em quatro diferentes tipos litológicos (calcário, calcário arenoso e calcário dolomitizado), a fim de diminuir o efeito da variação mineralógica e de geometria dos poros, para, em seguida, caracterizar cada um dos litotipos em termos de parâmetros empíricos ( $a$  e  $m$ ), propriedades físicas (densidade, tempo de trânsito) e petrofísicas (porosidade e saturação). A seleção das litologias está baseada em Evans (1981).

A identificação dos três tipos litológicos permite controlar melhor os parâmetros de rocha ( $\Delta t_{ma}$ ,  $\rho_{ma}$ ,  $m$ ) para cada tipo litológico e isso conduz a resultados que apresentam melhor correlação com os dados de testemunhos e de testes de formação, em termos de porosidade e de saturação de óleo. O ajuste entre as porosidades de testemunho e de perfil mostra que o resultado da interpretação dos perfis é compatível com as análises de laboratório. Ainda neste aspecto, o controle da litologia representa uma contribuição efetiva deste trabalho em relação aos estudos anteriores, minimizando o efeito da complexidade litológica.

Os resultados de saturação obtidos a partir da fórmula de Archie, com valores apropriados de  $a$  e  $m$ , foram comparados com os dados gerados pela aplicação do método de Porter et al. (1969). O expoente de porosidade é mantido fixo quando tomado do gráfico de Pickett, ou é feito variar ponto a ponto, segundo o modelo de Rasmus (1983).

Em face da complexidade dos carbonatos, os métodos para calcular a saturação de água nem sempre fornecem resultados coerentes com os dos testes de formação, e, por conseguinte, devem ser usados em conjunto. Será mostrado que a equação de Archie com expoente de porosidade variável (Saturação de Rasmus) calcula volumes de fluidos mais confiáveis nos intervalos fraturados quando comparados a outros esquemas para estimativa de saturação. O método de Porter et al. (1969) não pode ser aplicado com confiança quando há bimodalidade na porosidade, pois a mudança na inclinação da reta, em tal situação, ocorre mesmo em zonas de água.

## CAPÍTULO 2

### RESUMO DA GEOLOGIA E DOS DADOS

A bacia do Pará–Maranhão se insere no contexto tectônico da margem equatorial brasileira, onde esforços cisalhantes tiveram importância relevante na formação e evolução das bacias (Zanotto e Szatmari, 1987). Movimentos laterais são interpretados, também, no contexto da região equatorial norte–brasileira, em trabalhos como os de Figueiredo et al (1982) e Figueiredo e Raja Gabaglia (1986). Sua evolução posterior, como bacia marginal, é dominada por falhas de características extensionais. A origem e desenvolvimento inicial da sedimentação estão ligados ao fraturamento do Gondwana e subsequente separação do continente africano da América do Sul.

A área prospectável da Bacia do Pará–Maranhão é da ordem de 26.000 Km<sup>2</sup>, nos quais foram perfurados 26 poços. O mapa de localização da bacia e dos poços que foram estudados é mostrado na figura 1.

#### 2.1. Geologia Local

Na área específica deste estudo, onde se localizam os poços X e Y, a sequência sedimentar é caracterizada por um espesso pacote de carbonatos de plataforma, depositado durante o Terciário, que atinge mais de 4.000 m de espessura.

As estruturas registradas nesses carbonatos são principalmente adiastróficas, originárias de fluxo de massa (Zanotto e Szatmari, 1987), que formam falhas lítricas de crescimento associadas a anticlinais em *roll-over* carbonático. Estas feições estruturais constituíram o objetivo de prospecção que resultou na perfuração de vários poços na área em estudo.

##### 2.1.1. Análise dos Testemunhos

Os dados de descrições macro e microscópicas de testemunhos citados, a seguir, foram elaborados por Cainelli et al., 1986. A testemunhagem não foi contínua em nenhum trecho da seção carbonática. São disponíveis sete testemunhos, de 9 a 17 m, porém bastante espaçados na seção.

As condições de reservatório dos carbonatos terciários da bacia do Pará–Maranhão são muito pobres. A porosidade média de testemunho, na seção com melhor característica de reser-

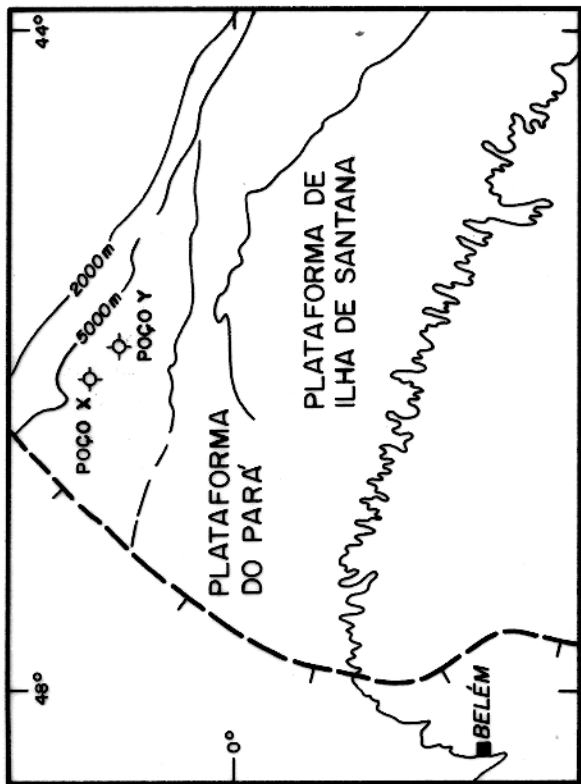


Fig. 1 - Mapa de localização dos poços X e Y

vatório (intervalo 4290–4300 m do poço X), é igual a 5%. Os carbonatos desse intervalo são muito finos, variando de calcissiltitos a calcarenitos muito finos e apresentam fraturas milimétricas contendo indícios de óleo. Nos pontos mais arenosos, a porosidade de testemunho atinge 12%. Da mesma forma, a permeabilidade também é muito baixa, em média menor que 0,1 mD, atingindo localmente valores em redor de 5 mD (Ver apêndice I). Todavia, permeabilidade dessa ordem ocorre somente nas camadas mais arenosas. Calcários arenosos gradam para arenitos localmente, atingindo poucos centímetros de espessura (5 a 12 cm no testemunho n. 3 do poço X). As camadas arenosas apresentam permeabilidade medida em laboratório um pouco mais elevada, atingindo de 5 a 10 mD, e, portanto, contribuem, junto com as fraturas, para o aumento de permeabilidade que permitiu a acumulação e produção de óleo naquele poço.

No intervalo de interesse do poço Y, a descrição macroscópica e petrográfica indica inexistência de porosidade intergranular (Terra et al., 1980). Os testemunhos apresentam fraturas milimétricas, subverticais, parcialmente preenchidas por calcita. A estilolitização é frequente nas litologias mais grosseiras, e ocorre em testemunhos de ambos os poços.

O apêndice I mostra os resultados de análise de porosidade e permeabilidade dos testemunhos das zonas de interesse dos poços X e Y. Os resultados destas análises dizem respeito, somente, à porosidade e permeabilidade dos carbonatos. Não se dispõe de análises de laboratório dos parâmetros  $a$  e  $m$ . Também não estão disponíveis análises de saturação de fluidos dos testemunhos, mesmo porque a ocorrência de porosidade de fratura tornaria inconclusiva qualquer análise de volumes feita em laboratório.

As fraturas descritas nos testemunhos ocorrem localizadas, são subverticais, e variam, em tamanho, da escala micrométrica à milimétrica. São descontínuas e, frequentemente, apresentam-se totalmente preenchidas por calcita. Ocorrem, por vezes, alargadas localmente, pelo efeito de dissolução. Crescimento de quartzo e de barita também foram registrados. Nas zonas de interesse as fraturas apresentam, comumente, indícios de óleo.

As modificações diagenéticas dos carbonatos incluem a neomorfização, a dolomitização, a compactação e, mais raramente, a dissolução de grãos (Cainelli et al., 1986). O principal fator diagenético que influencia nas condições de reservatório desses carbonatos, contribuindo para diminuir a porosidade e permeabilidade das rochas, é a compactação física e química, evidenciada

pela estilolitização e pelos contatos suturados dos grãos (figuras 2 e 3). Outras feições comuns que contribuem para modificar a porosidade são a dissolução, a neomorfização e a dolomitização. Dissoluções das calcitas e dolomitas criam localmente porosidades superiores a 10%, por exemplo, nos intervalos 4282–4305 m do poço X e 4880–4890 m do Y.

Algumas feições significativas da geologia local, que são importantes para a interpretação dos perfis, são mostradas nas figuras 2 a 5. Os estilolitos, característicos de rochas muito compactadas, de porosidade intergranular praticamente nula, são frequentes nos carbonatos grosseiros dessa área. A foto da figura 2, tomada do testemunho nº 1 do poço X, da profundidade 2150 m, exhibe muito bem essa feição. Essa amostra é um calcirrudito a algas vermelhas (rodolito), com grãos individuais que atingem mais de 2 cm de diâmetro inclusos na matriz micrítica. A estilolitização registrada nesta foto expressa que, já nesta profundidade, a diminuição da porosidade primária pelo efeito da compactação é quase total.

Na figura 3 tem-se uma fotomicrografia tomada do testemunho nº 3 do poço X, da profundidade 4300,5 m. Trata-se de um nível arenoso, composto de grãos de calcita e quartzo embebidos na massa micrítica mais fina. Tanto os contatos quartzo-calcita quanto os de quartzo-quartzo, apresentam-se, ou côncavo-convexos, ou suturados. Essas feições são também típicas do efeito da compactação física.

Algumas das características das fraturas dos carbonatos estão ilustradas na foto da figura 4. São fraturas subverticais, descontínuas, parcialmente preenchidas por calcita, preferencialmente, mas também por outros minerais, tais como a barita. Localmente, a lixiviação forma zonas mais alargadas, de aspecto vular.

A última foto (figura 5) é uma fotomicrografia de uma amostra da profundidade 4389,2 m do poço Y. Trata-se de um calcarenito fossilífero, cortado por uma fratura fechada. O dado relevante, nessa foto, de importância capital para a interpretação de perfis nesta área, é a ocorrência de barita preenchendo a fratura. Este mineral tem elevada densidade (4,1 a 4,4 g/cm<sup>3</sup>), influenciando fortemente a resposta do perfil de densidade.

A amostragem de testemunhos fraturados não é representativa o suficiente para permitir o cálculo da porosidade de fratura em laboratório. Apesar da escassez de amostras, Beer (1986) cita

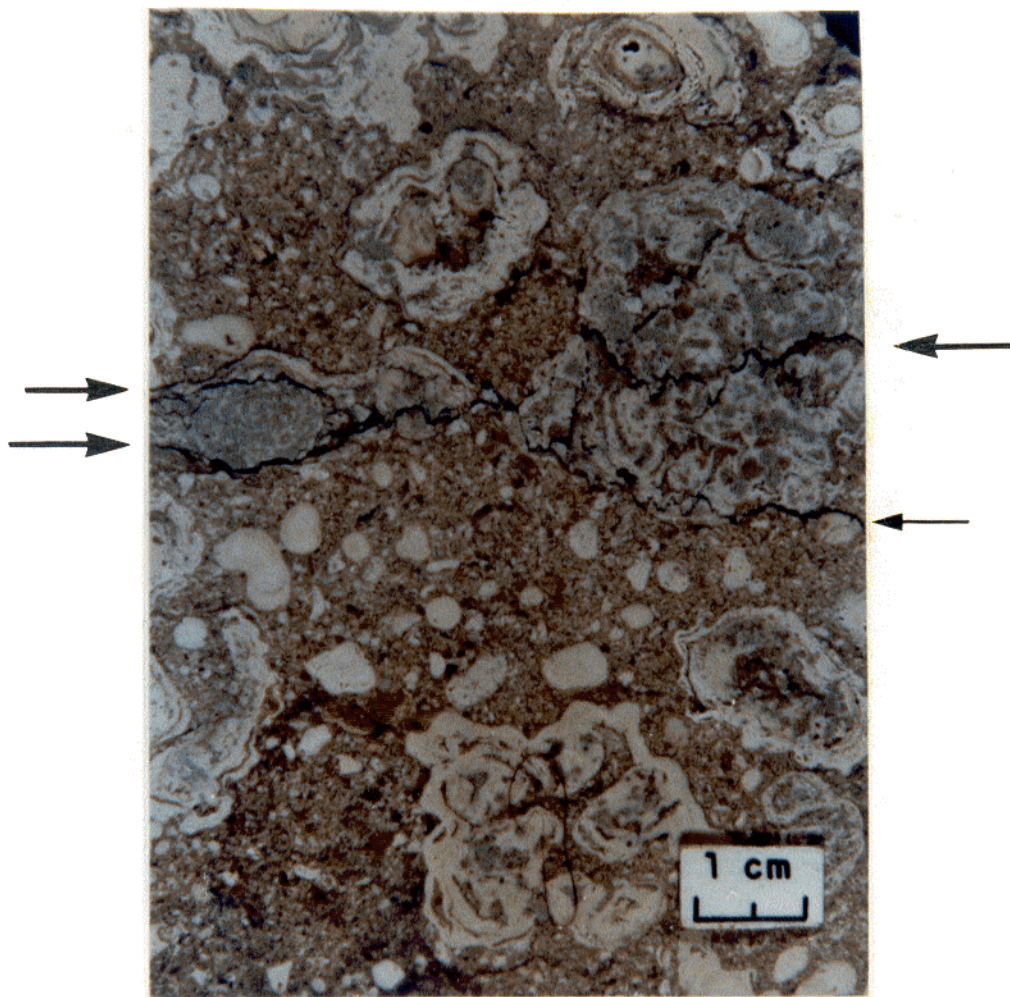


Fig. 2 - Fotografia do testemunho 1 do poço Y, profundidade 1765 m, mostrando o efeito da compactação física e química, formando estilólitos. Os níveis com estilólitização estão marcados pelas setas (Foto do arquivo do CENPES/PETROBRÁS).

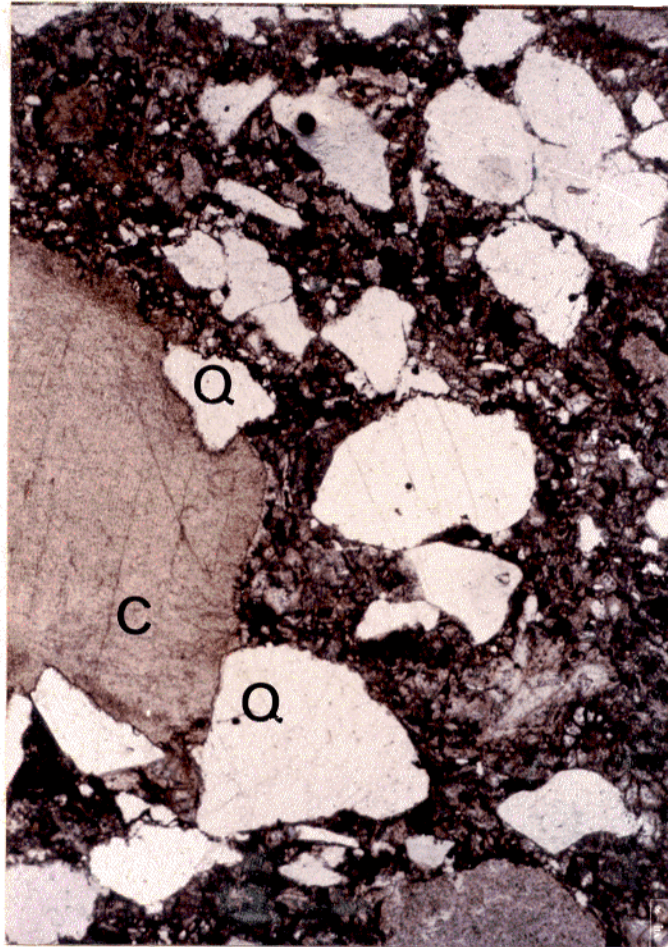


Fig. 3 – Fotomicrografia mostrando contato suturado dos grãos de quartzo (Q) e carbonato (C), em um calcário arenoso da profundidade 4300,5 m do poço X, tomada do testemunho nº 3. Os contatos suturados e a interpenetração dos grãos ocorrem também como efeito da compactação.



Fig. 4 - Fotografia do testemunho 1 do poço X, profundidade 3515 m, mostrando o aspecto da porosidade de fratura, parcialmente mineralizada, localmente alargada por lixiviação. Outras características são a subverticalidade e a descontinuidade.

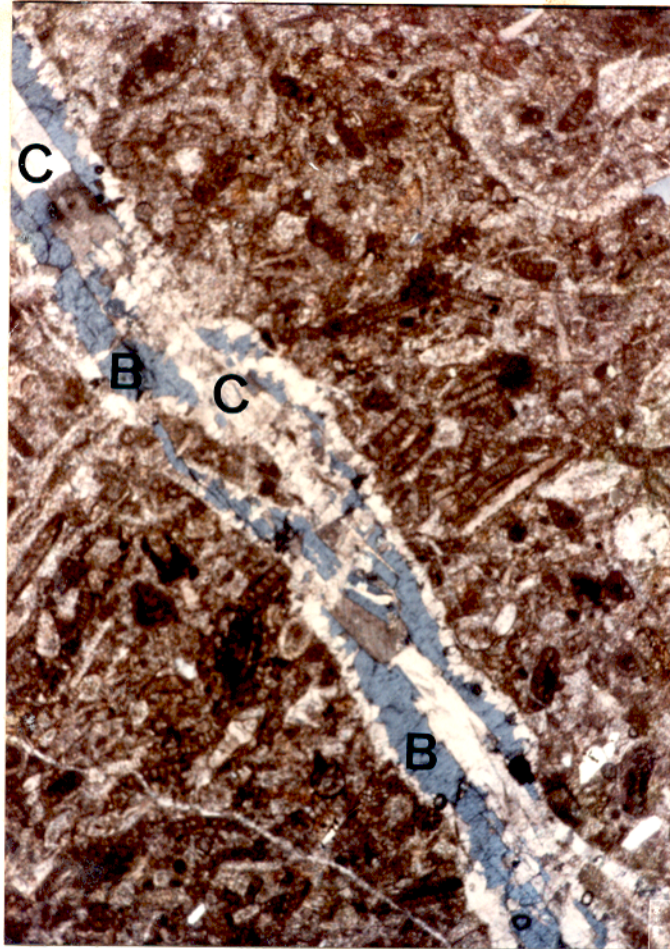


Fig. 5 – Fotomicrografia da profundidade 4389,2 m do poço Y, registrando uma fratura preenchida por calcita (C) e barita (B). A presença de barita é um fator que influencia fortemente a resposta do perfil de densidade.

que, através de uma técnica de contagem do número de fraturas que ocorrem num dado volume de testemunho, determina-se que a porosidade de fratura no testemunho nº 4 do poço Y é da ordem de 0,5 %.

As fraturas descritas nos testemunhos dos dois poços estudados são classificadas em superiores, médias e inferiores, de acordo com a dimensão de suas aberturas (Cainelli et al., 1986). As fraturas superiores apresentam abertura maior do que 1 mm, enquanto as inferiores são as de abertura menor do que 0,1 mm. Fraturas com abertura entre 0,1 e 1 mm são consideradas médias. Tanto nos testemunhos do poço X quanto nos do Y a maioria das fraturas apresenta abertura do tipo inferior, ou mesmo estão fechadas. O testemunho nº 1 do X apresenta até quatro fraturas por metro, que é a frequência máxima de fraturas encontrada nos dois poços, com clara predominância de fraturas do tipo inferior. Fraturas superiores ocorrem apenas localmente, em número de uma fratura por metro. Nos testemunhos nº 2 e 3 do poço X e nº 4 do Y, registram-se até quatro fraturas por metro. Novamente, no entanto, olhando unicamente as fraturas superiores, registra-se, em geral, somente uma fratura em cada metro de testemunho (figura 6). A extensão vertical dessas fraturas (Beer, 1986) situa-se em torno de 15 cm, quando superiores, conforme foi descrito no testemunho nº 2.

### 2.1.2. Salinidade da Água de Formação

A salinidade da água de formação nos carbonatos terciários é muito baixa, variando de 5.000 a 20.000 ppm equivalentes a NaCl nas amostras recuperadas nos testes de formação, quando se sabe que, para zonas sedimentares profundas, como é o caso das rochas neste estudo, superiores a 3.500 m, a concentração de sais, normalmente, atinge de 50.000 a mais de 100.000 ppm.

A quantidade de dados disponíveis é insuficiente para caracterizar a variação espacial (vertical e horizontal) da salinidade. Por esse motivo, a análise da água recuperada do intervalo 4.289/4.298 m do poço X foi tomada como um valor padrão para a avaliação, uma vez que essa amostra foi obtida durante a produção efetiva de óleo e água. A tabela 1 mostra a análise desta água para os íons mais comumente encontrados nas águas de formação. Através do gráfico *GEN-8* (figura 7), do livro de gráficos da Schlumberger, encontra-se que a salinidade neste intervalo é igual a 11.300 ppm de NaCl equivalente.

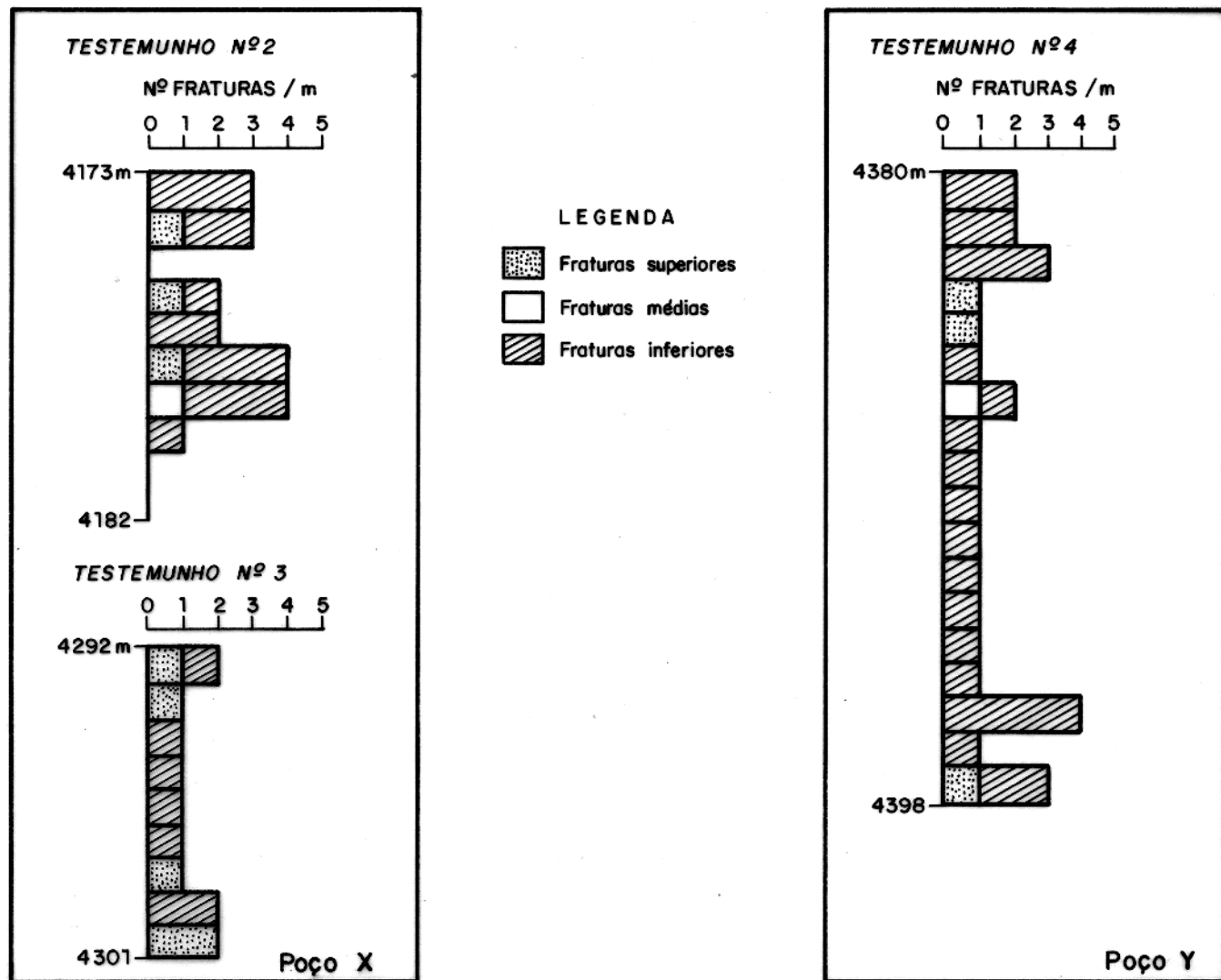


Fig. 6 – Frequência e tipo de fraturas nos testemunhos das zonas de interesse dos poços X e Y.

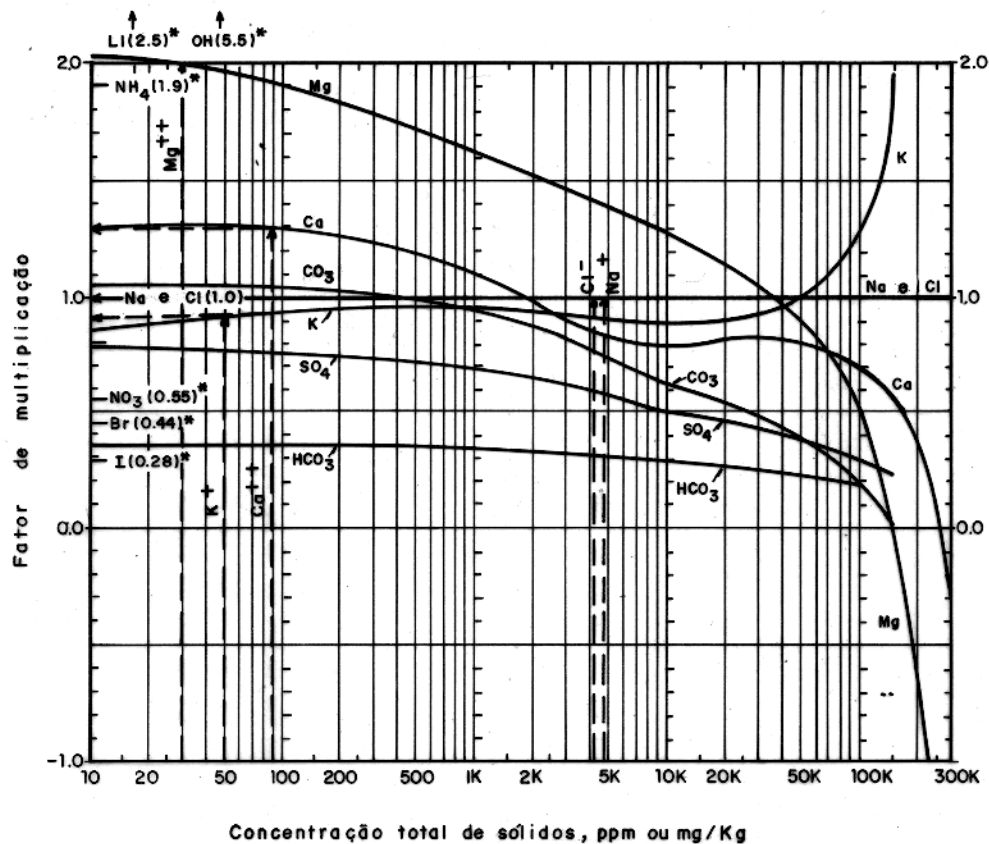


Fig. 7 – Gráfico para determinar o fator de multiplicação da concentração iônica, usado para calcular a salinidade equivalente de NaCl (Schlumberger, 1989).

TABELA 1

ÍON	CONCENTRAÇÃO (ppm)	MULTIPLICADOR	SUB- TOTAL
Na <sup>+</sup>	4840	1	4840
K <sup>+</sup>	50	0,9	45
Mg <sup>++</sup>	30	2	60
Ca <sup>++</sup>	90	1,3	117
Cl <sup>-</sup>	4220	1	4220
Br <sup>-</sup>	50	0,44	22
I <sup>-</sup>	50	0,28	14
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1100	0,35	385
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	3240	0,50	1620

Concentração de íons na água de formação do intervalo 4289/  
4298m do poço X. Salinidade equivalente em NaCl = 11.300 ppm.  
(Dados de Ferreira, 1988).

Um dado relevante na composição da água de formação nos carbonatos diz respeito à concentração de sulfatos. Geralmente ausente na água de formação, ou presente apenas como traço, o íon  $SO_4^{2-}$  é um dos principais componentes da água do poço X. Ferreira (1988), citando De Sitter (1947), observa que um teor elevado de sulfato é característico de águas meteóricas, e, com base nessas considerações, interpreta que a diluição da água nesta área decorre da infiltração de água meteórica, durante o Cretáceo Inferior.

O alto teor de sulfato na água de formação está relacionado à presença de barita, que ocorre nos carbonatos preenchendo fraturas e, possivelmente, como cimento secundário, em pequena quantidade, porém suficiente para elevar a densidade da matriz para até  $2.8 \text{ g/cm}^3$ .

Supor que a salinidade da água de formação situa-se em redor de 10.000 ppm de NaCl, para outras zonas estudadas, não apresenta problemas. No poço Y, houve recuperação de água de 6.200 ppm em um teste realizado no intervalo 4.885–4.891 m. A deflexão do perfil SP em frente a este intervalo, é positiva, igual a +70 mV, e, considerando-se o gradiente de temperatura, calcula-se salinidade em torno de 10.000 ppm equivalente de NaCl, valor coerente com a água analisada em laboratório. Esta concentração é mais alta do que o valor que está registrado na tabela 2 (6.200 ppm de NaCl), em face das condições precárias de análise preliminar na boca do poço, de onde este dado provém. Portanto, essas salinidades não são incompatíveis, e considerando que o gradiente de temperatura nesta área é igual a  $30^\circ \text{ F/Km}$ , a resistividade da água de formação varia de 0,19 a 0,22 ohm.m nas seções estudadas, para temperaturas que variam de  $210^\circ$  a  $235^\circ \text{ F}$ . Em tais temperaturas, a resistividade do filtrado da lama situa-se em torno de 0,07 ohm.m.

## 2.2. Conjunto de Dados e Tratamento Inicial dos Perfis

O conjunto de dados gerados em quase 10.000 metros perfurados nos dois poços estudados, que serão usados como base para a interpretação, inclui os seguintes itens: a.) descrições de amostras de calha, realizadas a cada três metros de profundidade nas zonas de interesse; b.) descrições e análises petrofísicas dos testemunhos, incluindo características macroscópicas, petrográficas e de microscopia eletrônica; c.) histórico da perfuração dos poços, com o registro contínuo das propriedades da lama durante a perfuração, associado à taxa de penetração e aos indícios de óleo e de gás; d.) resultados de testes de formação a poço aberto e a poço revestido, e de testes de produção; e e.) histórico de produção do poço X.

A suíte de perfis nos poços estudados inclui o seguinte: a.) para cálculo de saturação, os perfis indução e duplolaeteroperfil; b.) para cálculo de saturação na zona invadida, os perfis proximidade (PL) e microesférico focalizado (MSFL); c.) para determinação da litologia e da porosidade, os perfis de densidade, sônico e neutrônico; d.) para litologia e correlação os perfis SP e raios-gama total; e e.) para interpretações especiais os perfis de raios-gama espectral e perfil *dipmeter*, que inclui o caliper e a montagem específica para identificação de fraturas denominada de FIL (Fracture Identification Log) pela Schlumberger. Entretanto, nem todos estes perfis foram registrados completamente nos poços estudados. A suíte mais completa é a do poço X, único com perfil de raios gama espectral, montagem para identificação de fraturas e com curva de porosidade neutrônica em todo o intervalo de interesse.

Para tratar os dados dos perfis, utilizaram-se os recursos do programa LOGCALC, versão 1980, instalado no computador IBM-3090-600, da Petrobrás. Na fase de edição, todas as curvas foram emendadas e correlacionadas para a mesma profundidade, tomando como base o perfil de resistividade. Interpolações locais foram necessárias, apenas, em trechos muito curtos, não havendo problemas quanto à calibração das ferramentas e qualidade dos registros.

Todos os perfis foram corrigidos para o efeito ambiental, que abrange, principalmente, as influências do diâmetro do poço, da resistividade e peso da lama (refletido na densidade do reboco e no diâmetro de invasão do filtrado), e, no caso do perfil neutrônico, da temperatura da lama.

Os perfis das zonas de interesse, após a correção do efeito ambiental, são apresentados nas figuras 8 a 13. Algumas características gerais, comuns a quase todos os trechos de perfil na seção carbonática em estudo, estão registradas nestas ilustrações. No perfil de raios-gama, pode-se notar feições sedimentares cíclicas, marcadas pelas setas. Outras propriedades notáveis destes perfis são a alta densidade e a porosidade neutrônica baixíssima, em unidades de calcário, frequentemente em torno de zero.

Após este tratamento inicial, passa-se à fase de interpretação efetiva dos perfis, que inclui a identificação das litologias, o estudo da influência das fraturas na resposta das ferramentas utilizadas, a determinação da porosidade e o cálculo das saturações.

### 2.2.1 Parâmetros do Fluido de Perfuração

Nas zonas de interesse estudadas, a lama utilizada é do tipo base de água + bentonita, adensada com barita (barite mud), cujo peso varia de 11,6 a 14,5 lb/gal (1,40 a 1,76 g/cm<sup>3</sup>). A salinidade varia de 25.000 a 33.000 ppm de NaCl, durante a perfuração da zona de interesse. Ao término do poço X, quando da perfilagem, a salinidade registrada foi de 33.000 ppm de NaCl, com peso de 14,5 lb/gal (1,74 g/cm<sup>3</sup>). A resistividade do filtrado da lama ( $R_{mf}$ ), medida no resistímetro da companhia de perfilagem, foi igual a 0,15 ohm.m a 91° F. Por seu turno, na perfilagem do poço Y que inclui os perfis estudados, a lama apresentava salinidade de 35.000 ppm e peso igual a 13,3 lb/gal (1,59 g/cm<sup>3</sup>). A resistividade do filtrado dessa lama foi medida igual a 0,18 ohm.m a 82° F. O gradiente de temperatura da formação é normal e igual a 30° F/Km.

### 2.2.2 Resultados dos Testes de Formação

A tabela 2 apresenta os dados de testes de formação a poço revestido realizados nos poços estudados. Os dados citados incluem o intervalo dos testes, a pressão de formação extrapolada e a permeabilidade. A comparação dos dados mostrados nessa tabela com os do apêndice I evidencia que, invariavelmente, a permeabilidade definida através dos testes de formação é maior do que a permeabilidade medida em laboratório, por métodos petrofísicos. Isto ocorre porque as amostras de testemunho analisadas não englobam as fraturas que ocorrem na seção e que contribuem para o aumento efetivo da permeabilidade.

As zonas de interesse que, efetivamente, produziram óleo, foram os intervalos 4282–4298 m do poço X e 4376–4391 m do Y. Os dados de pressão indicam que a pressão é anormalmente alta em ambos os poços, com sobrepressão de, pelo menos, 30%. Um dado interessante dos resultados dos testes diz respeito ao teste de formação do intervalo 4376–4391 m do poço Y. Apesar da porosidade de perfil ser, em geral, inferior a 3% e da permeabilidade ser menor do que 0,1 mD, esse intervalo produziu óleo de 38° API. A vazão diminuiu rapidamente de 240 m<sup>3</sup>/dia para 95 m<sup>3</sup>/dia, sem que houvesse queda de pressão. Neste caso particular, a queda muito rápida de vazão, com pressão constante, associada à baixa permeabilidade e porosidade intergranular, sugere que as fraturas têm contribuição marcante para a produção de óleo neste intervalo.

A pressão de poros nos poços X e Y é anormalmente alta. Essa observação é feita nos

dados do acompanhamento da perfuração e inclui evidências nos registros do peso da lama, pressão de poros indicada pelo *mud*-*logging* e *kick* de gás a 4380 m no poço Y.

A zona de pressão anormalmente alta coincide com as zonas de carbonatos fraturados, que ocorrem a partir da profundidade de 3500 m no poço X. É possível que a comunicação da pressão de poros tenha contribuído para acelerar o processo de fraturamento das rochas carbonáticas, durante o estágio de desenvolvimento das falhas lítricas que formaram o arcabouço estrutural na área destes poços.

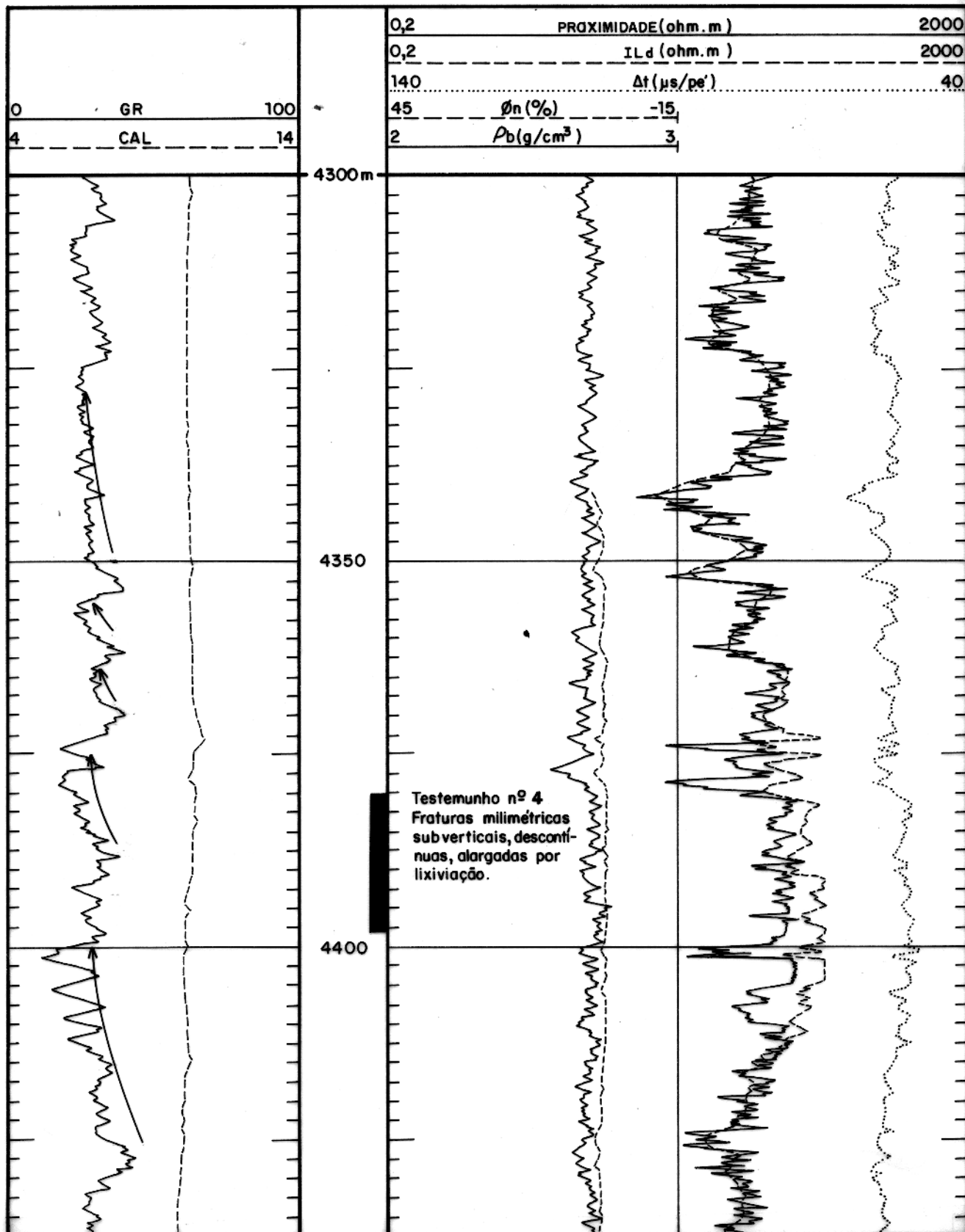


Fig. 8 - Perfis do intervalo 4300-4440 m do poço Y. Notar a alta densidade e baixa porosidade neutrônica (aproximadamente zero) deste intervalo.

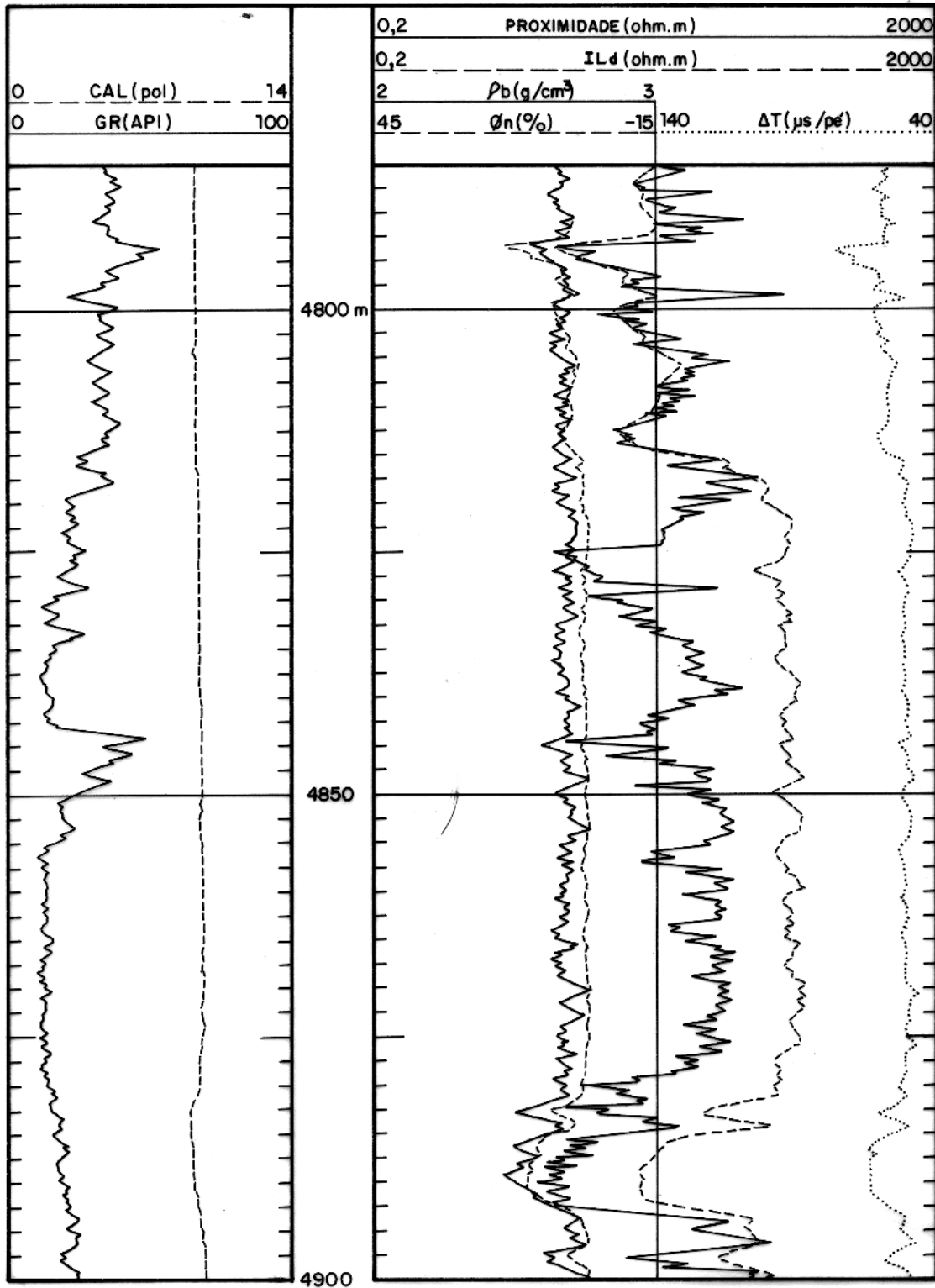


Fig. 9 - Perfis do intervalo 4795-4900 m do poço Y. Os folhelhos desta seção não são bem delimitados no densidade-neutrão, exceto a 4795 m.

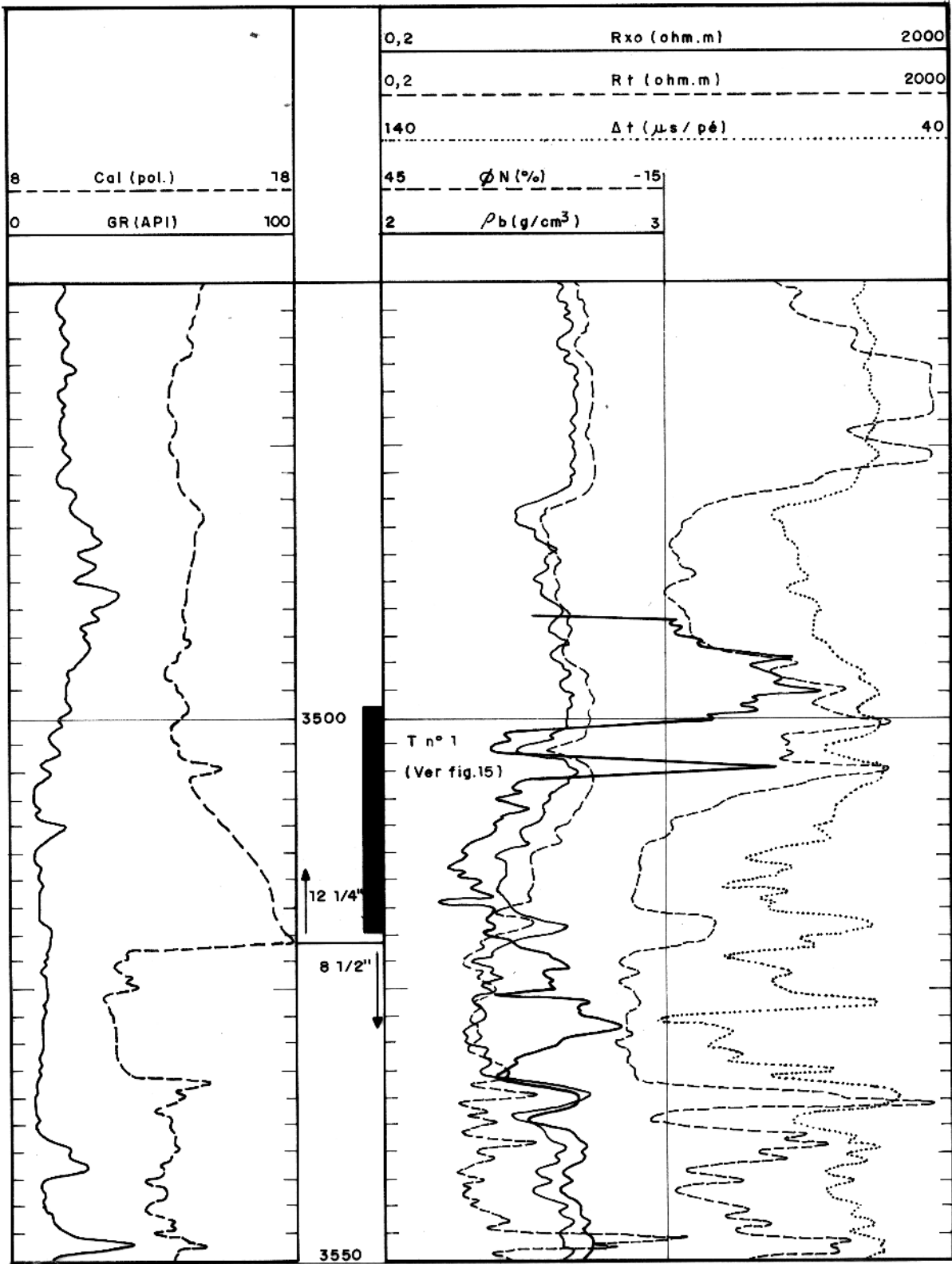


Fig. 10 – Perfis de resistividade, sônico,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$ , GR e caliper do intervalo 3450–3550 m do poço X. Diâmetro de 12 1/4 polegadas acima de 3521 m e de 8 1/2 abaixo dessa profundidade.

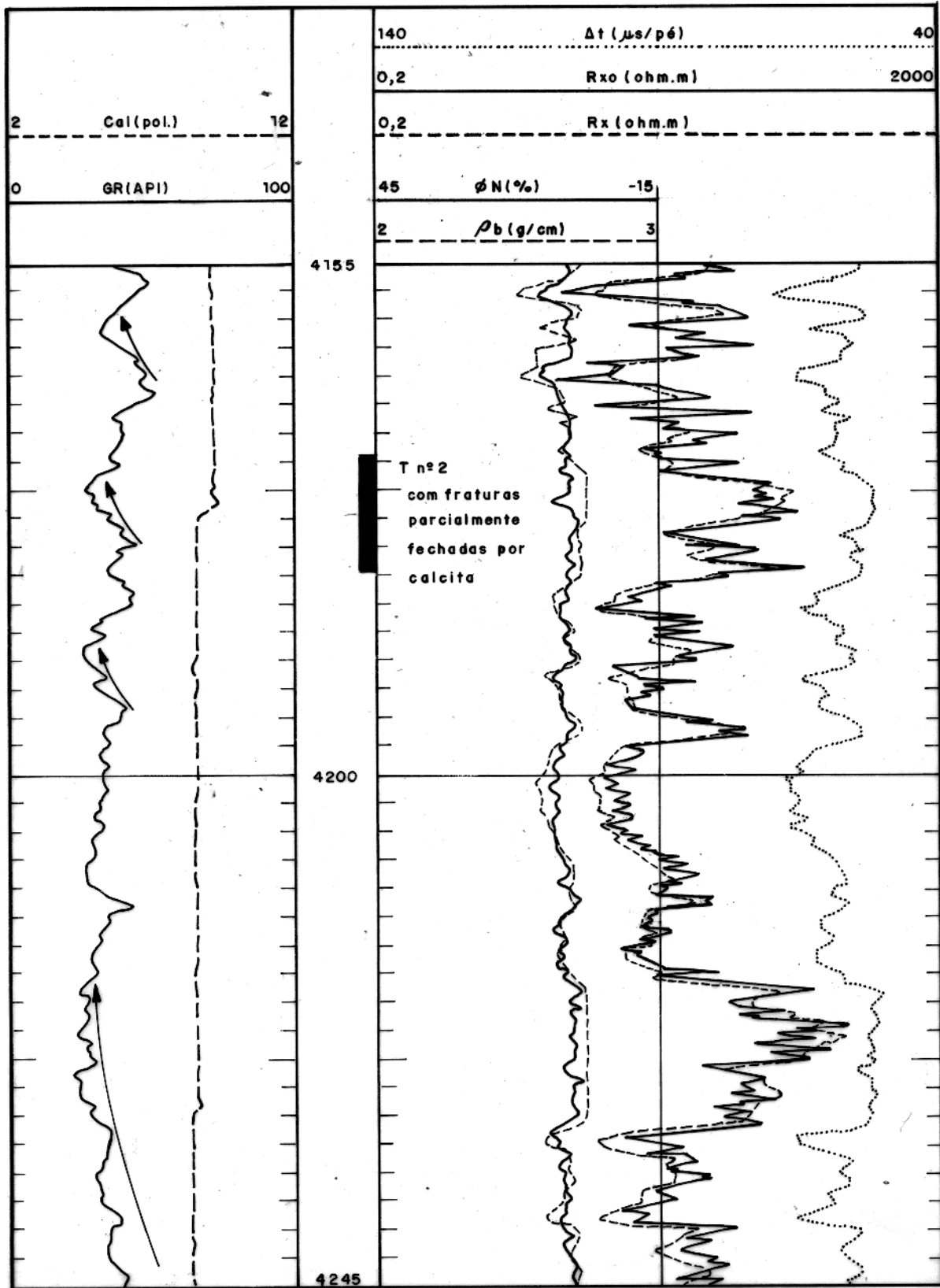


Fig. 11 - Perfis de resistividade, sônico,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$ , GR e caliper do intervalo 4155-4245 m do poço X. As setas indicam possíveis ciclos de *fining*.

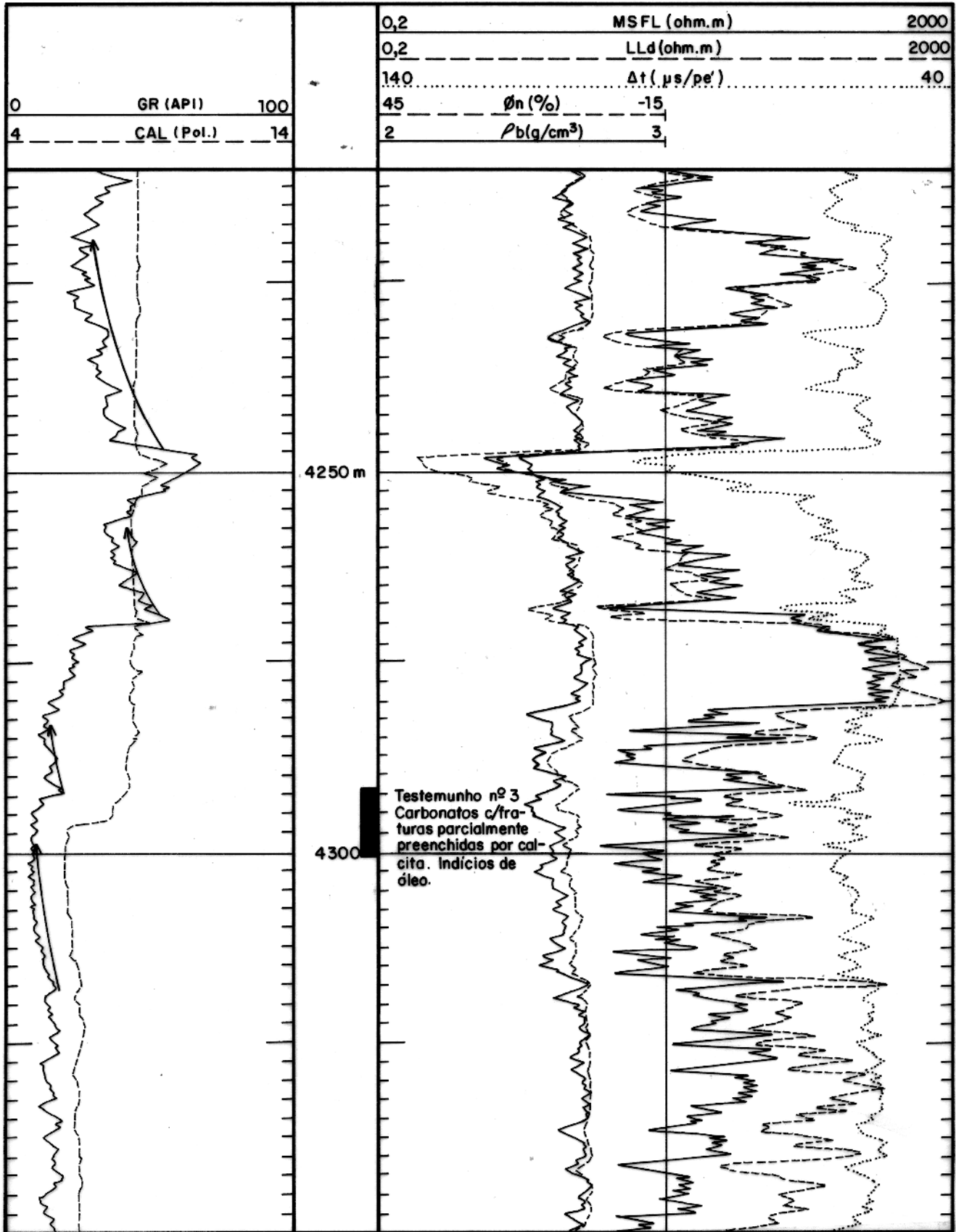


Fig. 12 – Perfis GR/Caliper, densidade-neutrão e DLL/MSFL/sônico do intervalo 4210–4350 m do poço X.

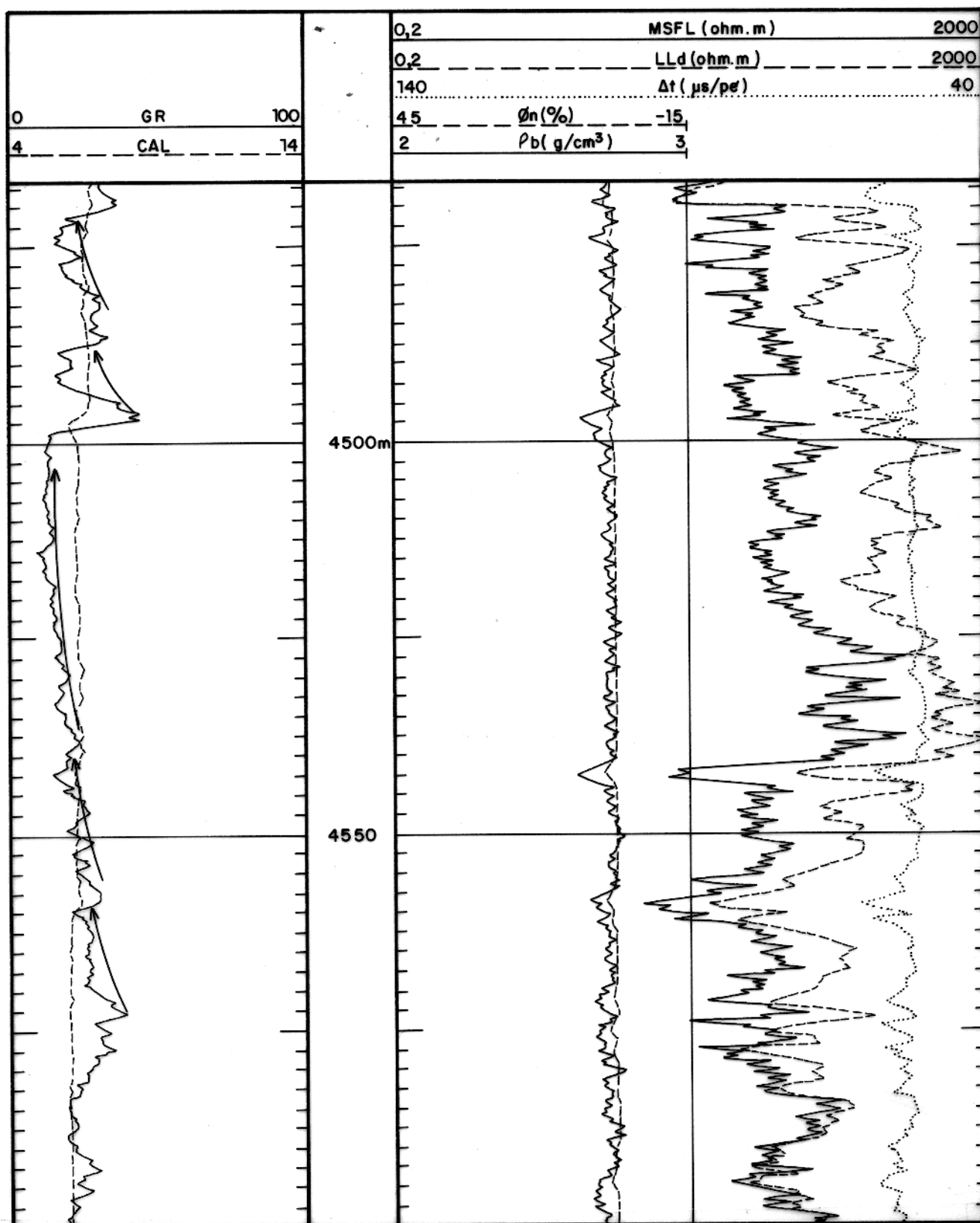


Fig. 13 – Perfis de 4.520 a 4.600 m do poço X. Também neste intervalo ciclos sedimentares (setas) podem ser notados.

**TABELA 2**

POÇO	PROFUNDIDADE (m)	PRESSÃO (kgf/cm <sup>2</sup> )	PERMEABILIDADE NO TESTE (mD)	RESULTADOS
X	3497 - 3531	447,5	0,22	Gás surgente, sem pressão. Recuperada água de 8000 ppm de NaCl, cortada por gás.
	3688 - 3711	491	—	Recuperados 9,54 m <sup>3</sup> de lama cortada por gás.
	4289 - 4298	688	27	Produção de óleo de 40° API, Q <sub>o</sub> = 130 m <sup>3</sup> /dia (3/8") RGO = 460. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Y	4376 - 4391	690	6,4	Produção diminuiu de 240 m <sup>3</sup> /dia para 95 m <sup>3</sup> /dia, sem queda de pressão.
	4834 - 4843	598	—	Intervalo portador de água com gás em solução.
	4885 - 4891	744	—	Produziu água de 6200 ppm de NaCl.

Resultados dos testes de formação realizados nos poços X e Y.

## CAPÍTULO 3

### DETERMINAÇÃO DOS TIPOS LITOLÓGICOS E DA POROSIDADE

#### 3.1. Identificação dos Tipos Litológicos

Como a sequência carbonática nos poços *X* e *Y* é composta de, pelo menos, três tipos distintos de rochas, é necessário separar os dados com base no tipo de rocha antes de aplicar qualquer técnica. O algoritmo para separação dos tipos litológicos baseia-se na comparação das porosidades neutrônica e de densidade, quando computadas para parâmetros de calcário, segundo o esquema da figura 14. A separação de litologias, citada a seguir, se refere apenas aos carbonatos. Os folhelhos e margas estão previamente separados, com base, principalmente, no valor da curva de raios-gama. De acordo com esta ilustração, é possível selecionar os seguintes tipos litológicos (Evans, 1981):

- 1.) Calcário (lito = 1), quando  $\phi_n = \phi_d$ , e  $\phi_n$  e  $\phi_d \geq 0$  ,
- 2.) Calcário arenoso (lito = 2), quando  $\phi_d > \phi_n$ , e  $\phi_n$  e  $\phi_d \geq 0$  e
- 3.) Calcário dolomitizado (lito = 3), se  $\phi_d < \phi_n$ ,  $\phi_n \neq 0$ , e  $\phi_d < 0$  .

Localmente, registra-se também a presença de barita, associada à calcita, preenchendo fraturas. Os intervalos baritizados podem também ser identificados com os perfis densidade e neutrão, e ocorrem quando  $\phi_n = 0$  e se  $\phi_d < \phi_n$  .

Na comparação das porosidades neutrônica e de densidade, considerou-se um *range* absoluto de apenas 1% (0,5% para mais e para menos). O *range* utilizado neste trabalho deve ser, forçosamente, mais apertado do que o mostrado esquematicamente na ilustração, uma vez que a porosidade total dos carbonatos é muito baixa, em geral menor do que 5%, conforme discutido a seguir. Assim, diferença entre  $\phi_d$  e  $\phi_n$  superior a 1% é suficiente para caracterizar a influência do mineral secundário. Da mesma forma, o intervalo na "igualdade"  $\phi_n = 0$  também foi tomado igual a 1%. As porosidades sônica, de densidade e neutrônica, calculadas para parâmetros de calcário, são mostradas no *track 2* das figuras 15 a 18.

De qualquer forma, a única litologia considerada pura é a lito=1 (calcário). Todas as outras são constituídas de pares minerais.

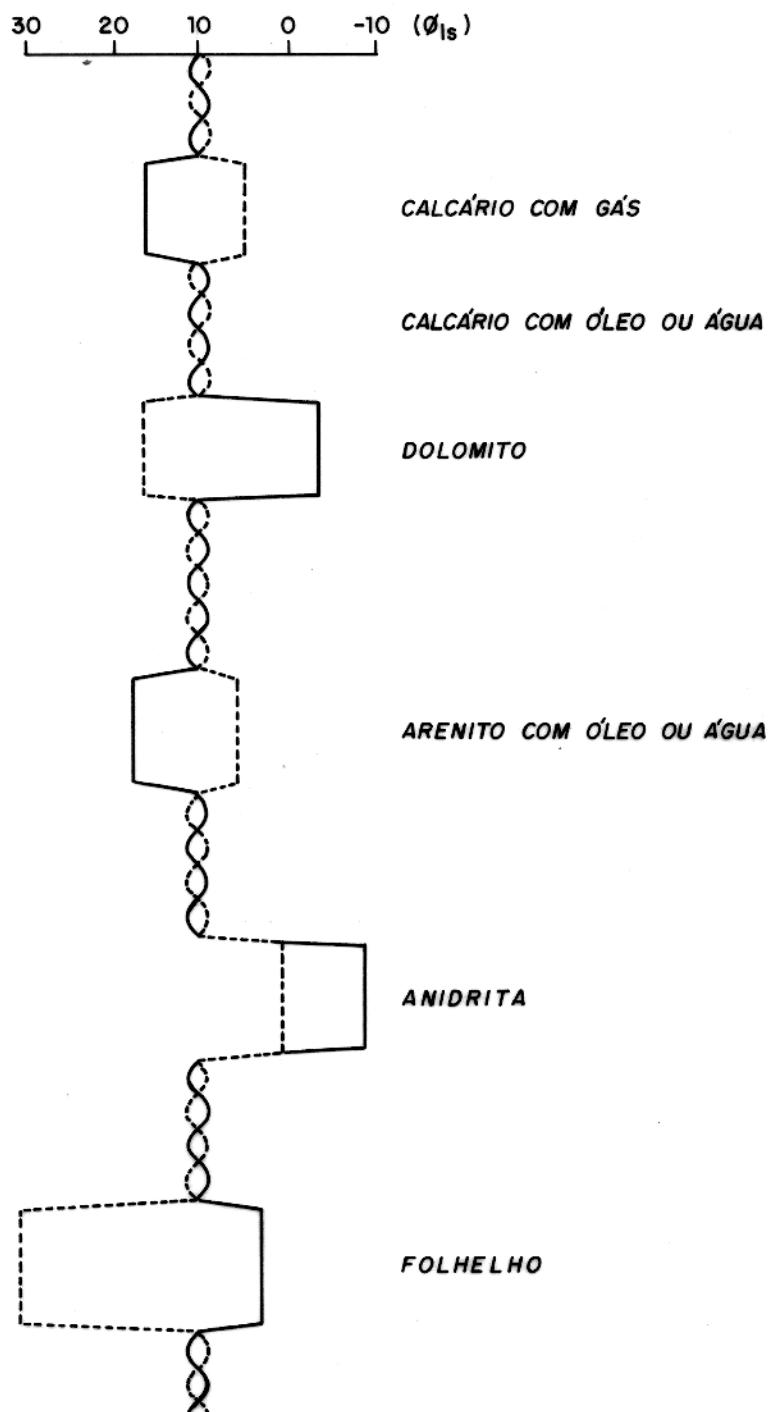


Fig. 14 - Esquema para discriminação litológica baseado nos perfis neutrônico e de densidade (Evans,1981)

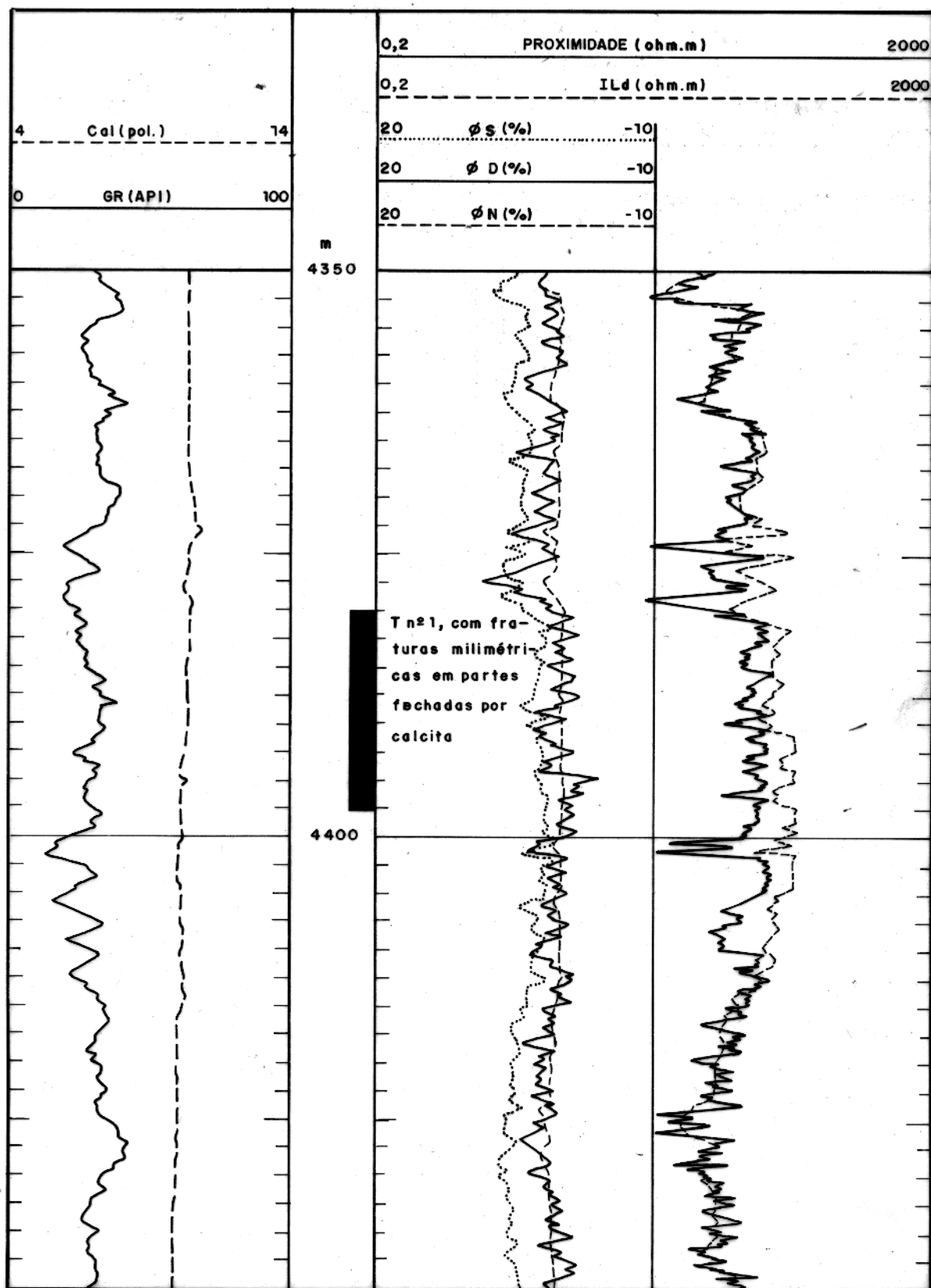


Fig. 15 – Perfis de porosidade de calcário do intervalo 4350–4440 m do poço Y.

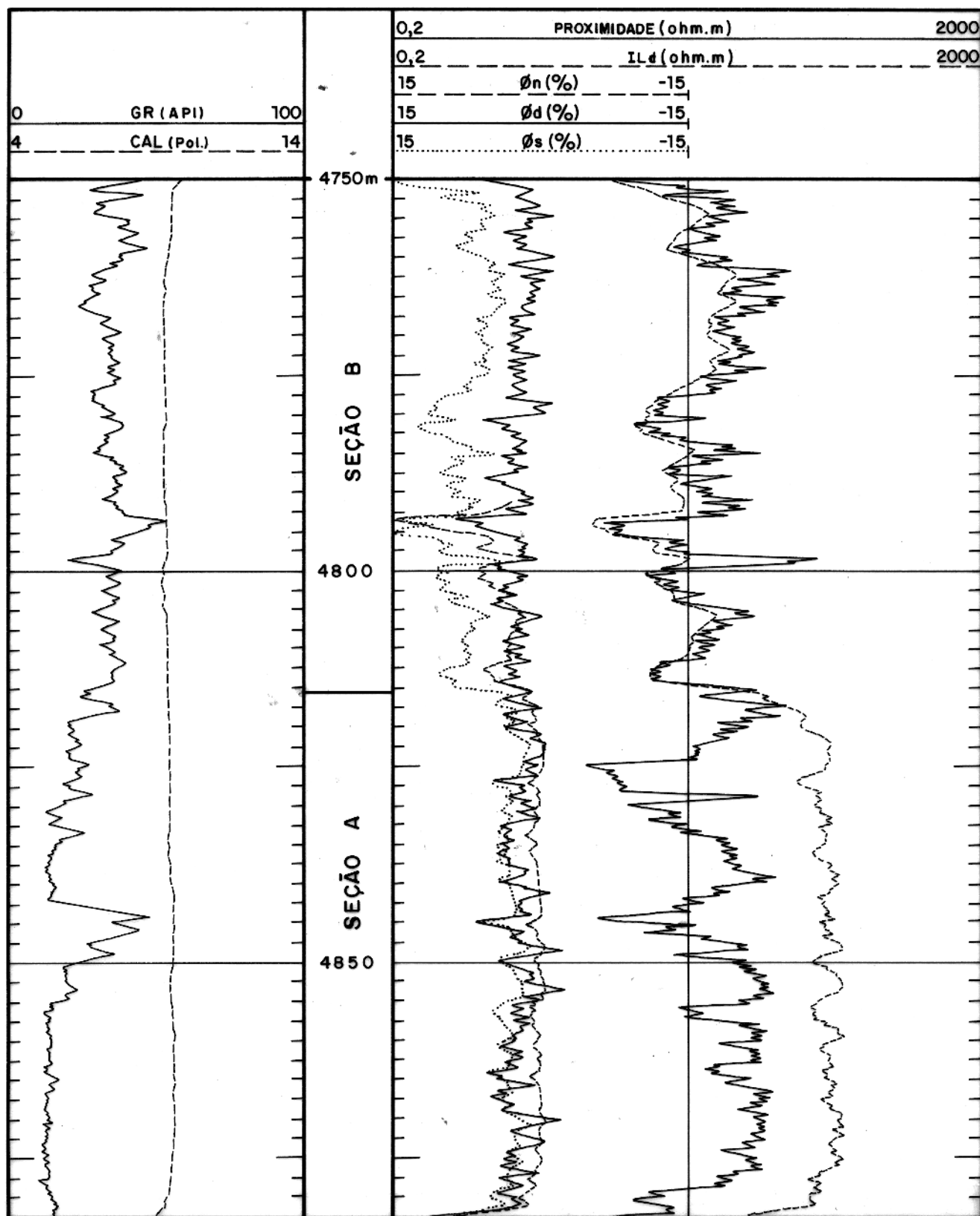


Fig. 16 – Perfis de porosidade com parâmetros de calcário, intervalo 4750–4880 m do poço Y, apresentando porosidades calculadas com parâmetros de matriz calcária. Folhelhos e margas são marcados por maiores valores de GR e  $\phi_s$ .

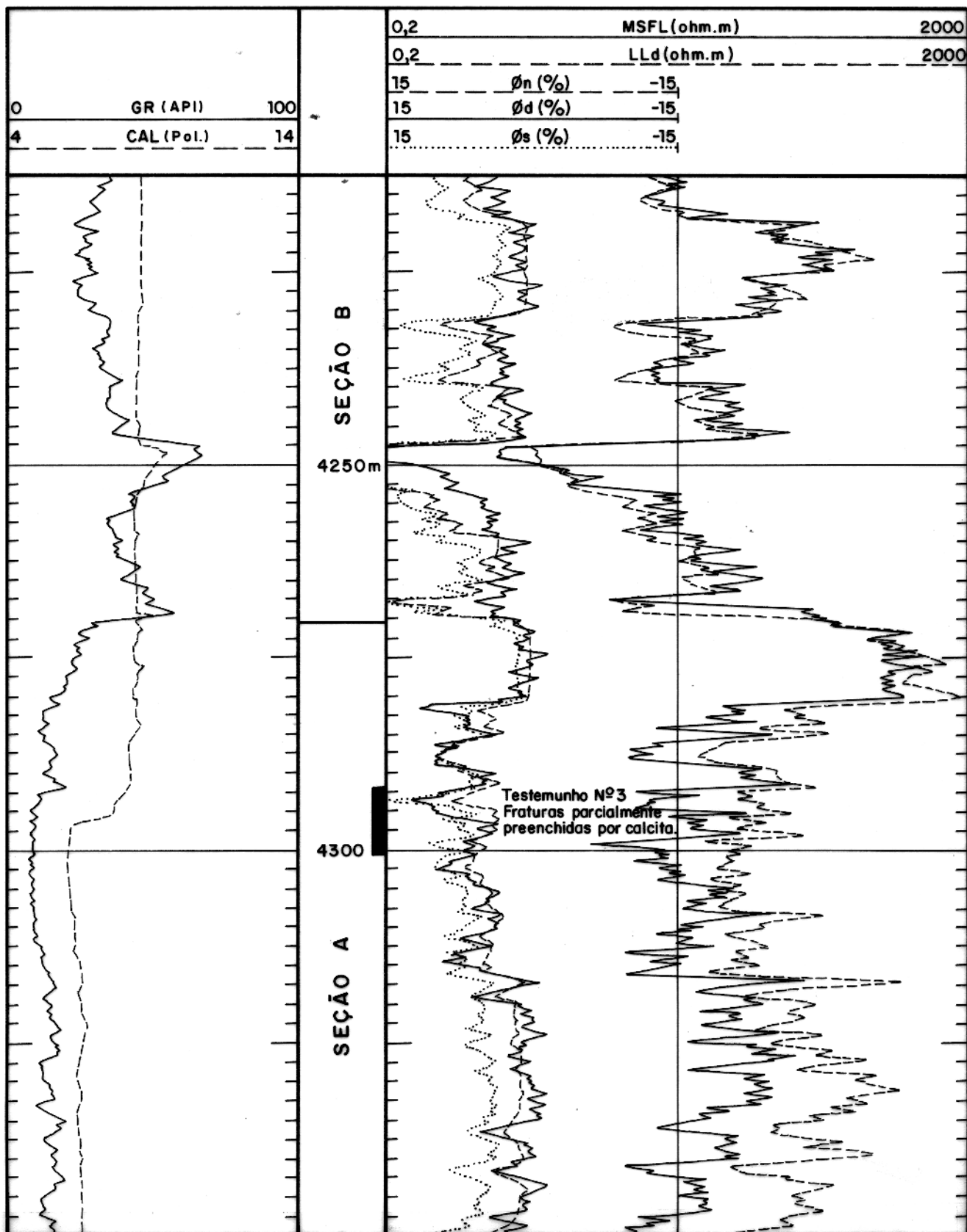


Fig. 17 – Perfis do intervalo 4210–4350 m do poço X. Folhelhos e intervalos argilosos são delimitados por altas porosidades e baixas resistividades(seção B). A seção A apresenta intercalação de litologias, marcada principalmente nos perfis de resistividade.

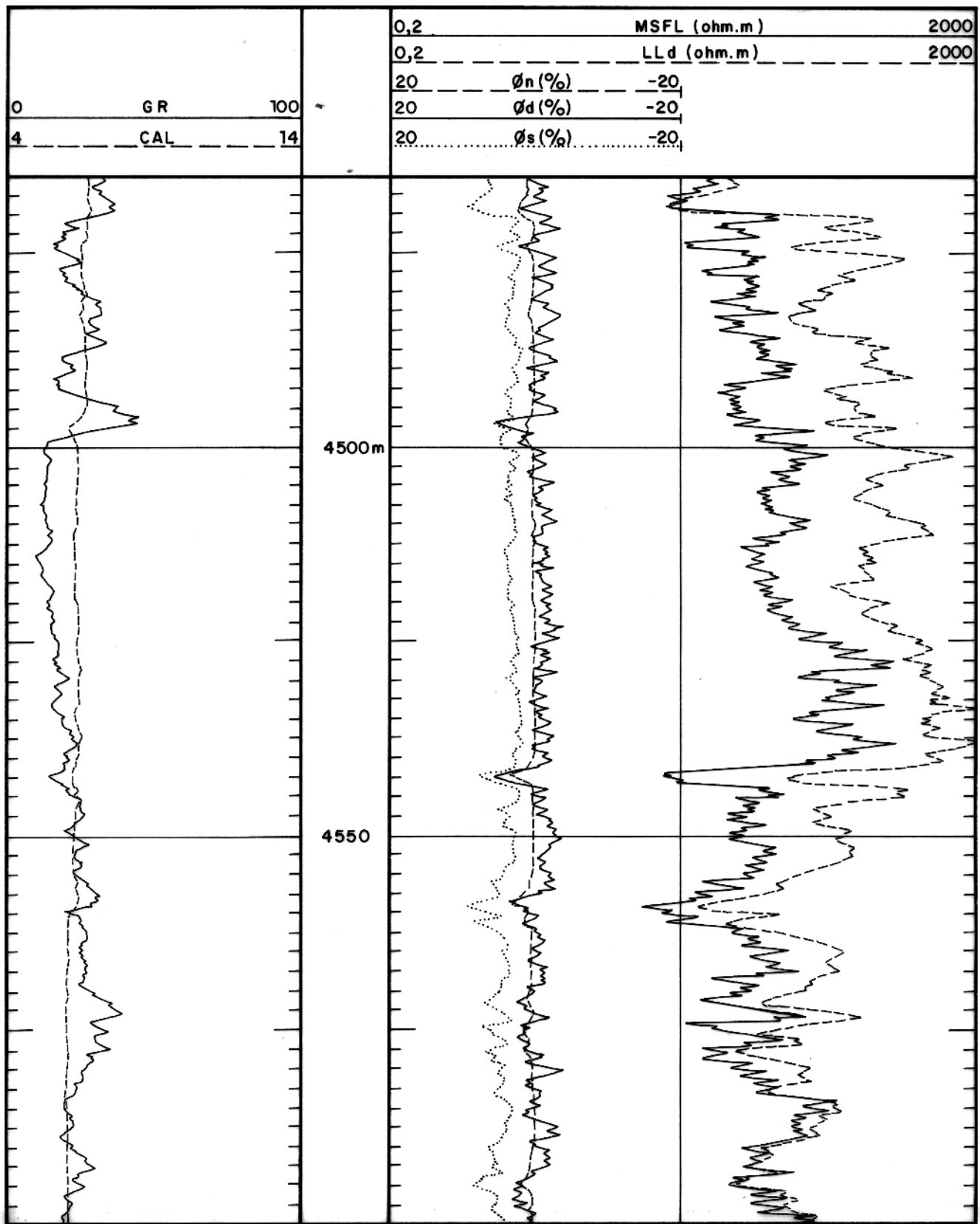


Fig. 18 – Perfis do intervalo 4475–4600 m do poço X. As porosidades deste intervalo indicam efeito de dolomitização nesta seção ( $\phi_d < \phi_n$ ).

Após separar os grupos, os valores de densidade são usados para verificar a coerência do par mineral escolhido pelo programa implementado no sistema *Logcalc*. Este par mineral será usado em seguida para computar a porosidade dos carbonatos. Além disso e para melhor discutir este ítem, a litologia foi estudada, também, através do gráfico para identificação de litologias (MID Plot), de Clavier e Rust, 1976, e do gráfico M-N (Schlumberger, 1989), onde

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{100(\rho_b - \rho_f)} \quad e \quad N = \frac{\phi_{n_f} - \phi_n}{\rho_b - \rho_f} .$$

Os três procedimentos são usados em conjunto. Os gráficos de Clavier e Rust (1976) e M-N, são métodos clássicos para identificar a mineralogia das rochas-reservatório com base nos perfis convencionais de porosidade e estão ilustrados nas figuras 19 a 22. A resposta do MID plot indica que, em geral, as rochas são compostas de calcita e quartzo. Em nenhum dos intervalos é possível notar a presença da dolomita, com este método (Fig.21). Nos gráficos M-N, ao contrário, é a presença de quartzo que não é registrada. Nesse gráfico, os pontos se situam, basicamente, na linha da calcita para a anidrita (Fig. 22).

Com base na descrição dos testemunhos dos poços X e Y, sabe-se que os carbonatos, ou se intercalam com lâminas de arenitos, ou contêm areia dispersa (Fig. 3), ou ainda, mais frequentemente, estão dolomitizados. Não há qualquer referência nos relatórios supracitados concernente à ocorrência de anidritização das rochas. Entretanto, um fato relevante é a presença de barita preenchendo fraturas (Fig. 5). É possível que a ocorrência deste mineral pesado esteja relacionada à alta concentração de sulfato na água de formação. A barita pode ser responsável pela alta densidade de matriz registrada nos calcários dolomitizados. Sua presença, além disso, desloca os pontos em direção à anidrita, no gráfico M-N. Assim, embora as rochas da litologia lito=3 sejam compostas de calcário dolomitizado, os dados de porosidade foram calculados a partir do par mineral calcita-anidrita. A porosidade, assim calculada, mostra excelente correlação com a porosidade de testemunhos, medidas em laboratório por métodos petrofísicos, mostrando que, apesar da rocha ser composta por dolomita como mineral secundário, o uso de parâmetros da anidrita conduz a resultados compatíveis com os dados de testemunhos.

Um outro fator que pode causar este desvio é a presença de argilosidade nas rochas. No entanto, as descrições das rochas, registradas na tabela 3, demonstram que o volume de argila é

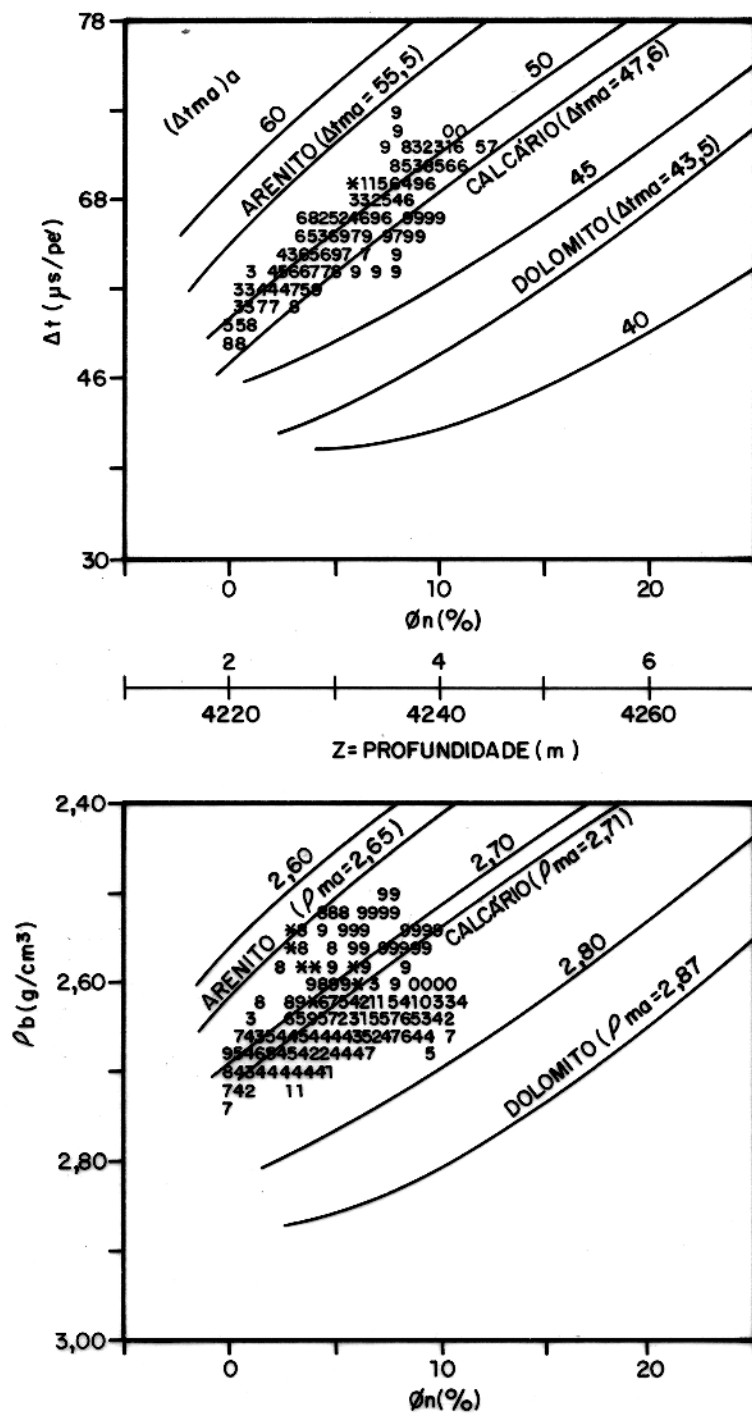


Fig. 19 – Gráfico  $\rho_b - \phi_n$  e  $\Delta t - \phi_n$  para determinar  $\rho_{ma}$  e  $\Delta t_{ma}$  no intervalo 4200-4300 m do poço X.

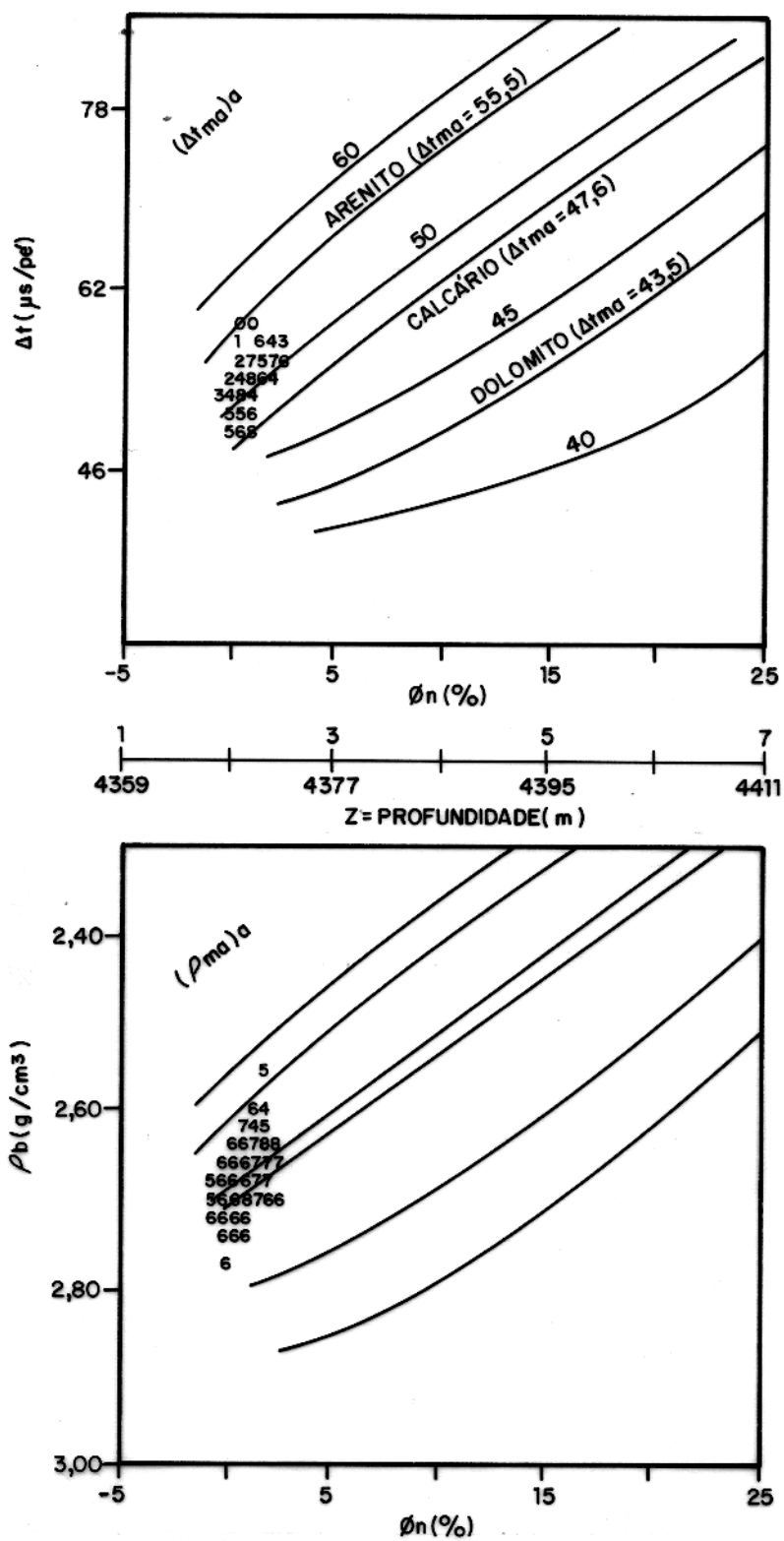


Fig. 20 – Gráfico  $\rho_b - \phi_n$  e  $\Delta t - \phi_n$  para determinar  $\rho_{ma}$  e  $\Delta t_{ma}$  do intervalo 4350-4440 m do poço Y.

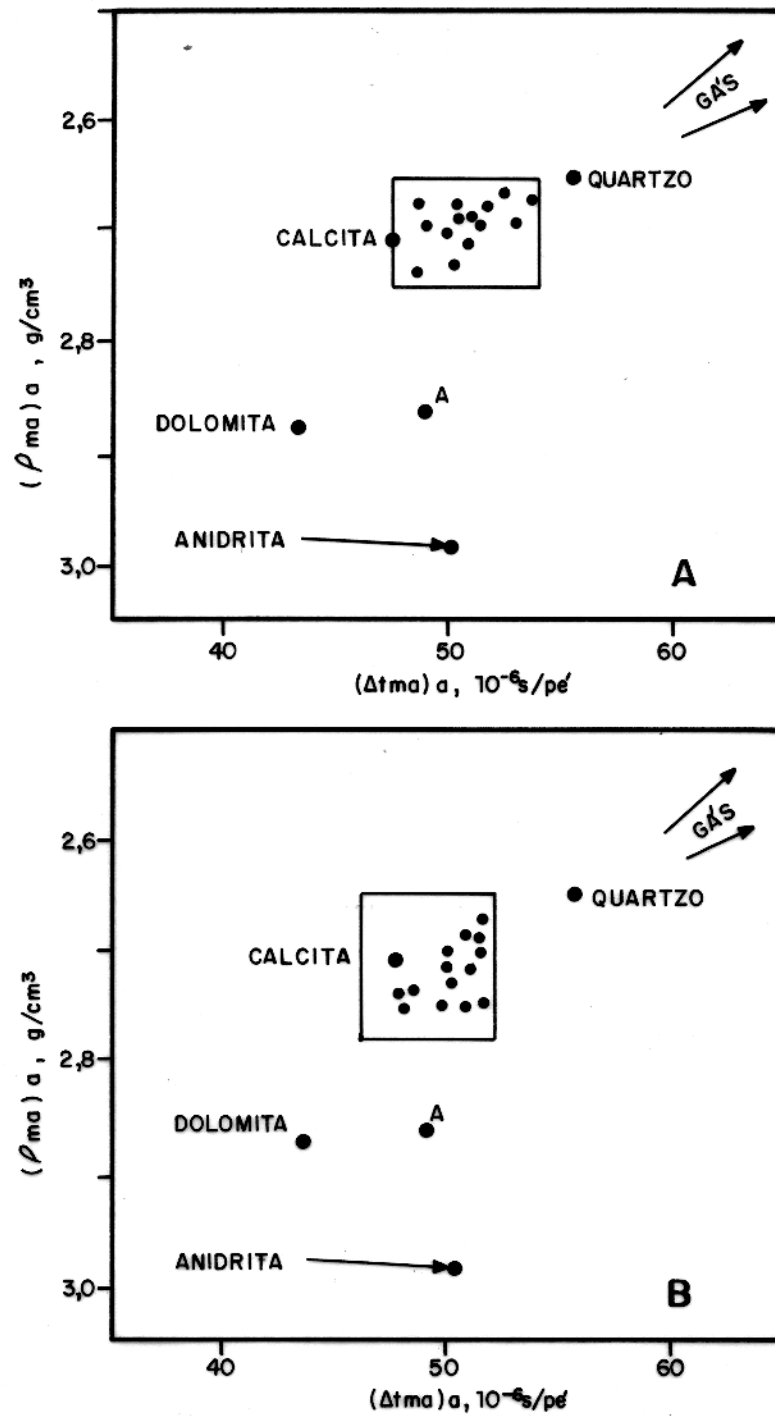


Fig. 21 – Gráfico para identificação de matriz (*MID-plot*) nos intervalos 4350–4440 m do poço Y (A) e 4200-4300 do X (B).

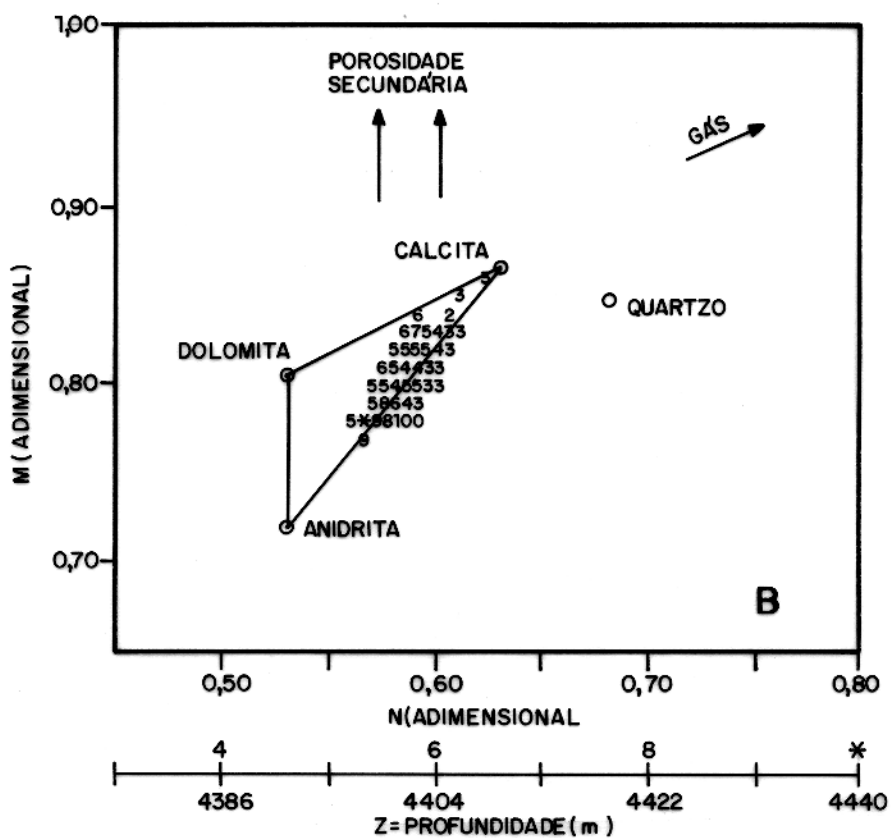
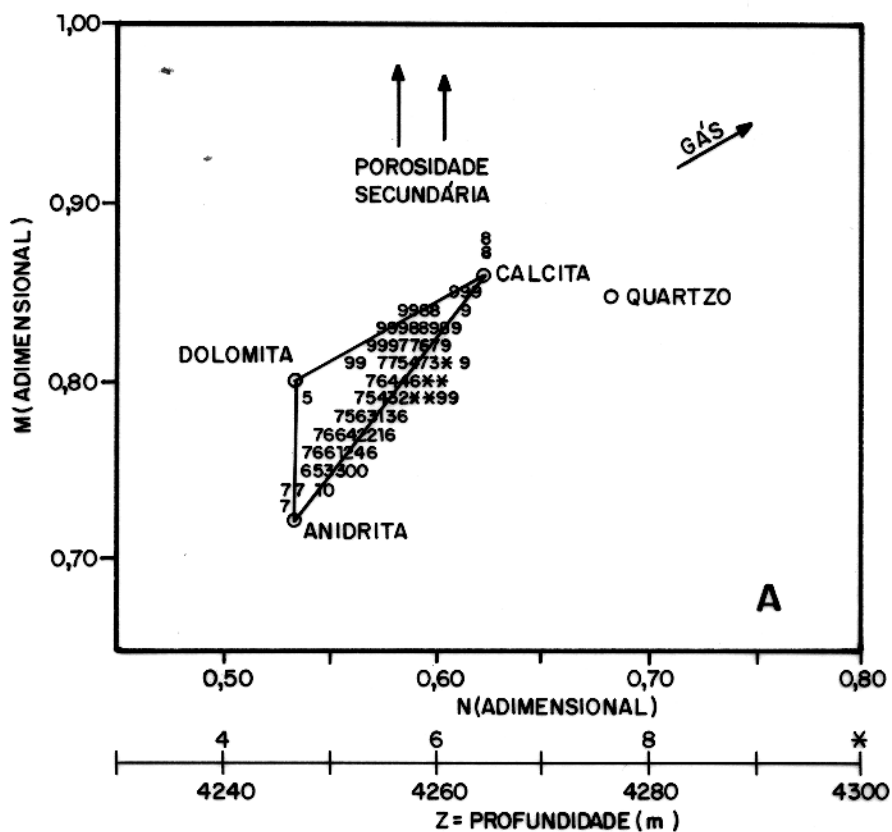


Fig. 22 – Gráfico M-N para determinação mineralógica nos intervalos 4200-4300 m e do poço X (A) e 4350-4440 m do poço Y (B).

geralmente menor que 5%. Além disso, a baixa concentração de K e Th no raios-gama espectral do poço X, também indica pouca influência de argilosidade, na maior parte da seção estudada naquele poço. Isto posto, conclui-se que as leituras não estão influenciadas pelo efeito de argilas, não sendo necessário qualquer correção neste sentido.

Além da presença de barita, há também o efeito das fraturas no plote M-N. Como  $\Delta_t$  não lê as fraturas subverticais, se  $\phi_n$  representar a porosidade total, então M será muito baixo em relação a N. Nesta situação, a posição dos pontos será afastada na direção da linha calcita-anidrita. Assim, juntamente com a baritização, a presença de fraturas é responsável pelo afastamento dos pontos da linha calcita-dolomita para a linha de calcita-anidrita no plote M-N.

A efetividade da seleção dos diferentes litotipos é demonstrada pela comparação da figura 19 com a figura 23. A figura 19 exhibe a distribuição dos pontos no gráfico  $\rho_b$  versus  $\phi_n$  para todos os carbonatos do intervalo 4200-4300 m do poço X, sem seleção dos litotipos. A simples observação dessas ilustrações demonstra que a identificação das litologias usada neste trabalho é adequada, pois elimina a dispersão dos pontos em torno do tipo de matriz carbonática.

A identificação dos litotipos permite controlar melhor os parâmetros de matriz, tais como o tempo de trânsito, a densidade e o expoente de porosidade, que são calculados para cada litotipo. Antes de discriminar os litotipos, os parâmetros físicos da matriz carbonática ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta t_{ma}$ ) podem conduzir a porosidades muito otimistas. Para ilustração, observe-se o plote log Rt versus  $\rho_b$  na figura 24. Sem identificar a litologia *a priori*, a porosidade do litotipo 2 (calcário arenoso) fatalmente será calculada com o par mineral calcário + dolomita, em face da densidade de matriz mais alta que será determinada. Obviamente, a porosidade neste caso será mais alta do que a real.

### 3.2. Densidade e Tempo de Trânsito da Matriz e Expoente de Porosidade dos Carbonatos

Os perfis apresentados nas figuras 8 a 13 mostram que, em todas as seções estudadas, valores de  $2,74 \text{ g/cm}^3$  são frequentes, indicando que a densidade de matriz é no mínimo dessa ordem. Para determinar a densidade e o tempo de trânsito da matriz, utiliza-se um gráfico de resistividade, em escala logarítmica, versus  $\rho_b$  ou  $\Delta_t$ . Trata-se de um gráfico similar ao plote de Hingle (Helander, 1983), porém neste caso não se está considerando o valor de  $m$ , e, portanto, o

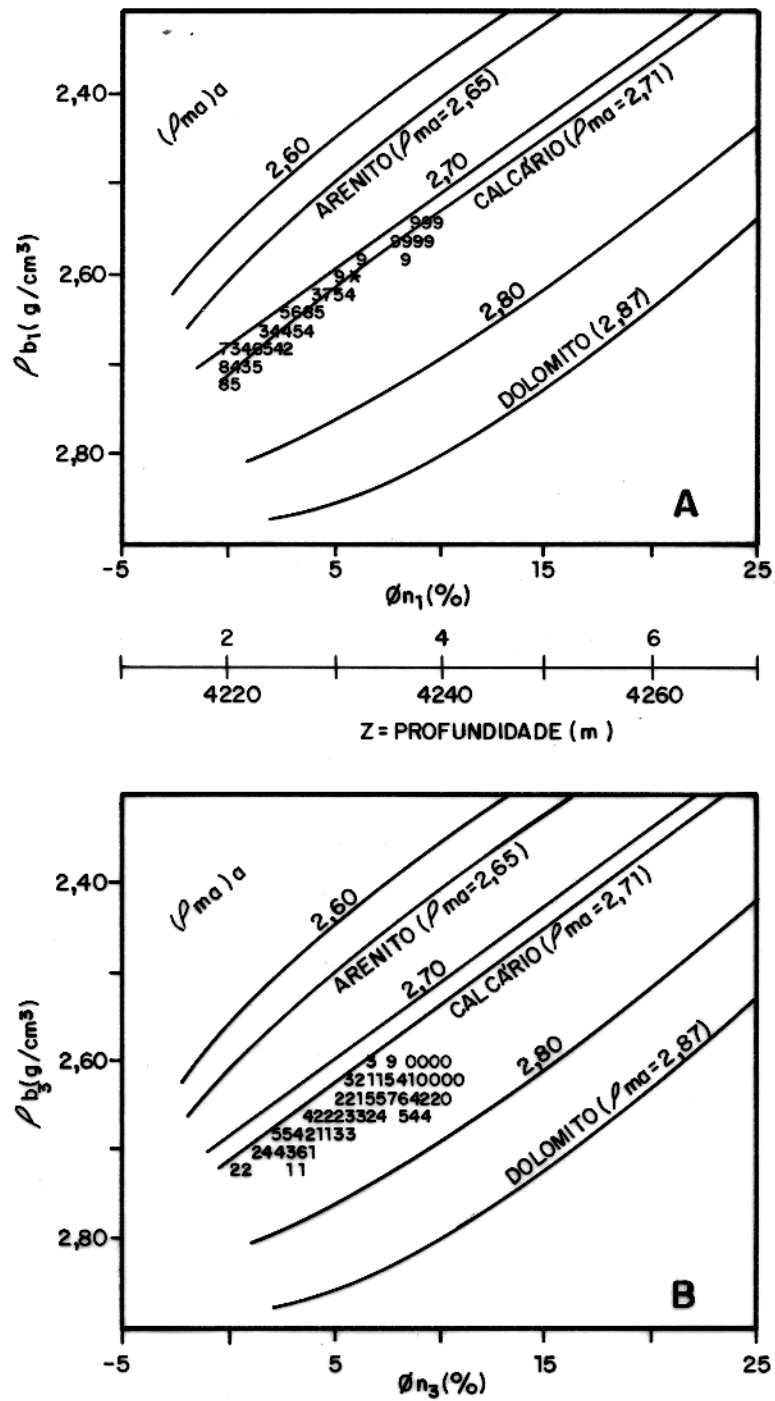


Fig. 23 – Discriminação dos litotipos 1 (calcário) e 3 (calcário dolomitizado) no intervalo 4200-4300 m do poço X, mostrando a eficiência do algoritmo para separação de litologias.

**TABELA 3**

POÇO	TESTEMUNHO	PROFUNDIDADE (m)	TEOR DE ARGILA (%)
Y	02	3366	0,5
		3369	1,5
		3372	0,5
		3378	3
	03	3979	2,5
		3983	2,5
		3986	2
		3989	2,5
		3993	10
		3994,5	2
	04	4380	6
		4384	3
		4387	0,5
X	02	4178,2	1
		4180,2	3

Teores de argila nos pontos analisados em laboratório nos testemunhos dos poços estudados X e Y . O volume de argila é, em geral, menor que 3% . (Dados no relatório do projeto Pará - Maranhão, 1986).

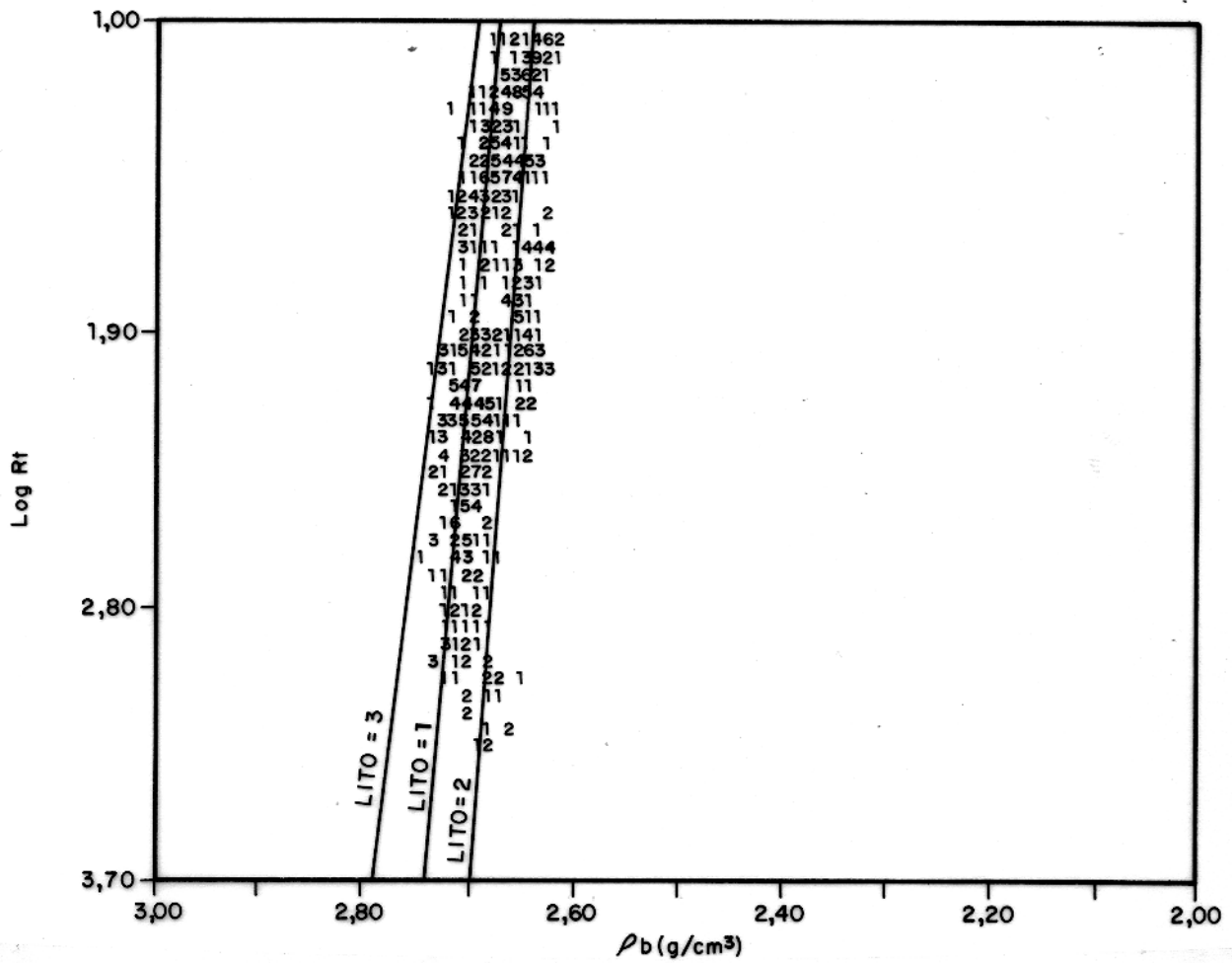


Fig. 24 – Gráfico determinar a densidade da matriz sem separação dos litotipos. Dados do intervalo 4200–4350 m do poço X.

gráfico serve apenas para determinar as propriedades da matriz, ao contrário do gráfico de Hingle, que dá uma idéia dos valores de saturação, quando  $m$  é conhecido e considerado. Os parâmetros da matriz são tomados quando a resistividade tende para um valor muito alto. Neste trabalho, considera-se que o valor de matriz pode ser tomado quando a resistividade é igual a 5.000 ohm.m. Um exemplo dessa estimativa é mostrado na figura 25.

O expoente de cimentação usado neste trabalho é tomado, unicamente, dos perfis, pois, conforme já foi citado, não se dispõe de análises de laboratório de  $a$  e  $m$ . O expoente de porosidade é calculado de dois modos: a.) a partir do modelo de Rasmus, discutido no capítulo 4, supondo que o expoente  $m_s$  da matriz carbonática é igual a 2,5, ou até mesmo maior, em face da compactação e da baixa porosidade intergranular das rochas e b.) através do gráfico de Pickett.

O cálculo de  $m$  com o gráfico de Pickett é feito tomando a inclinação da reta que passa pelos pontos de água ( $S_w=1$ ) no gráfico  $\log R_t$  versus  $\log \phi$ . Trata-se na verdade de um método de avaliação baseado na fórmula de Archie. Tomando os logaritmos da equação de Archie, encontra-se que

$$n \log S_w = -m \log \phi - \log R_t + \log(a R_w).$$

Nos pontos de água, tem-se que

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(a R_w).$$

Procedendo desta maneira, pode-se usar um plote de Pickett para calcular  $m$ . Em alguns casos, e conhecendo também o valor de  $R_w$ , calcula-se o coeficiente  $a$ , tomado no ponto em que  $\phi = 100\%$ . As figuras 26 e 27 mostram plotes de Pickett com os respectivos  $m$ 's para duas diferentes litologias de uma mesma seção do poço X. A tabela 4, por seu turno, contém um resumo dos parâmetros da matriz carbonática, incluindo densidade, tempo de trânsito e expoente de porosidade, para cada litologia identificada nos diversos intervalos estudados nos dois poços.

A correlação dos resultados obtidos, a partir destes parâmetros, com as análises petrofísicas de laboratório, mostra que as propriedades da matriz determinadas neste trabalho são confiáveis, conduzindo a resultados compatíveis com o conhecimento prévio da área (porosidade dos testemunhos), conforme será visto adiante.

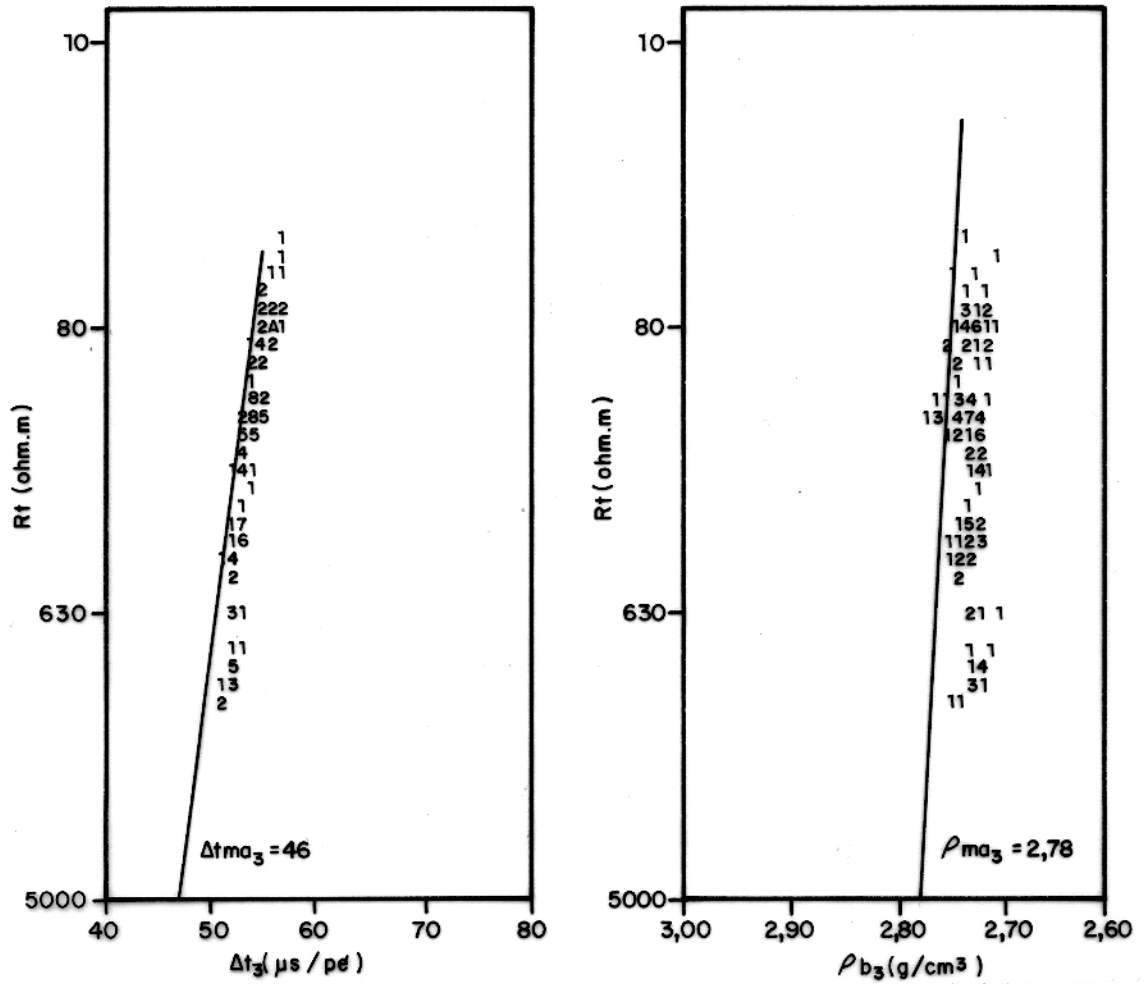


Fig. 25 – Plote de Hingle modificado para determinar os parâmetros de matriz do litotipo 3 (Calcário dolomitizado) no intervalo 4500-4600 m do poço X.

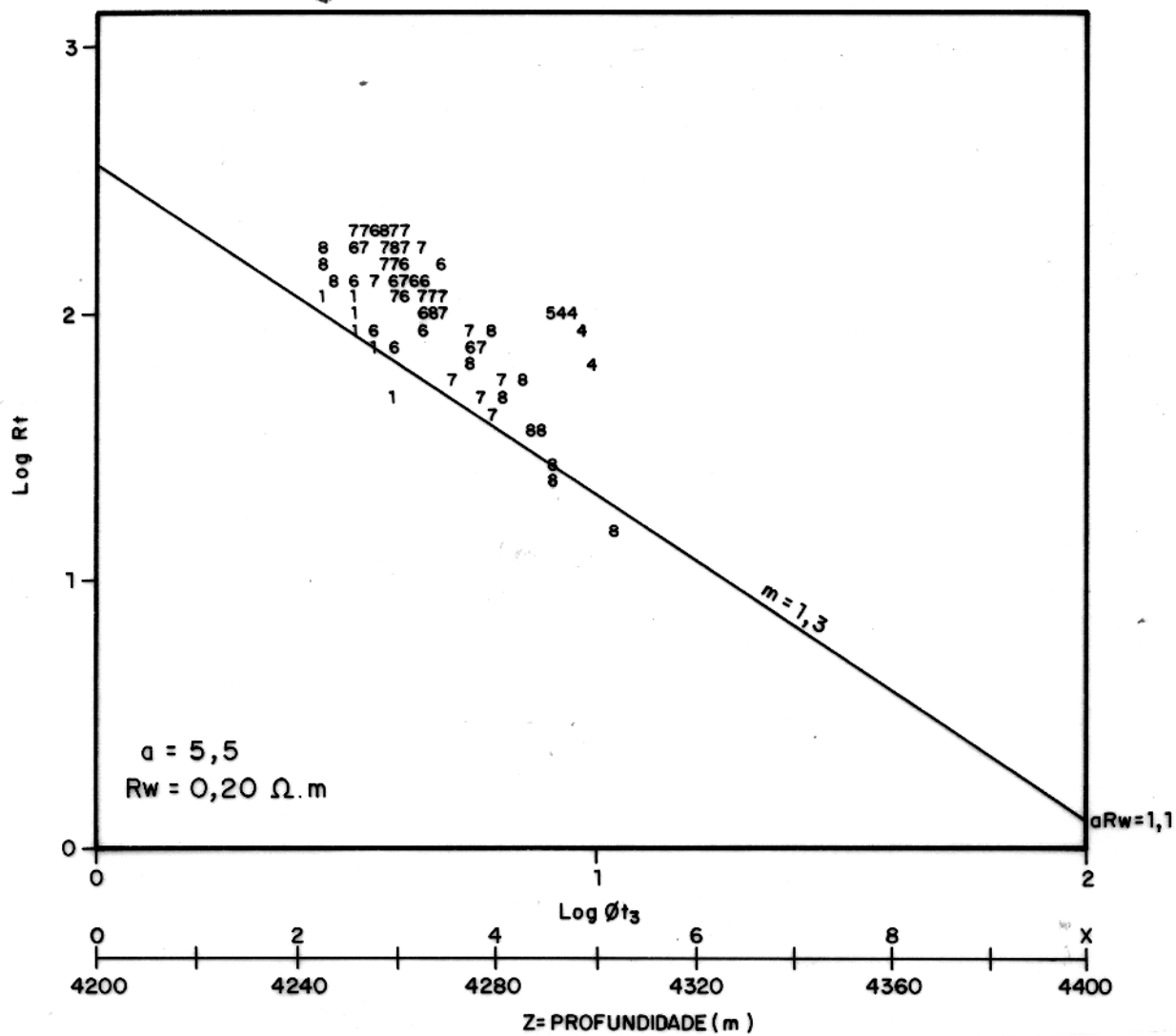


Fig. 26 – Plote de Pickett para o litotipo 3 (calcário dolomitizado) do intervalo 4200–4400 m do poço X.

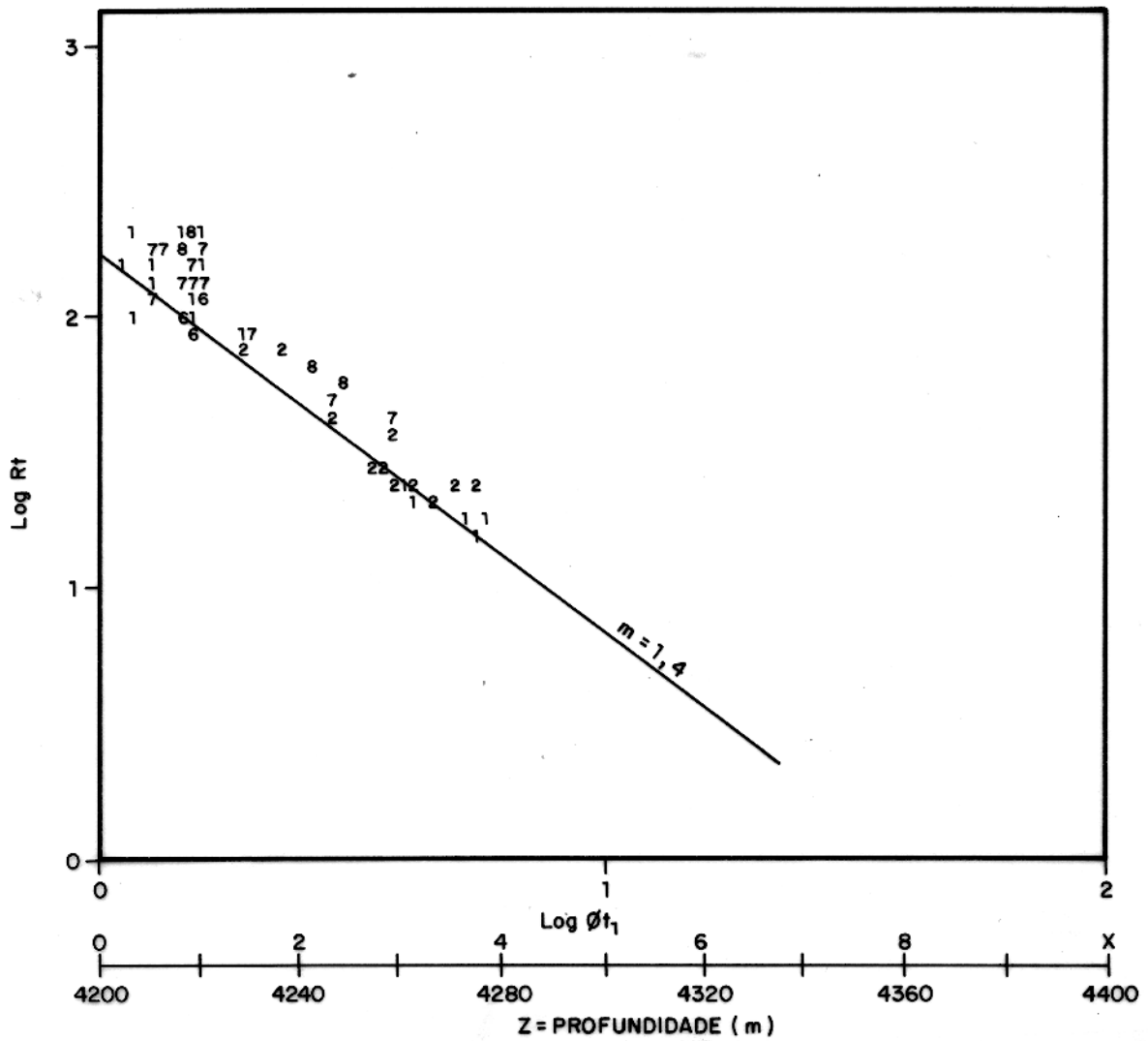


Fig. 27 – Plote de Pickett para o litotipo 1 (calcário) do intervalo 4200–4400 m do poço X. Nesta litologia,  $aR_w$  não pode ser obtido através deste gráfico.

TABELA 4

POÇO	PROFUNDIDADE (m)	LITOLOGIA	$\rho_m$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Delta t_m$ ( $\mu$ s/pé)	m
Y	4350/4440	1	2,74	48	1,70
		2	2,70	48	1,40
		3	2,79	45,5	1,55
	4800/4900	1	2,73	47,5	1,55
		2	2,71	48	1,30
		3	2,78	45	1,52
X	4200/4350	1	2,74	47,5	1,40
		2	2,70	49	1,50
		3	2,79	46,5	1,30
	4500/4600	1	2,74	48	1,90
		2	2,70	49	1,90
		3	2,78	46	2,40

1 - Calcário 2 - Calcário arenoso 3 - Calcário dolomitizado

Parâmetros de matriz (densidade, tempo de trânsito e expoente de porosidade) para os intervalos estudados neste trabalho.

A efetividade da discriminação litológica, discutida no item anterior, pode ser depreendida também da observação das figuras 26 e 27, comparadas com o plote de Pickett da figura 28, feito para todos os carbonatos do intervalo 4200–4350 de poço X, sem seleção da litologia. A superposição desta ilustração com as figuras 26 e 27 permite comparar os dados para dois tipos litológicos, calcário ( $m = 1, 4$ ), e calcário dolomitizado ( $m = 1, 3$ ). Não se trata apenas de valores diferentes de expoente de porosidade, porém de diferentes distribuições de pontos no gráfico. Segundo o método de avaliação de Pickett (Helander, 1983), sem discriminar as litologias, a diferença na disposição dos pontos no gráfico, neste caso, poderá ser confundida com o efeito de diferentes fluidos, quando, na verdade, é reflexo do tipo litológico.

### 3.3. A Porosidade dos Carbonatos

Neste trabalho, a porosidade foi calculada a partir da combinação dos perfis neutrão e de densidade, para cada litologia identificada. O cálculo é efetuado sem correção de argilosidade, uma vez que os carbonatos analisados não apresentam volume de argila que possa influenciar na porosidade e na resistividade das rochas. De todo modo, a análise é limitada para pontos com GR menor do que 35 unidades API. O algoritmo para cálculo da porosidade é baseado no gráfico de identificação de par mineral e porosidade (gráfico CP-1c, Schlumberger, 1989). A porosidade total  $\phi_t$  é obtida da média aritmética entre os valores máximos e mínimos das leituras dos perfis neutrão e densidade, para cada par mineral considerado, da seguinte maneira:

$$C_1 = \frac{\rho_{b_{max}} - \rho_b}{\rho_{b_{max}} - \rho_f} \quad , \quad C_2 = \frac{\rho_{b_{min}} - \rho_b}{\rho_{b_{min}} - \rho_f} \quad ,$$

$$C_3 = \frac{\phi_n - \phi_{n_{min}}}{100} \quad e \quad C_4 = \frac{\phi_n - \phi_{n_{max}}}{100} \quad .$$

Os termos máximo e mínimo, aqui usados, se referem aos pontos de matriz para cada mineral, tanto na densidade, quanto na leitura do perfil neutrão. O esquema apresentado na figura 29 mostra a posição dos pontos  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  e  $C_4$  usados para mediar a porosidade. O algoritmo é uma simplificação do gráfico CP-1c, pois aproxima as curvas de litologia através de retas. No entanto, como as porosidades nesta área são baixas, isto não representa um problema real para o resultado dos cálculos. A estimativa da porosidade é boa, mesmo para porosidades intermediárias. No exemplo da figura 29, temos que, para  $\rho_b = 2,55$  e  $\phi_n = 17\%$ , encontra-se, com

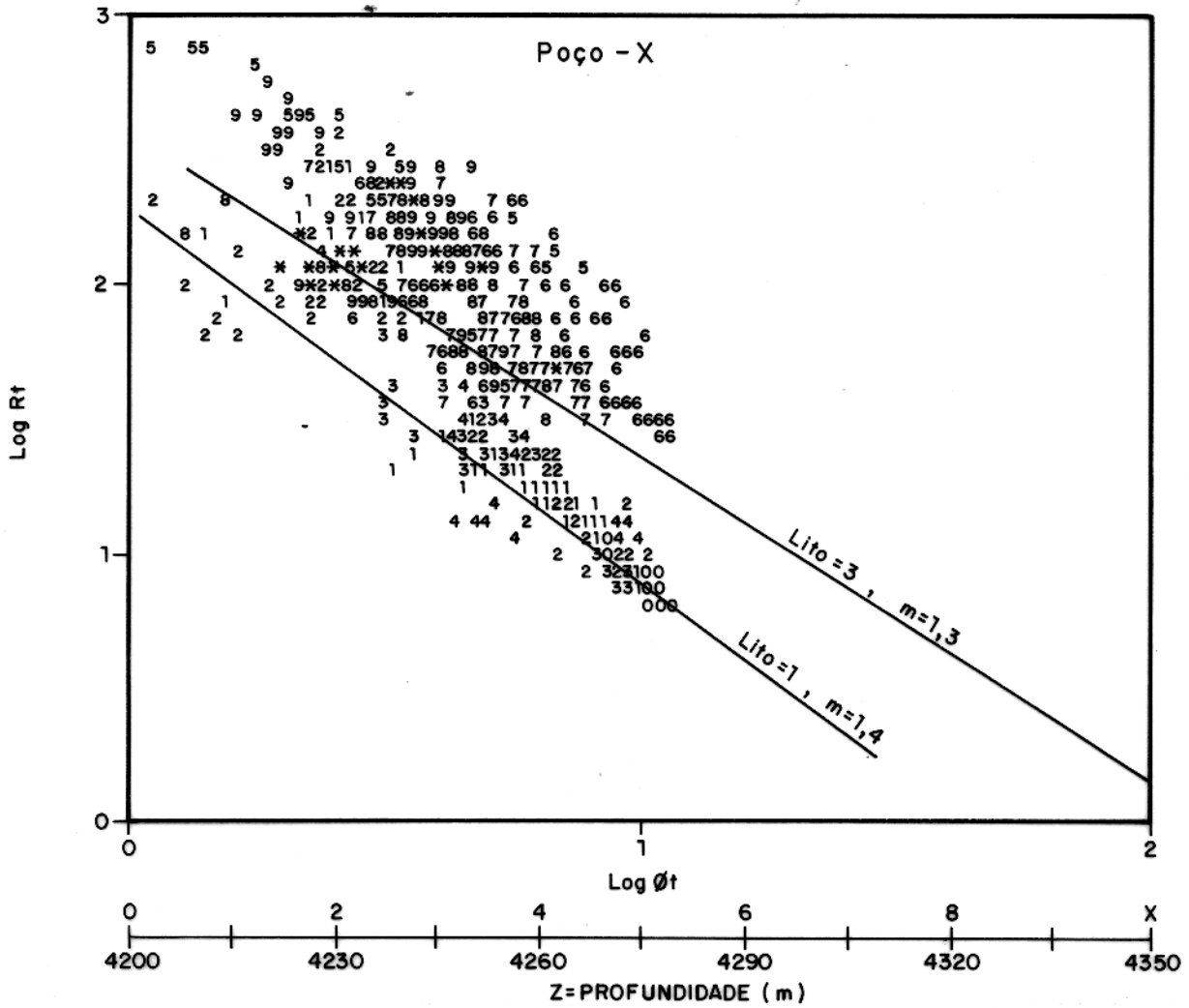


Fig. 28 – Plote de Pickett para determinar o expoente de porosidade  $m$  no intervalo 4200–4350 m do poço X, para todas as litologias.

este algoritmo, que  $\phi_t = 14,5\%$ . Para estes dados dos perfis neutrão e densidade, a carta CP-1C indica que  $\phi_t = 13,5\%$ , atestando a qualidade tanto da seleção das litologias quanto da estimativa das porosidades.

As figuras 30 e 31 (histogramas) e 32 a 36 (perfis) mostram o resultado do cálculo da porosidade nos carbonatos. Com exceção do intervalo 3450–3550 m, cuja porosidade média é igual a 14%, atingindo até 27% entre 3520 e 3535 m (figura 32), nas outras seções mais porosas,  $\phi_t$  atinge a média de 5%, no poço X. No *track* 1 dos perfis, tem-se a curva de raios-gama e a litologia, interpretada segundo o algoritmo descrito anteriormente. No *track* 2, são mostradas as porosidades sônica, de densidade e neutrônica, em unidade de calcário, que servem de base para a identificação da litologia. Por último, no *track* 3, estão registradas as porosidades sônica, total e de fratura, calculadas por  $\phi_t - \phi_s$ .

As porosidades total, sônica e de fratura determinadas para o intervalo 3520–3535 m, exibidas na figura 32, devem ser tomadas com cautela. Essa seção situa-se próximo da profundidade em que houve mudança do diâmetro do poço (ver capítulo 2, figura 10). Além disso, a correção de densidade  $\Delta\rho$  é muito alta, de modo que as porosidades determinadas neste intervalo não são confiáveis. Para as considerações a seguir, serão tomados os resultados dos outros intervalos estudados.

Na maior parte da seção carbonática de interesse, a porosidade é menor do que 5%, frequentemente até inferior a 3% (Intervalos 4355–4425 m do poço Y, e 4500–4600 m do X). As exceções ocorrem nos intervalos 4282–4305 m (poço X), cuja porosidade varia de 7 a 12%, e 4882–4892 m do Y, com porosidades de até 15%, conforme mostrado nas figuras 34 e 36.

Não há correlação aparente entre os tipos litológicos e a ocorrência de porosidades mais elevadas, conforme pode ser visto nestes dois intervalos. Na seção carbonática porosa do intervalo 4282–4300 m do poço X (Fig. 34), embora haja predomínio de calcário arenoso, ocorrem também calcário e calcário dolomitizado. Por seu turno, o intervalo 4880–4890 m também é composto de calcário, calcário arenoso e calcário dolomitizado, intercalados regularmente, tal como mostrado na figura 36. Da mesma forma, a porosidade de fratura não mostra qualquer afinidade especial com os diferentes tipos litológicos. O intervalo 4200/4350 do poço X apresenta a média de porosidade secundária mais elevada, relacionada à presença das fraturas. A porosidade de fratura média

calculada pela diferença  $\phi_t - \phi_s$  é da ordem de 1% neste intervalo, atingindo, localmente, até 2%, na zona produtora de óleo.

A porosidade de fratura somente é calculada em intervalos onde  $\phi_t \geq \phi_s$ , porquanto essa é a condição necessária para utilizar-se o método de Rasmus. Em muitos intervalos dos dois poços, por exemplo, a seção B da figura 16, os intervalos 4210–4245 e 4320–4350 m, da figura 17, e, também, boa parte dos carbonatos na figura 18,  $\phi_s \gg \phi_t$ . Neste caso, o tempo de trânsito sônico possivelmente inclui contribuição da porosidade secundária e, por causa disso, o modelo de Rasmus, que se baseia na premissa de que  $\phi_s = \phi_{ma}$ , não pode ser aplicado para avaliar a porosidade de fratura. A possibilidade de predomínio de porosidade vugular é afastada pela observação dos valores do expoente de porosidade  $m$ , que são característicos de intervalos fraturados.

Para ilustrar que as porosidades calculadas neste trabalho são bastante confiáveis, a figura 37 exhibe a comparação da porosidade densidade–neutrão com as porosidades de testemunho intervalo 4294–4301 m do poço X, para o qual as porosidades de testemunho estão bem controladas. Por seu turno, a tabela 5 mostra a comparação da porosidade total calculada neste programa com as porosidades do gráfico CP–1c. Nessas ilustrações, pode-se ver que o cálculo da porosidade apresenta um bom ajuste tanto com a porosidade de testemunho, obtida por análise petrofísica em laboratório, quanto com a carta da Schlumberger. A porosidade de testemunho, em muitos pontos, é maior do que a de perfil, porém a diferença existente entre as duas é muito pequena e não invalida os resultados, considerando que há poucos pontos com análise de testemunho para comparação com os perfis.

A permeabilidade, em todas as amostras de testemunhos analisadas, é muito baixa, menor do que 0.1 mD, em geral, conforme já discutido (capítulo 2). As porosidades baixas, associadas à impermeabilidade, caracterizam a matriz carbonática como um reservatório pobre. A presença de fraturas, portanto, é feição importante para a produção de óleo nos dois poços estudados, porque propicia incremento acentuado na permeabilidade das rochas.

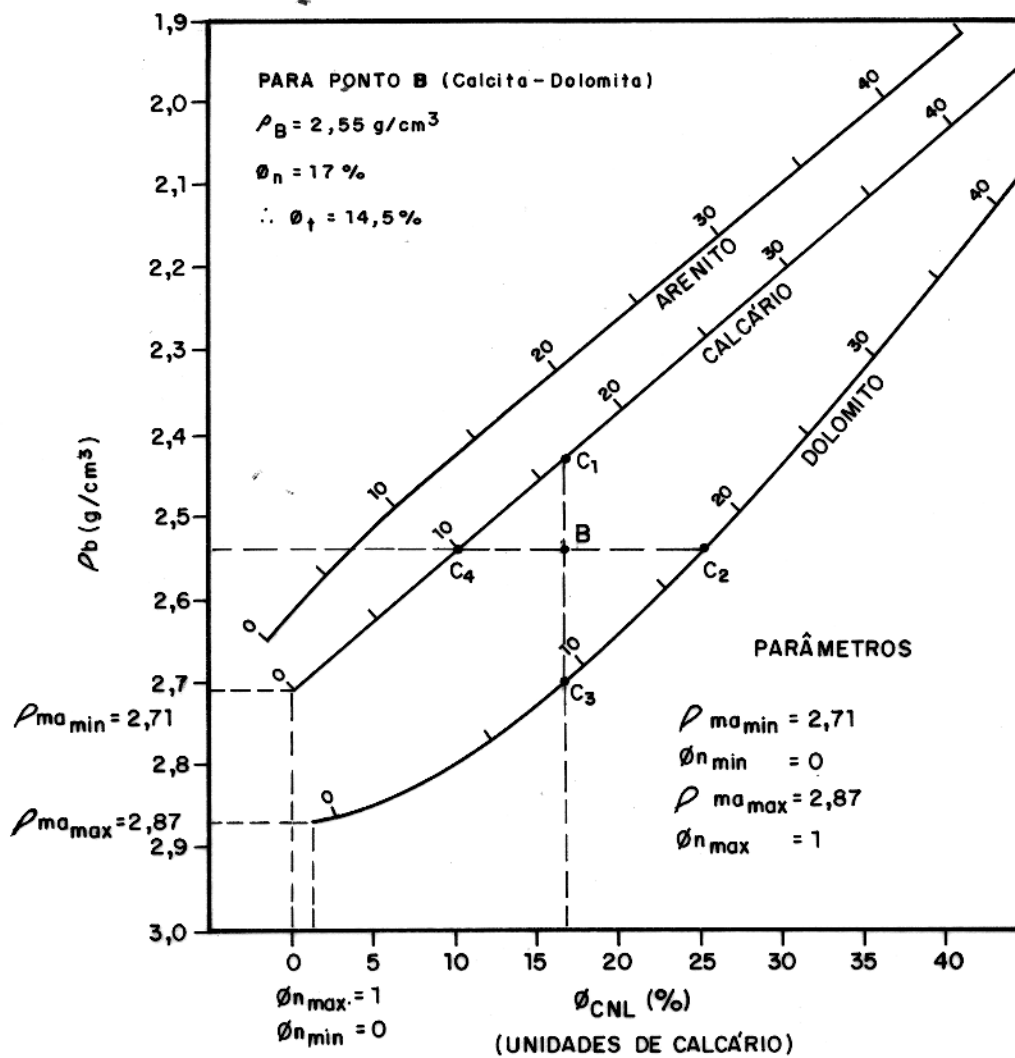


Fig. 29 – Gráfico da densidade versus a porosidade neutrônica usado para calcular a porosidade total (Schlumberger, 1989).

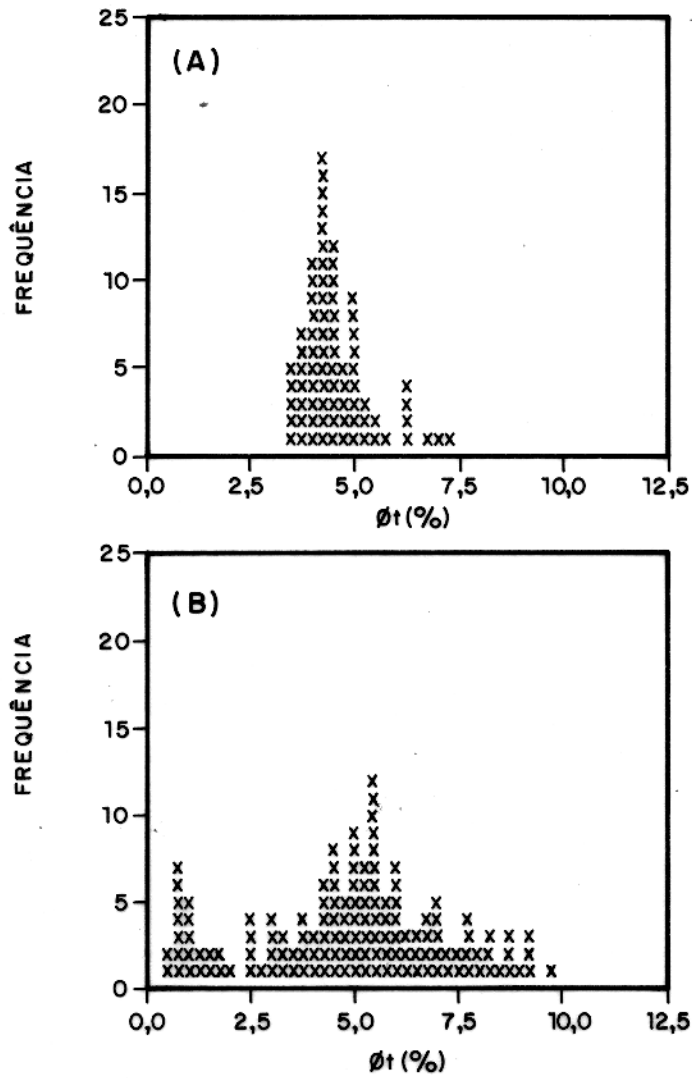


Fig. 30 – Histograma das porosidades dos calcários dolomitizados (A) e dos calcários arenosos (B) no intervalo 4270-4350 m do poço X.

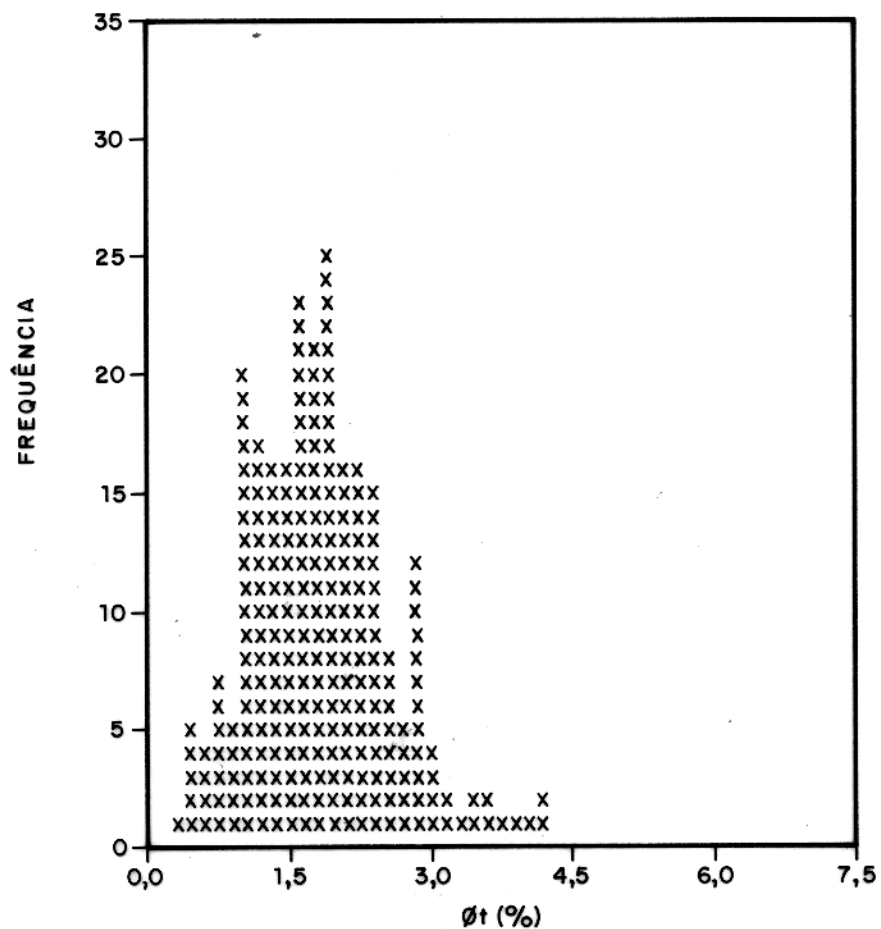


Fig. 31 – Histograma de porosidades dos calcários arenosos do intervalo 4350–4440 m do poço Y, mostrando porosidade média em torno de 2%. As outras litologias do intervalo também apresentam  $\phi_t$  dessa ordem.

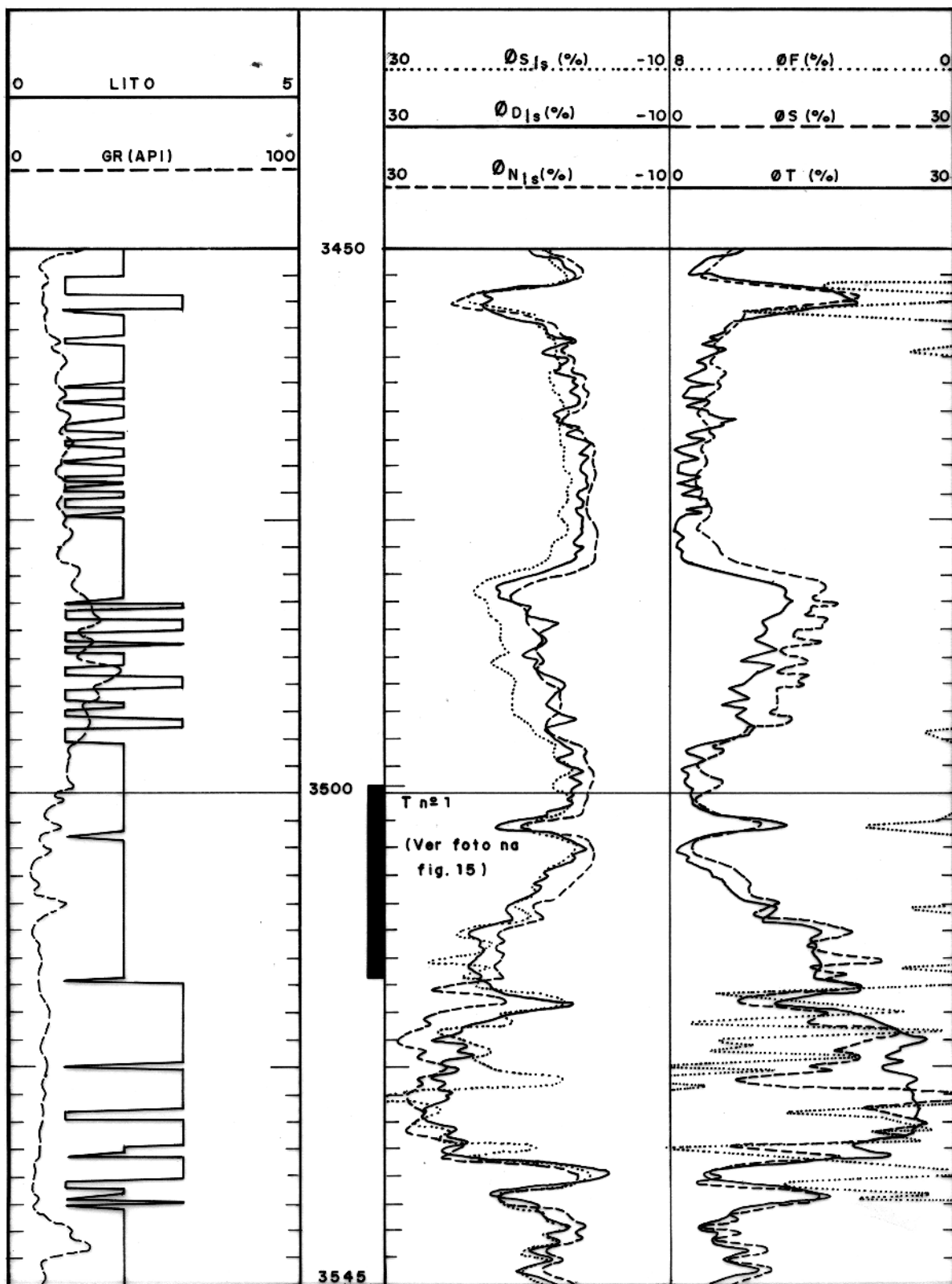


Fig. 32 – Perfis de litologia e de porosidade do poço X, intervalo 3450–3545 m. O índice  $ls$  se refere à porosidade de calcário.

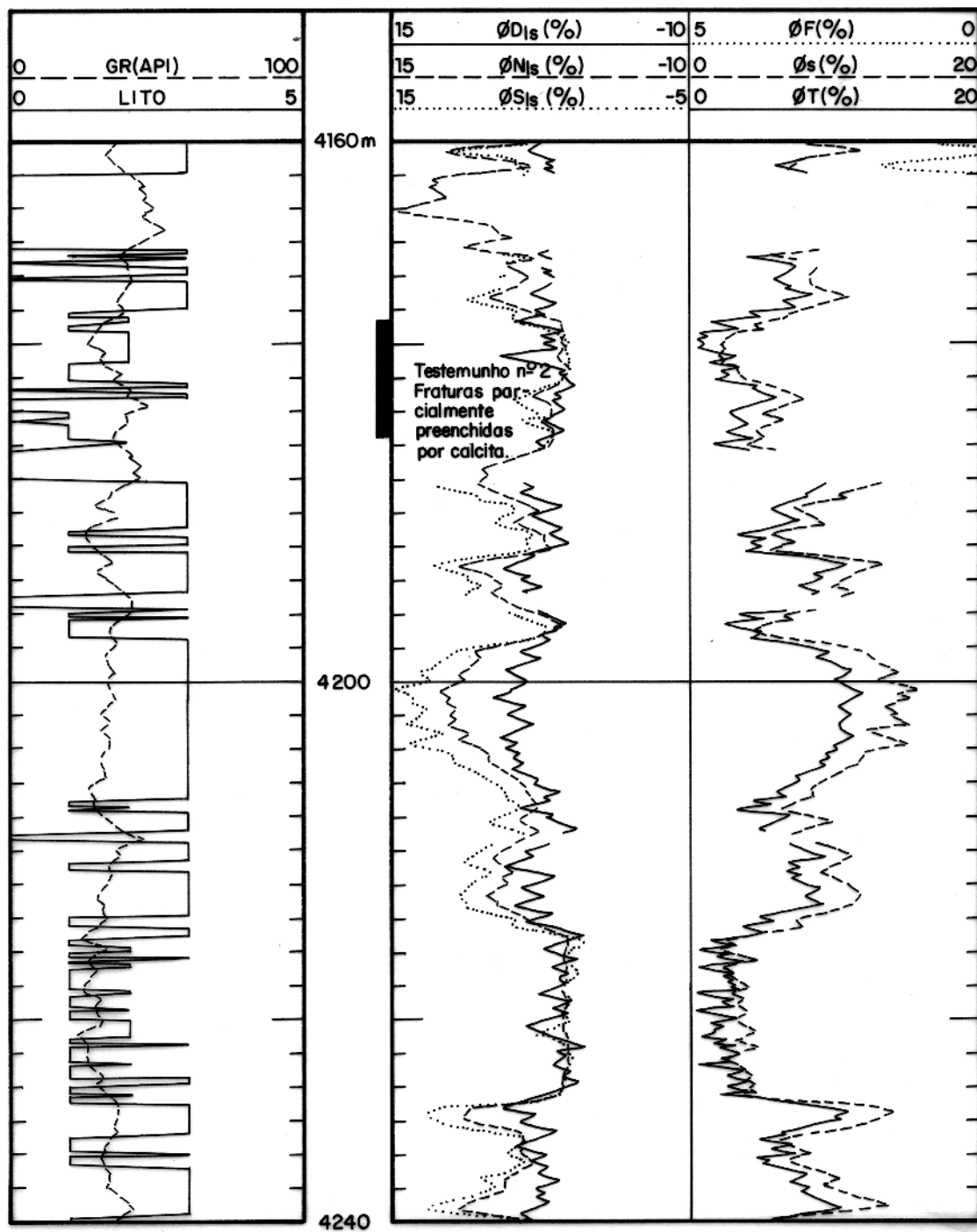


Fig. 33 – Resultado da identificação litológica e do cálculo das porosidades no intervalo 4160–4240 m do poço X.

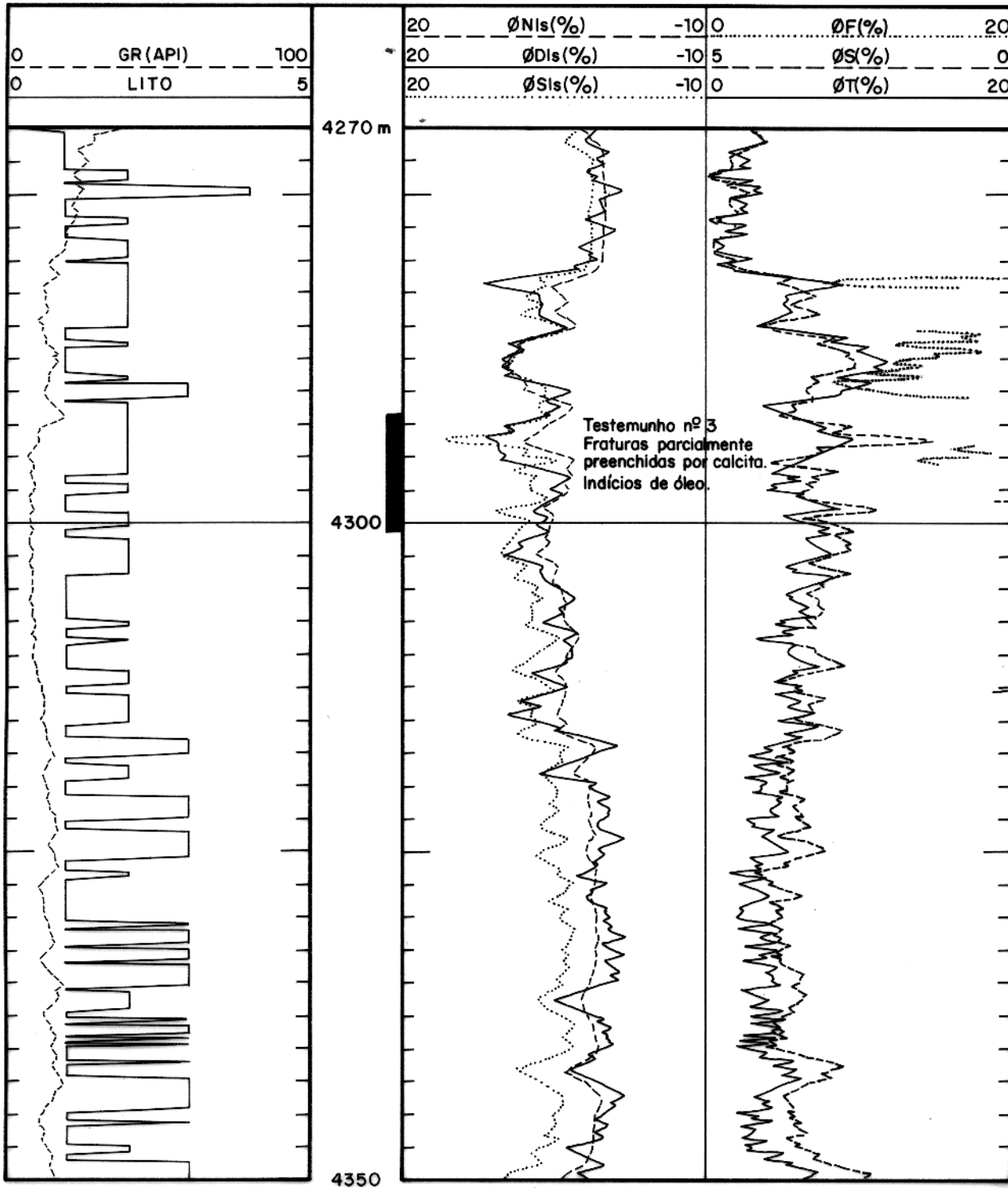


Fig. 34 – Resultado da identificação litológica e do cálculo das porosidades no intervalo 4270–4350 m do poço X.

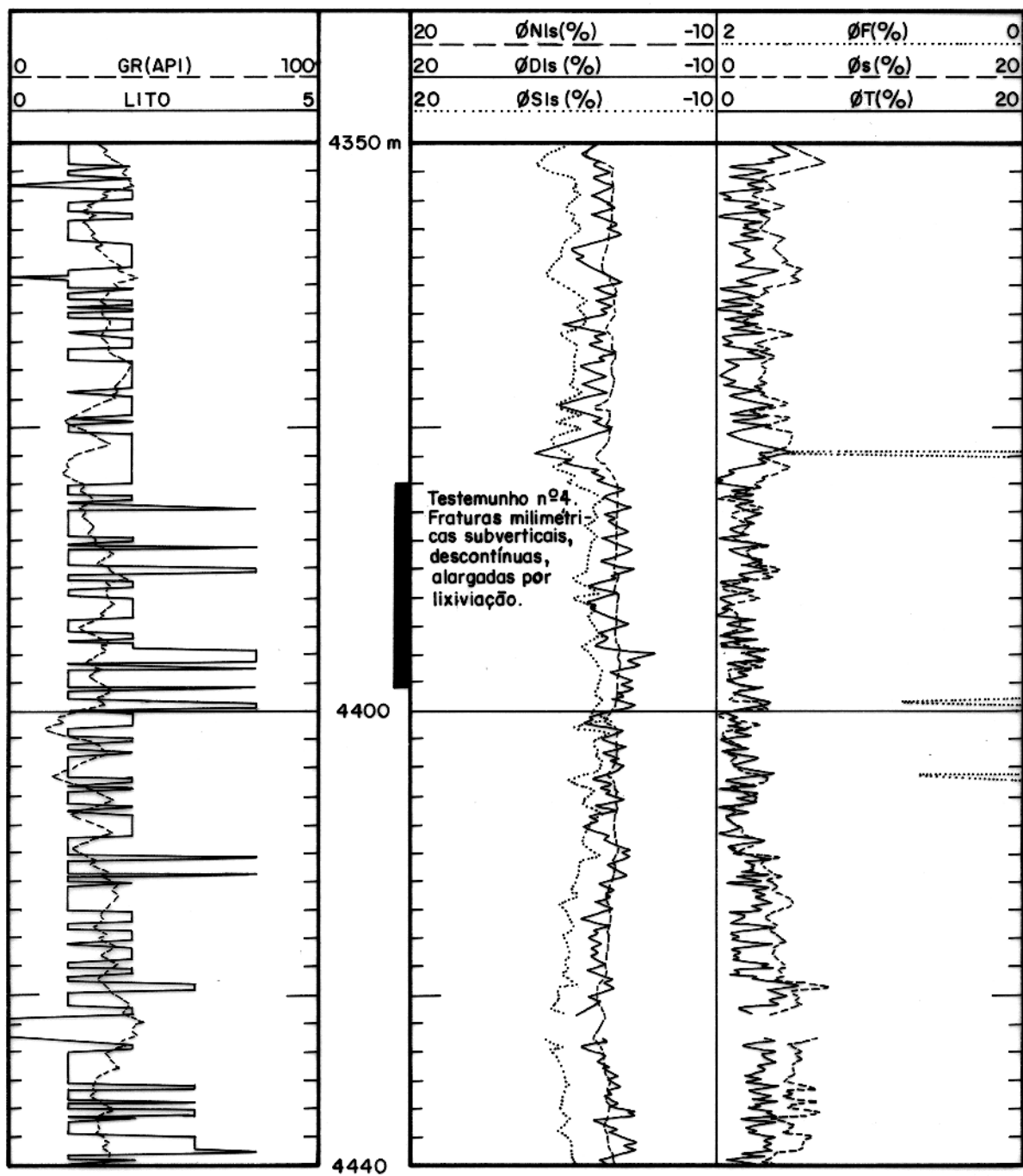


Fig. 35 – Resultado da identificação litológica e do cálculo da porosidade no intervalo 4350–4440 m do poço Y.

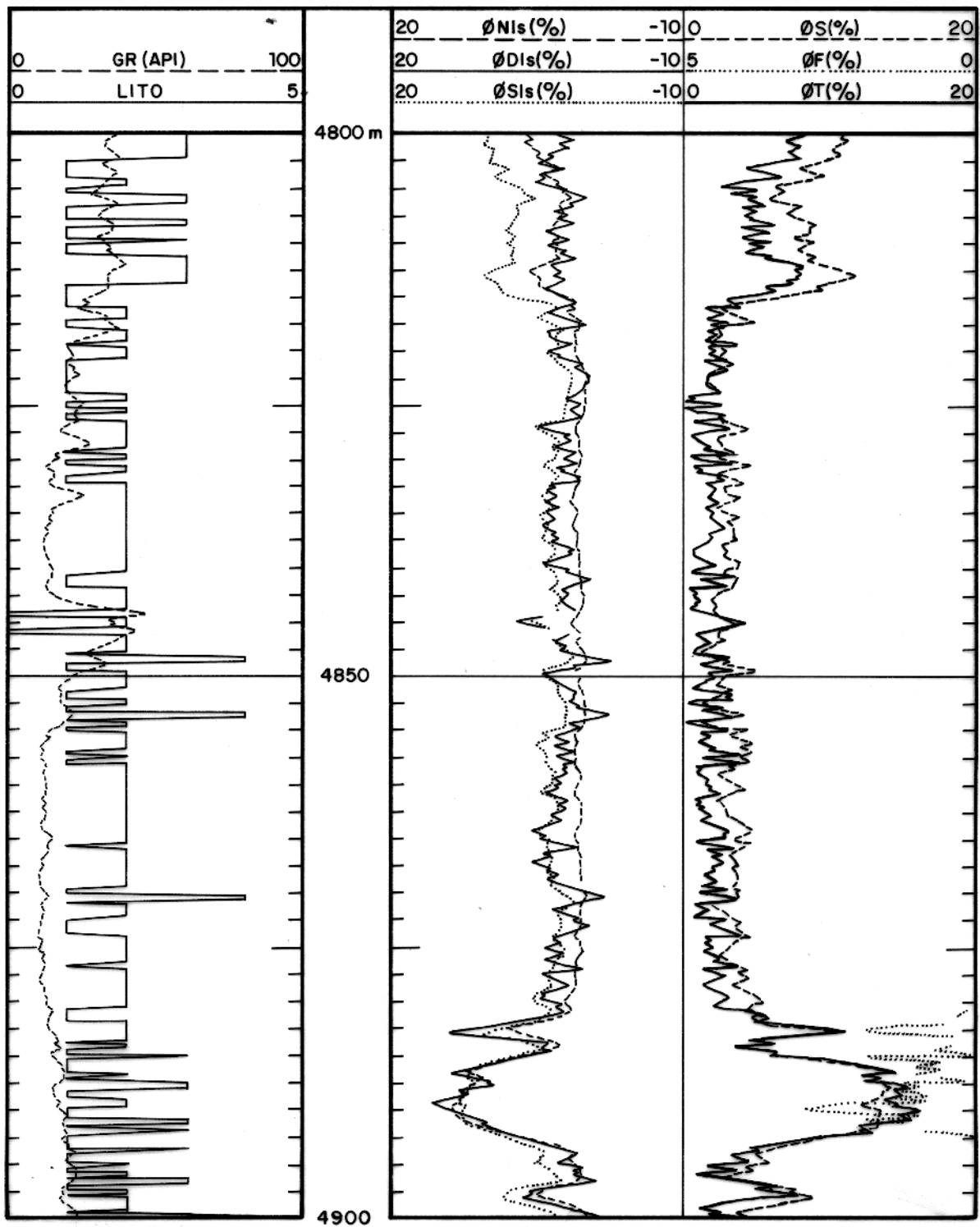
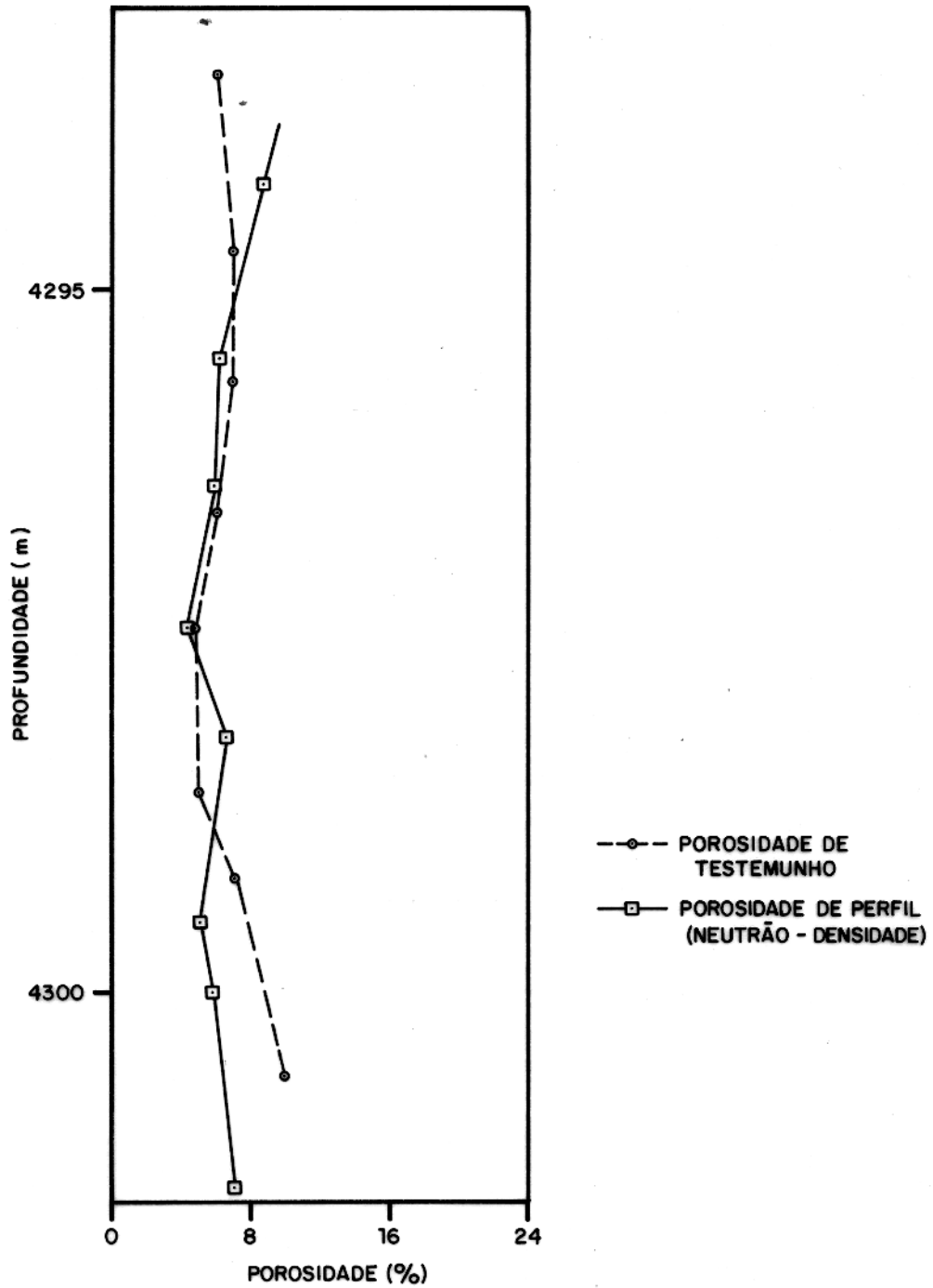


Fig. 36 – Resultado da identificação litológica e do cálculo fas porosidade no intervalo 4800–4900 m do poço Y.



**TABELA 5**

POÇO	PROFUNDIDADE(m)	$\rho_b$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\rho_{n1s}$	$\phi_{CPIC}$	$\phi_t$	LITOLOGIA
1-PAS-11	4281,8	2,51	5,2	9,0	8,1	2
	4283,4	2,59	4,6	5,5	5,6	2
	4283,8	2,60	5,0	5,5	5,5	2
	4286,8	2,57	8,5	8,0	9,9	1
	4287,4	2,55	9,2	9,5	10,9	1
	4290,0	2,65	7,8	7,0	9,0	3
1-PAS-9	4377,2	2,57	1,8	5,2	4,9	2
	4378,4	2,64	1,1	2,2	2,5	2
	4390,6	2,67	0	0,8	1,0	2
Lito 1 - Calcário Lito 2 - Calcário arenoso Lito 3 - Calcário dolomitizado (por mineral calcita - anidrita)						

Comparação entre as porosidades calculadas neste trabalho ( $\phi_t$ ) com as porosidades tomadas da carta CPIC do Schlumberger Charts (1989). A carta CP-IC define litologia e porosidade a partir dos perfis neutrão e densidade.

## CAPÍTULO 4

### ESTIMATIVA DAS SATURAÇÕES

A saturação de óleo é calculada de três modos: a.) a partir da fórmula de Archie, com os valores de  $a$  e  $m$  determinados para os dois poços. O expoente de porosidade foi determinado a partir do gráfico de Pickett, e mantido constante para cada seção analisada; b.) através da fórmula de Archie, desta vez usando o expoente de cimentação calculado pela fórmula de Rasmus, descrita no item 4.1, a seguir, onde  $m$  varia ponto a ponto; e c.) através do parâmetro  $P$ , de Porter et al. (1969), descrito no item 4.2.

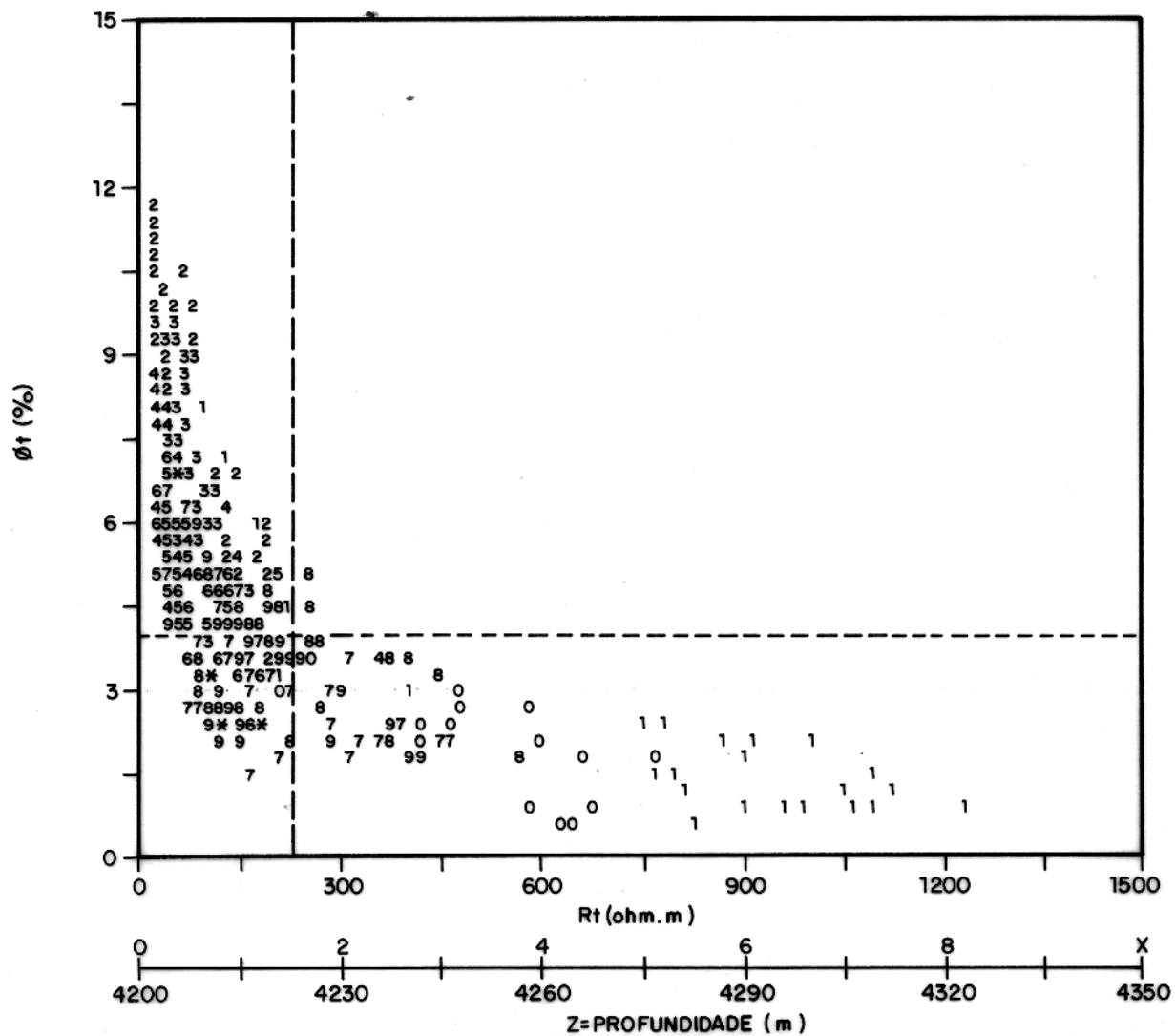
Em todos os três esquemas para estimar as saturações, o corte na resistividade foi tomado igual a 250 ohm.m. A figura 38 é um gráfico da variação da resistividade com a porosidade que dá respaldo a esse corte. Em todos os carbonatos analisados, resistividades maiores do que 250 ohm.m sofrem o efeito da redução da porosidade e não refletem mais nem tipo nem volume de fluido, isto é,  $R_t$  maiores do que 250 ohm.m estão associados a rochas fechadas, ou de baixa porosidade matricial. Pontos com resistividades nessa faixa foram descartados da estimativa de saturação.

De forma análoga, o corte na porosidade é igual a 4%, isto é, porosidades menores do que esta, calculadas pelo neutrão-densidade, são consideradas fora da faixa de aplicação da equação de Archie. Para efeito de operacionalização dos resultados, as zonas com  $\phi_t < 4\%$  ou com  $R_t > 250$  ohm.m são consideradas como zonas de água ( $S_w=100\%$ ).

A seguir serão discutidos sucintamente o modelo de Rasmus, para determinação do expoente de porosidade, e o método de Porter et al. (1969).

#### 4.1. Modelo de Rasmus

A aplicação dos diversos tipos de perfis de poço para identificar e estudar intervalos fraturados é um assunto de interesse desde a década de 50 (Pirson, 1957). Modelos de condução de corrente em que a conexão dos poros e o sistema de fratura formam um circuito em paralelo têm sido usados para mostrar que valores de  $m$  próximos de 1 são característicos de intervalos fraturados (Aguilera, 1976; Rasmus, 1983; e Ransom, 1984). Para dados de campo, a determinação de valores de  $m$  na faixa de 1.1 a 1.4 (Aguilera, 1974; Suau e Gartner, 1980) é considerada como



indicadora de presença de fraturas, principalmente em rochas com baixa porosidade de matriz, como é, geralmente, o caso dos carbonatos fraturados (Aguilera, 1974; Rasmus, 1983).

Rasmus (1983), supondo que a condução elétrica na matriz carbonática e na fratura forma um circuito em paralelo, calculou o parâmetro  $m$  como função das porosidades primária e secundária. Rasmus relaciona seu modelo, um cubo unitário de rocha carbonática fraturada, ao conceito de tortuosidade elétrica de Wyllie. Para um cubo de rocha de volume unitário, com  $a = 1$ , Rasmus obteve (onde  $\phi_t$  é a porosidade total, tomada dos perfis densidade e neutrão,  $\phi_s$  a porosidade sônica, e  $m_{ls}$  é o expoente de porosidade da matriz calcária não-fraturada):

$$m = \frac{\log(1 - (\phi_t - \phi_s)\phi_s^{m_{ls}} + \phi_t - \phi_s)}{\log\phi_t} \quad (1)$$

O expoente de cimentação  $m$  sofre influência oposta da presença de fraturas e das porosidades móldica e vugular. Enquanto as fraturas diminuem  $m$  para valores próximos da unidade, de acordo com dados de campo (Aguilera, 1974; Aguilera, 1976; Gartner e Suau, 1980; Rasmus, 1983), o isolamento de água em moldes ou vugs geralmente causa aumento no valor de  $m$  para a faixa de 2,5 a 3,5 (Asquith, 1985; Lucia, 1983).

Na aproximação final da equação acima alguns valores devem ser assumidos. Na ausência de dados de laboratório, utilizar-se-á  $m_{ls} = 2,5$ , uma vez que carbonatos de baixa porosidade, muito compactados, como os da seção terciária da bacia do Pará-Maranhão, podem apresentar  $m$  da matriz em torno deste valor. A porosidade da matriz será tomada do perfil sônico, considerando-se que, para matriz carbonática, este perfil fornece boa aproximação para este parâmetro, conquanto não existam poros isolados (vugs ou moldes). De fato, as descrições de testemunhos registram que os vugs, quando existem, estão interconectados (Pasta do poço Y, Petrobrás, documento interno).

Por conseguinte, para a área do Pará-Maranhão,  $m$  pode ser dado por

$$m = \frac{\log(\phi_s^{3.5} + \phi_s^{2.5}(1 - \phi_t) + \phi_t - \phi_s)}{\log\phi_t}, \text{ quando } \phi_s \leq \phi_t \quad (2)$$

A equação (2) acima será usada para calcular o expoente de porosidade variável em cada ponto. A saturação dada pela fórmula de Archie com este expoente, referida neste trabalho como saturação de Rasmus, fornece dados bastante coerentes com os fluidos produzidos pela formação,

conforme será visto adiante. O expoente de porosidade variável será chamado daqui por diante de expoente de Rasmus, sendo grafado  $m_R$ .

#### 4.2 Avaliação Estatística de Porter et al. (1969)

Porter et al. (1969) definem o parâmetro  $P = R_t(\Delta t - \Delta t_{ma})^m$ , e mostram que a raiz quadrada de  $P$  apresenta distribuição normal para zonas 100% saturadas com água.  $P$  pode ser usado para calcular a saturação de água, em semelhança com a avaliação convencional de Archie (1942), de acordo com a seguinte formulação:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} ,$$

$$P = \frac{aR_w}{\phi^m S_w^n} (\Delta t - \Delta t_{ma})^m ,$$

e, portanto,

$$P = \frac{aR_w}{S_w^n} (\Delta t_f - \Delta t_{ma})^m .$$

Na equação acima, apenas  $P$  e  $S_w$  são variáveis, dentro de condições normais. Por conseguinte, pode-se escrever

$$P = \frac{K}{S_w^n} ,$$

ou seja, a saturação de água é inversamente proporcional a  $P$ , a partir do qual pode ser calculada.

A figura 39 ilustra o esquema de interpretação de Porter et al. (1969), segundo indicado em Aguilera (1974). Como a distribuição de  $\sqrt{P}$  é normal, o gráfico da frequência relativa acumulada desse parâmetro é plotado em papel probabilidade. Nas seções com ocorrência de óleo, a distribuição dos pontos apresenta duas retas com inclinações diferentes (figura 39A), enquanto que, nas zonas totalmente saturadas de água, a inclinação é única (figura 39B).

Identificadas as zonas de água e óleo,  $\sqrt{P}$  é novamente plotada, porém desta vez somente para a zona de água. O valor de  $P_w$ , o  $P$  da zona de água, é tomado estatisticamente a partir da  $\sqrt{P}$  equivalente à frequência relativa acumulada igual a 50, ou seja,  $P_w = P_{50}$ . A escolha dos

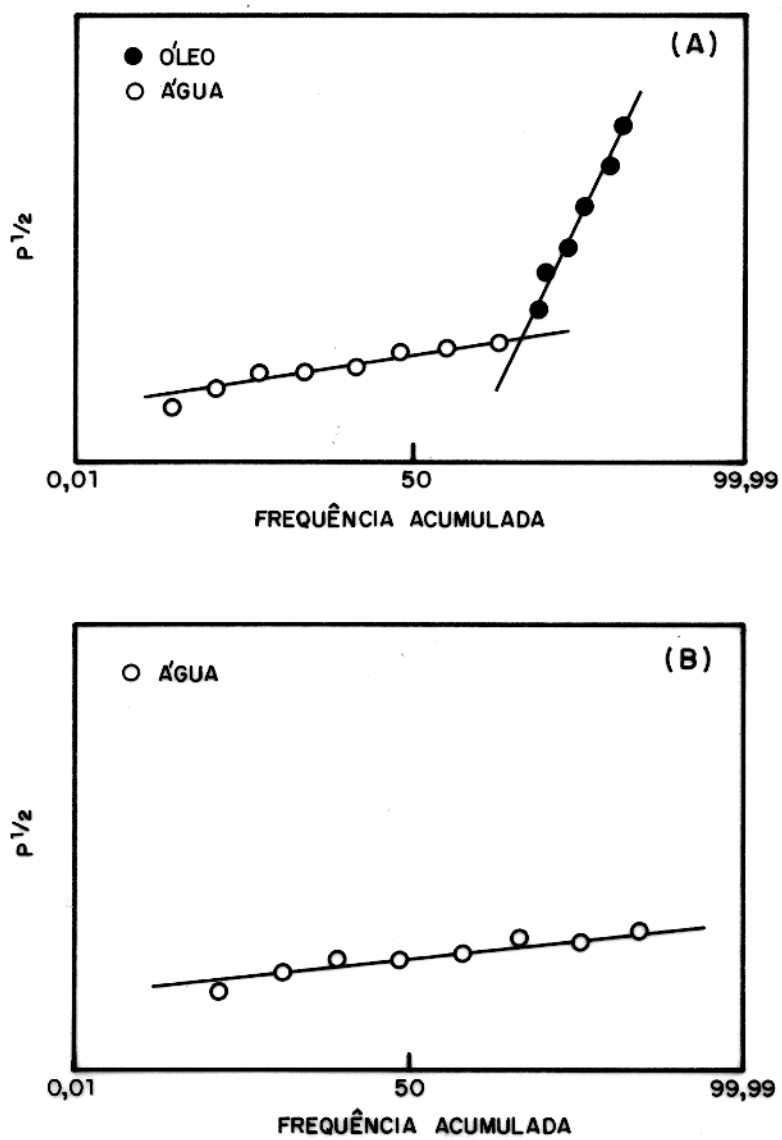


Fig. 39 – Curvas de frequência acumulada de  $\sqrt{P}$  para (A) zonas contendo óleo-água e (B) zonas só de água (Aguilera, 1974).

pontos de água é feita também através da interpretação convencional dos perfis, aliada ao resultado dos testes de formação.

Relacionando este método com a avaliação tradicional de Archie, verifica-se que  $P_w$ , assim definido, mostra uma relação íntima com  $R_o$ , a resistividade da rocha 100% saturada de água, diferindo desta por ser tratado estatisticamente.

Embora o método de Porter, Pickett e Whitman (1969) tenha sido empregado originalmente para arenitos com porosidade intergranular, Aguilera (1974), aplicou esta metodologia para avaliar rochas carbonáticas fraturadas. Devido à semelhança de  $P$  com  $R_{wa} = R_t \phi^m$ , e como  $P$  é proporcional a  $S_w$ , somente se  $R_t$  for tomado da fórmula de Archie, conforme discutido acima, vê-se que o método PPW (Por conveniência, esse método será denotado doravante como método PPW) é, em síntese, uma aplicação estatística do índice de resistividade, e, sendo assim, não difere estruturalmente do método convencional de Archie.

Em resumo, o método estatístico PPW consiste do seguinte:

a.) Plotar  $\sqrt{P}$  versus sua frequência acumulada, em papel probabilidade. As zonas totalmente saturadas de água mostram inclinação única, enquanto que zonas com óleo se desviam da reta original, com maior inclinação;

b.) Identificadas as zonas de hidrocarbonetos, plotar  $\sqrt{P}$  somente para as zonas de água, numa distribuição única, obtendo-se o valor médio da zona de água ( $P_w$ ) a partir do valor de frequência relativa acumulada igual a 50%;

c.) Determinar o índice de resistividade  $I = \frac{P_H}{P_{50}}$ ; e

d.) Calcular  $S_w = I^{-\frac{1}{n}}$ .

#### 4.3 Resultados das Estimativas de Saturação de Óleo

Toda a discussão abaixo diz respeito unicamente à interpretação da suite de perfis corridos nos dois poços estudados. No texto a seguir, e, em algumas das ilustrações, a saturação calculada com  $m$  fixo, tomado de um gráfico  $\log R_t$  versus  $\log \phi$  (gráfico de Pickett), será denotada saturação de Archie, enquanto que a saturação estimada com o expoente de porosidade variável,  $m_R$ , calculada a partir do modelo de Rasmus, será chamada saturação de Rasmus, embora, estruturalmente, as

duas sejam a mesma coisa.

Conforme já foi discutido anteriormente, a argilosidade é inexpressiva nos carbonatos das zonas de interesse. Dessa maneira, a estimativa de saturação é função somente dos parâmetros da fórmula de Archie, visto que, neste caso, a condução elétrica se dá unicamente pelo eletrólito.

Como este trabalho se dirige, fundamentalmente, ao estudo do efeito das fraturas no modelo empírico de Archie, os resultados da estimativa de saturação serão apresentados em função dos indicadores quantitativos da ocorrência de fraturas, tais como a porosidade secundária e o expoente variável de Rasmus, ambos definidos somente quando  $\phi_t > \phi_s$ .

A utilização dos valores convencionais da fórmula de Archie,  $m=n=2$  e  $a=1$ , conduz a volumes de óleo incoerentes com os dados obtidos durante o processo exploratório. Por exemplo, no intervalo 4288/4298 m, que produziu óleo em volume comercial, a saturação de Archie, estimada com os valores acima, é superior a 50% (Fig. 40 e 41).

A presença de óleo é indicada pelo cálculo de saturação somente quando se usa  $a$  e  $m$  característicos de cada seção, tomados do plote de Pickett, ou do modelo de Rasmus, no caso de  $m$ , ou um valor aproximado entre vários métodos, em se tratando de  $a$ . Nos intervalos fraturados,  $m$  varia de 1,3 a 1,7, tomado a partir do gráfico de Pickett (tabela 4, capítulo 3). Por seu turno, a fórmula de Rasmus resulta em expoentes de porosidade  $m_R$  um pouco mais elevados, entre 1,5 e 1,9. Valores de  $m_R$  menores que 1,4 ou maiores do que 2 ocorrem apenas pontualmente.

O coeficiente  $a$  foi tomado igual a 3 para todos os intervalos interpretados. Embora pareça elevado,  $a = 3$  pode ser testado pelos seguintes métodos: a.) a partir de um gráfico de Pickett, quando  $\phi = S_w = 1$ , então  $aR_w = R_t$ , e, conhecido o valor de  $R_w$ ,  $a$  é automaticamente calculado. Por exemplo, para os calcários dolomitizados do intervalo 4200–4400 m do poço X,  $a = 5,5$ ; b.) através da equação de Archie aplicada na zona de água. Usando  $m=1,5 =$  constante, com a porosidade igual a 7%,  $R_o = 40$  ohm.m e  $R_w = 0,20$  ohm.m, tem-se que  $a = \phi^m R_o / R_w = 3,7$  e c.) utilizando a fórmula empírica de Gómez–Rivéro (1976),  $m = B - A \times \log a$ . Para carbonatos e com  $m=1,5$ , encontra-se que  $a = 3,9$ . Desta maneira, e, considerando-se que nem todos os intervalos estão fraturados, isto é, nem sempre  $m < 1,7$ , optou-se por usar  $a=3$  para todos os intervalos estudados.

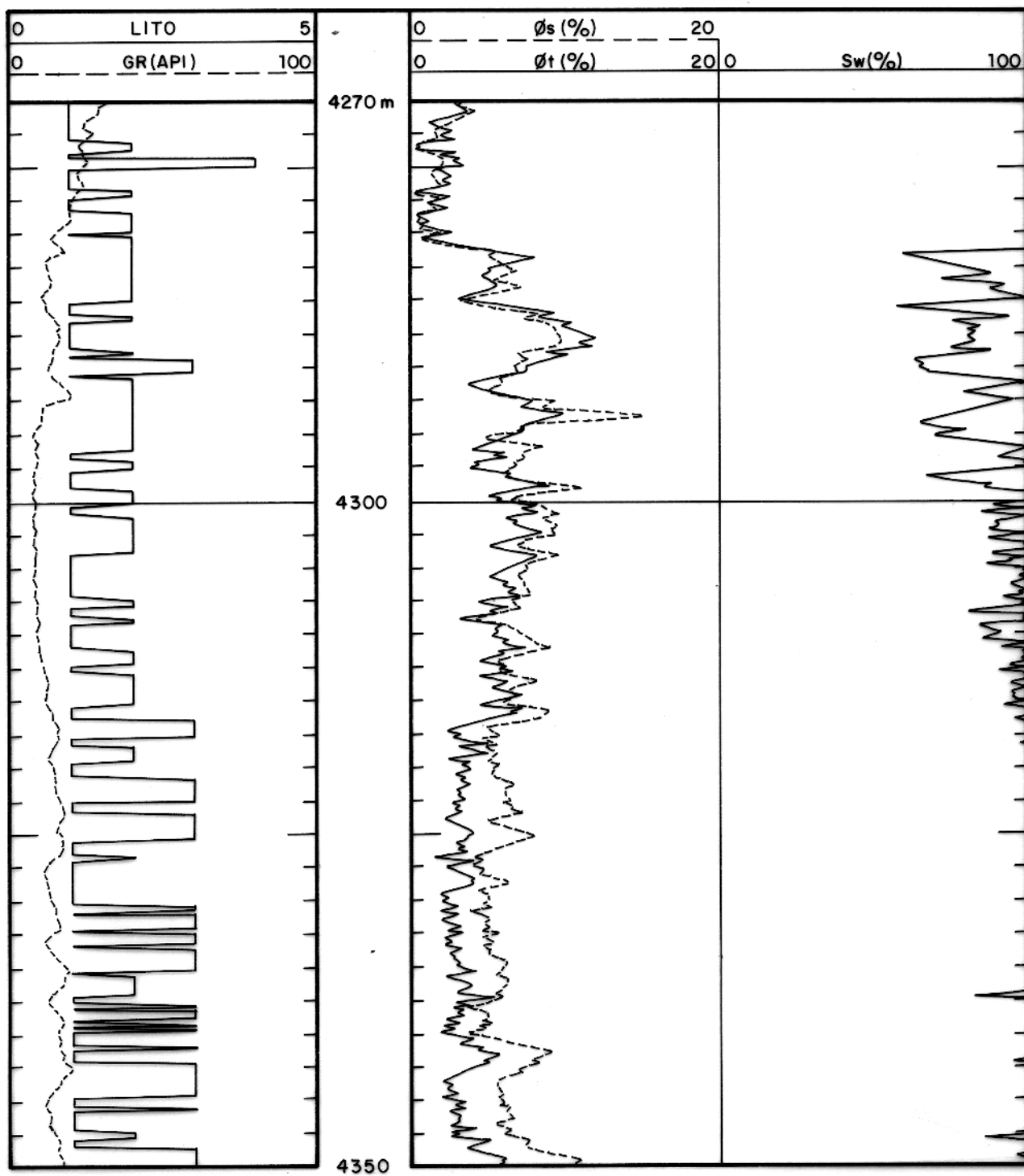


Fig. 40 – Perfis de litologia, porosidades e de saturação de Archie, calculadas com  $m = n = 2$  e  $a = 1$ , para o intervalo 4270-4350 m do poço X.

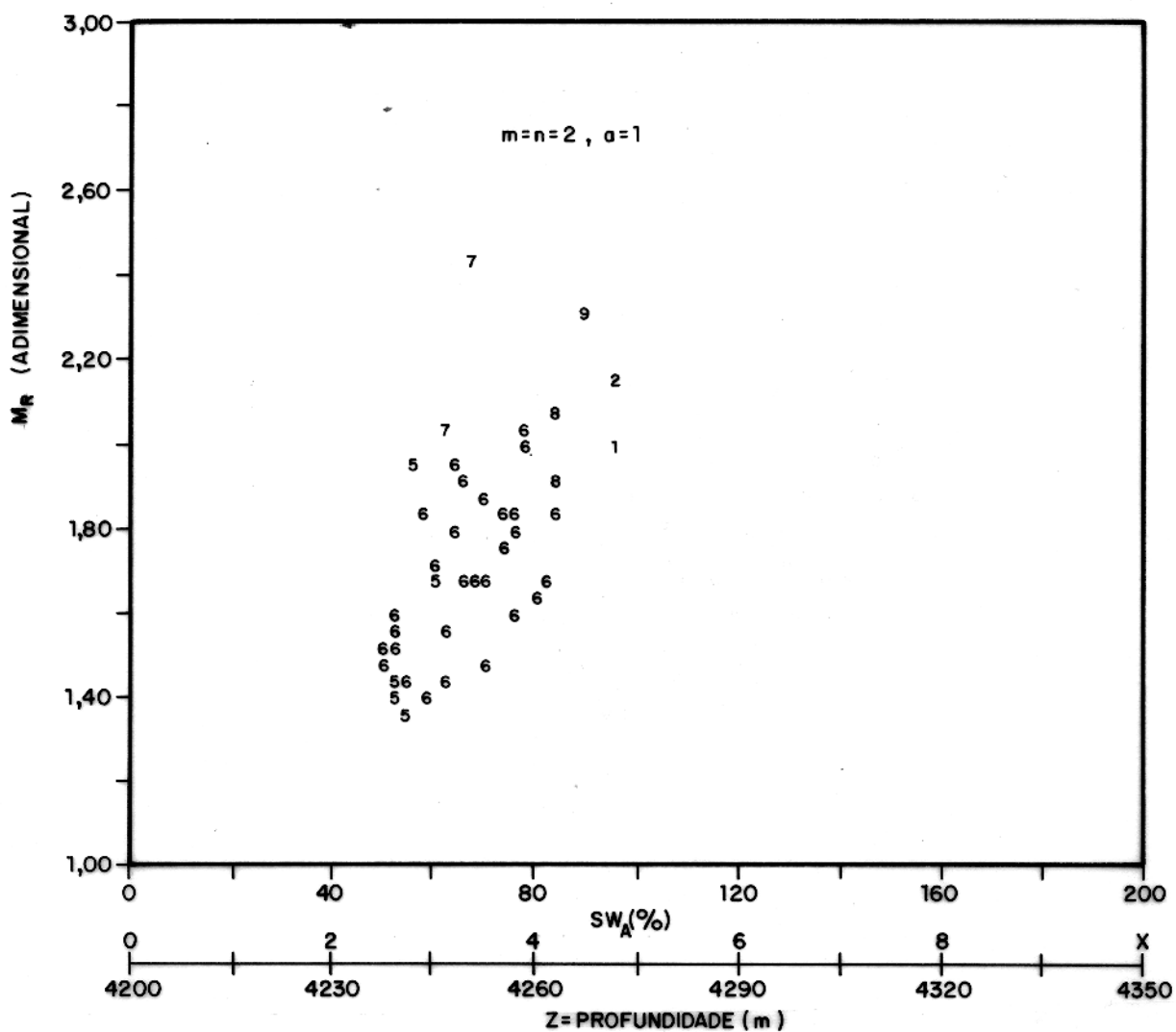


Fig. 41 - Gráfico do expoente de Rasmus  $m_R$  versus a saturação de Archie para o intervalo 4200-4350 m do poço X.

### 4.3.1 Estimativas de Saturação no Poço X.

#### Intervalo 4200–4350 m.

Esta seção contém uma zona produtora de óleo, de 4282 a 4298 m, composta de calcário, calcário arenoso e, localmente, calcário dolomitizado. A porosidade média de fratura nessa seção é da ordem de 1%. Algumas das ilustrações citadas a seguir são gráficos tipo  $z$ -plot, cujo "eixo"  $z$  representa a profundidade dos pontos analisados.

A figura 42 apresenta o resultado da saturação de Archie neste intervalo, mostrando que a equação de Archie indica claramente a zona de óleo quando  $a$  e  $m$  são adequadamente escolhidos. A saturação de Archie indica a presença de óleo nas profundidades  $z = 2$  e  $z = 3$  (4286–4294 m), cuja  $S_w$  varia de 25 a 40%, correspondentes a pontos com expoente de porosidade  $m_R < 1,6$ , indicando que o óleo ocorre em intervalos fraturados.

A saturação de Rasmus dessa seção é plotada nas figuras 43 e 44. Na primeira ilustração, a zona de óleo é indicada em torno da profundidade  $z = 6$  (4290 m). A menor saturação, 30%, está novamente associada a expoentes de porosidades menores do que 1,6.

Isto está mais claramente mostrado no perfil da figura 44. As faixas 1 e 2 deste perfil são repetições de resultados já apresentados na figura 34. Na faixa 3 desta ilustração, temos a porosidade de fratura (linha cheia), o expoente de porosidade de Rasmus (linha tracejada), e a saturação (linha pontilhada). A zona de óleo é indicada, basicamente, no intervalo 4282–4297 m, sendo definida apenas nos pontos em que existe porosidade de fratura. O óleo ocorre alternadamente na seção, nos intervalos 4281–4282, 4285–4286, 4288–4290 e 4295–4296,5 m. Essa intercalação pode ser causada pela presença de fraturas cruzando o poço nessas profundidades. No perfil, tal como nos gráficos das figuras 42 e 43, é possível notar a correlação existente entre a ocorrência de óleo e baixos valores do expoente de porosidade de Rasmus.

O resultado do cálculo da saturação pelo método PPW está plotado nas figuras 45 a 47. Os pontos a partir da frequência relativa acumulada de  $\sqrt{P}$  igual a 62 mudam bruscamente de inclinação, indicando que a zona de hidrocarbonetos foi encontrada (Fig. 45). Identificados os pontos de óleo e de água, plota-se novamente  $\sqrt{P}$ , desta vez para os pontos só de água, em uma distribuição única, independente da anterior, a fim de identificar o  $\sqrt{P}$  da água, que, neste caso, é

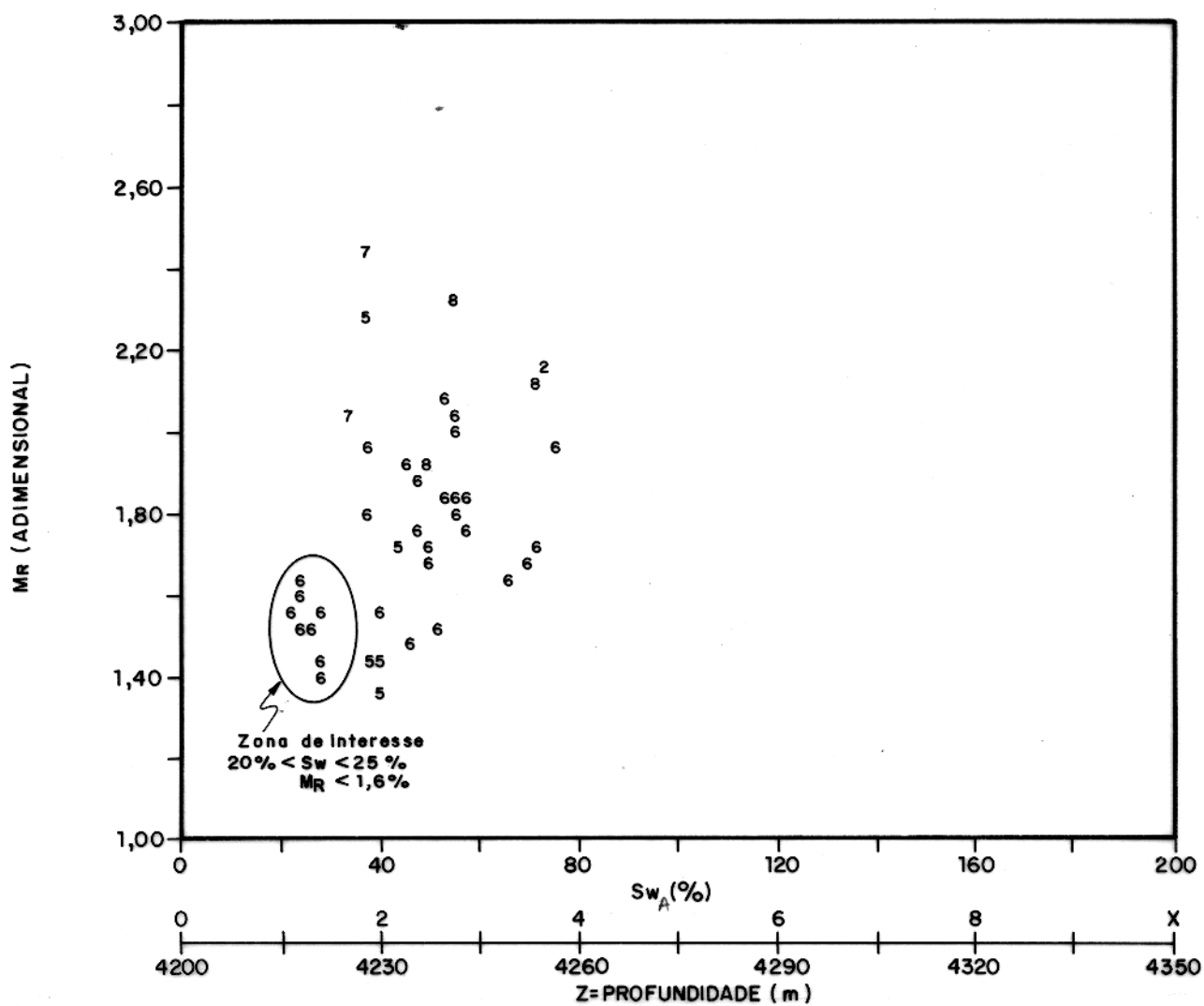


Fig. 42 – Gráfico do expoente de porosidade  $m_R$  versus saturação de Archie do poço X, intervalo 4200-4350 m.

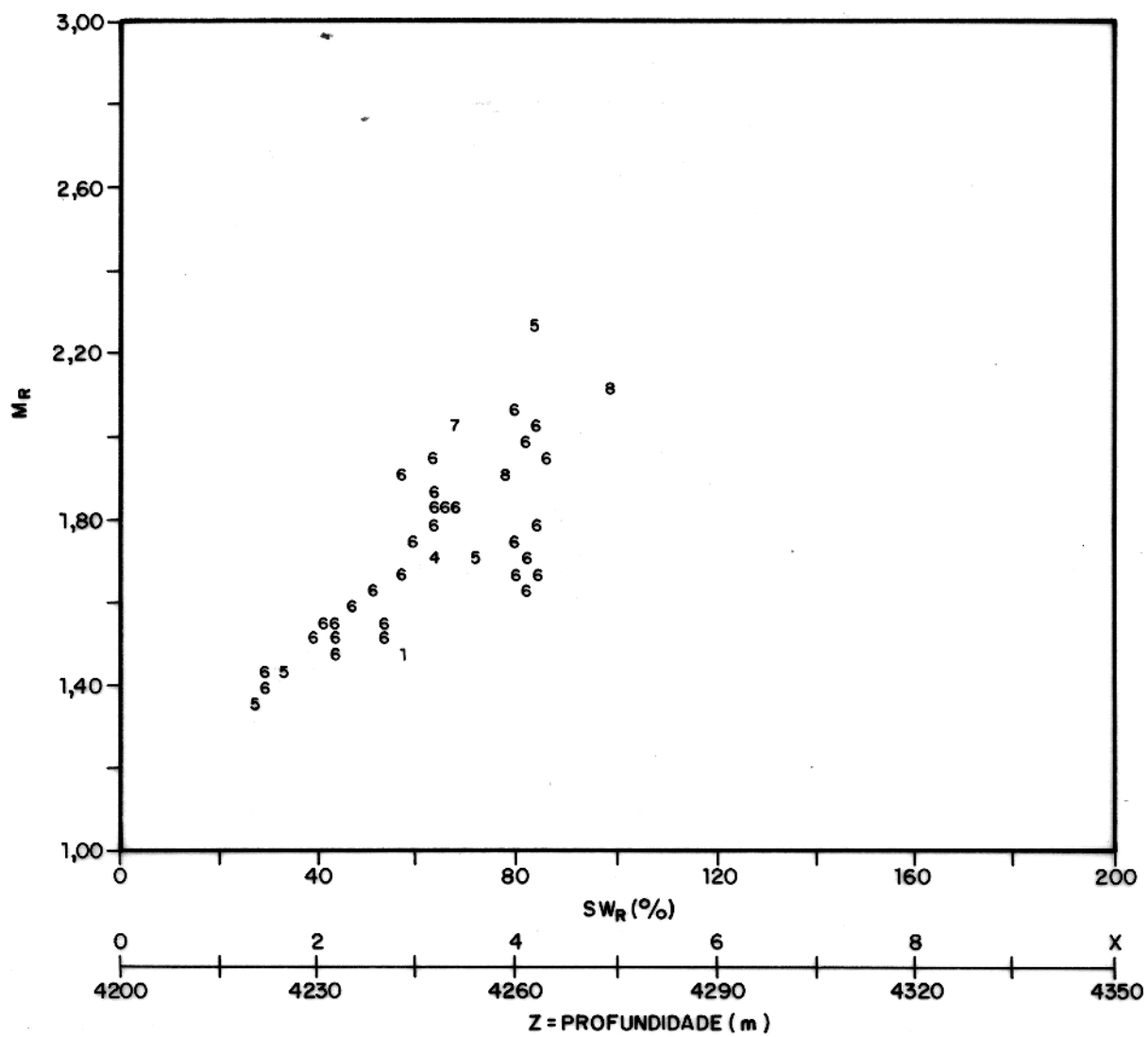


Fig. 43 – Expoente de porosidade  $m_R$  versus saturação de Rasmus ( $S_{wR}$ ) no intervalo 4200–4350 m do poço X.

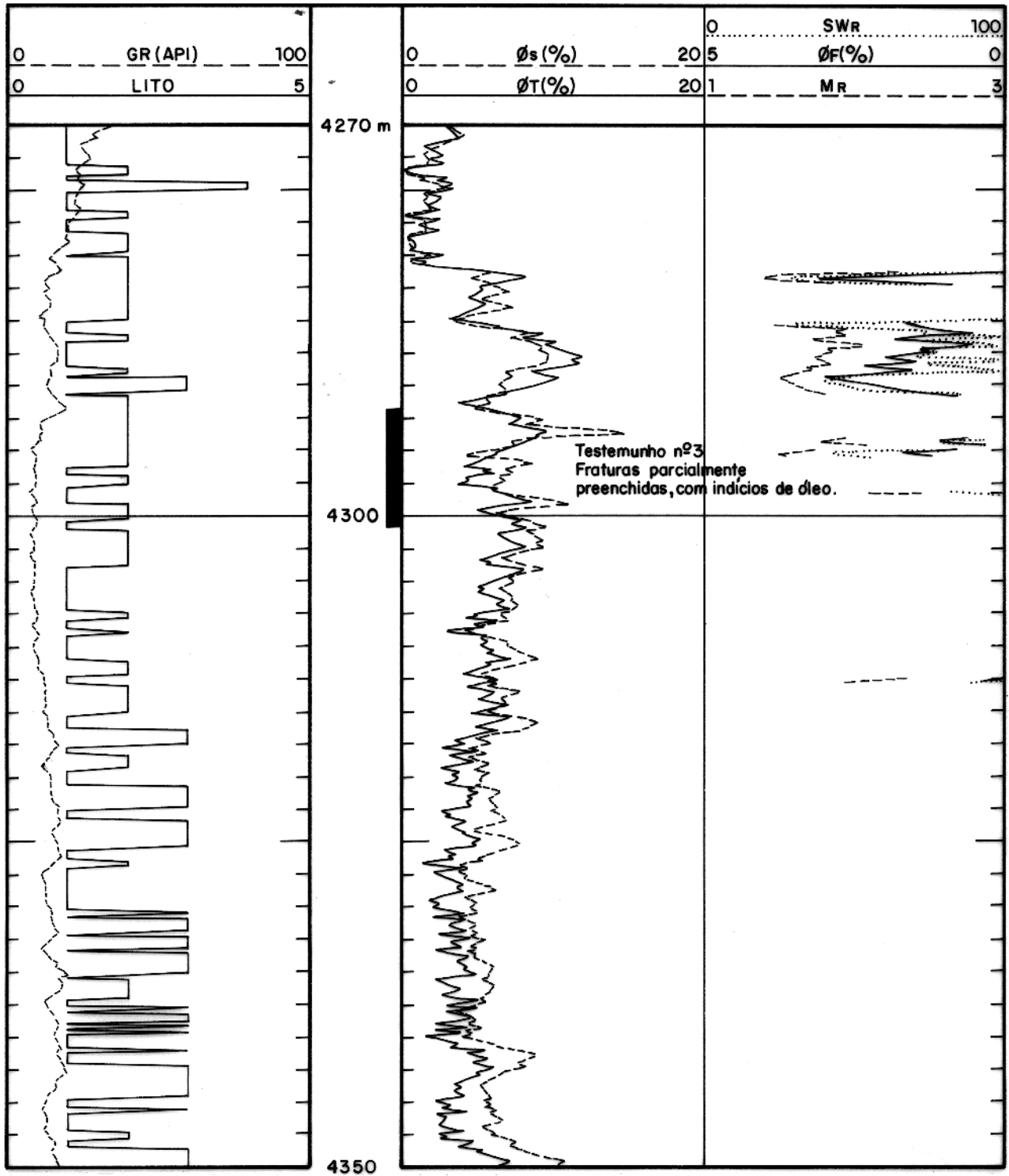


Fig. 44 – Resultado da saturação de Rasmus no intervalo 4270-4350 m do poço X.

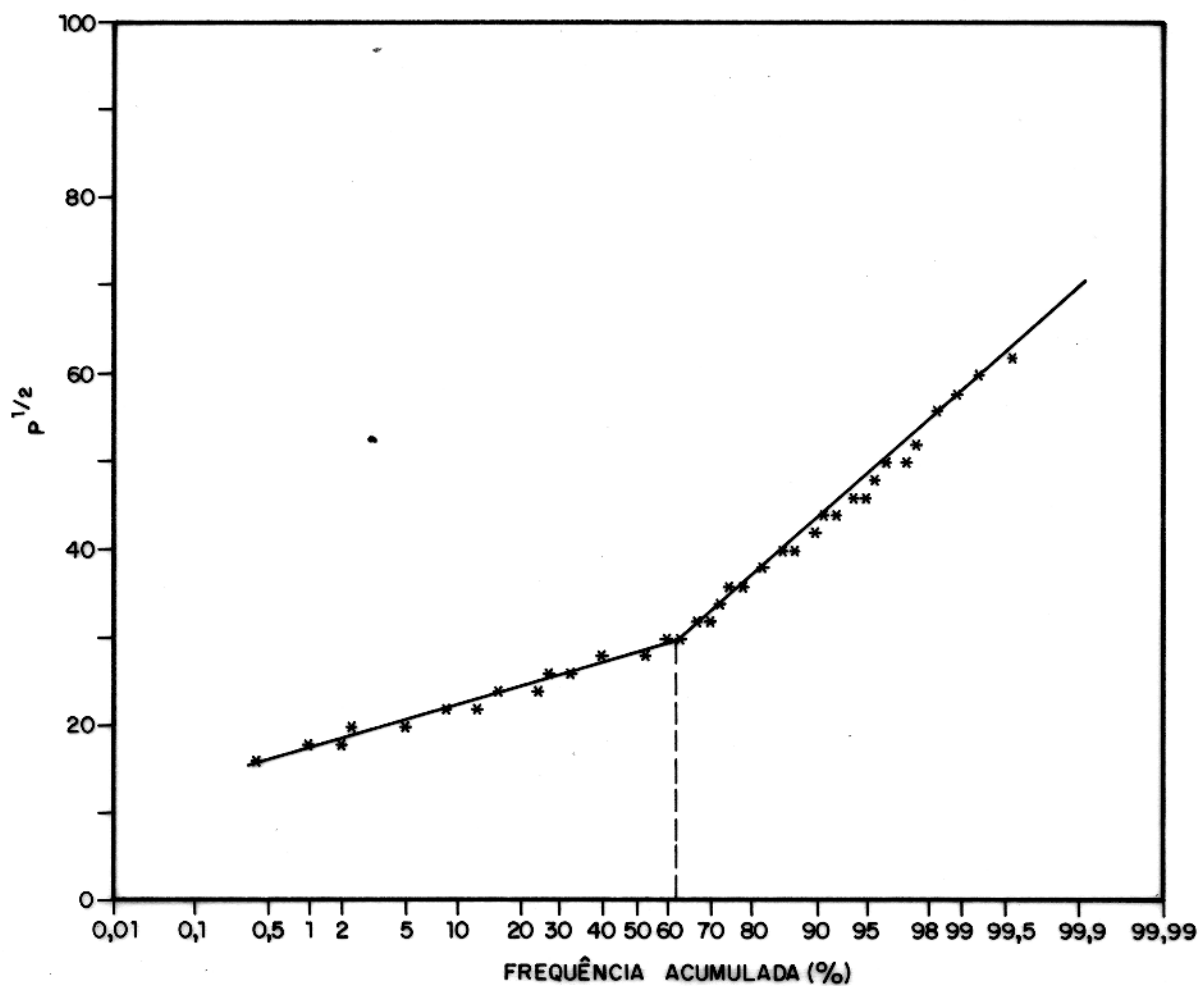


Fig. 45 – Frequência relativa acumulada de  $\sqrt{P}$  no intervalo 4280–4330 do poço X. Os pontos a partir da frequência acumulada igual a 62 (mudança brusca na inclinação da reta) mostram a ocorrência de óleo nessa seção.

igual a 23,5 (Fig. 46). Encontrado o valor de  $P_{50}$ , calcula-se a saturação de Porter conforme os itens c e d descritos na seção 4.2.

O resultado da saturação PPW, neste intervalo, mostra grande variação de  $S_w$  em torno da profundidade  $z=2$ . No entanto, novamente a menor saturação está associada ao intervalo fraturado ( $m_R < 1,6$ ), conforme mostrado na figura 47.

A figura 48 registra o resultado da computação de óleo móvel na zona de óleo do poço X, onde a  $S_w$  usada na computação é a saturação de Archie. Nesta ilustração, vê-se que óleo móvel não está relacionado, necessariamente, aos carbonatos com porosidades mais elevadas. De novo, isto reflete a permeabilidade gerada pelo fraturamento no intervalo.

#### **Intervalo 4480 – 4580 m.**

A litologia predominante neste intervalo é composta de carbonatos muito densos, basicamente calcários dolomitizados. Não houve dissolução do cimento dolomítico e calcífero suficiente para gerar porosidade, que nesta zona, geralmente, é menor que 3%. Os valores do expoente de porosidade são altos, variando de 1,9, nos calcários, até 3,4 nos carbonatos densos. Estes valores altos indicam que esta seção não está fraturada e que a porosidade secundária do intervalo provavelmente é do tipo vugular. Devido às baixas porosidades e altos valores de resistividades, frequentemente superiores a 1000 ohm.m, não há qualquer sentido em calcular saturação de água neste intervalo.

#### **4.3.2. Estimativas de Saturação no Poço Y**

##### **Intervalo 4350–4440 m.**

Este intervalo apresentou produção subcomercial de óleo no teste de formação realizado de 4376 a 4391 m. A porosidade é baixíssima, em geral menor do que 3%. A litologia é composta de calcário e de calcários arenosos. A porosidade de fratura é da ordem de 0,4%, em média. O expoente de cimentação varia de 1,4 a 1,7. No teste de formação realizado na zona de 4376 a 4391 m, a vazão de óleo decresceu rapidamente de 240  $m^3$ /dia para 95  $m^3$ /dia, em poucas horas, porém sem queda de pressão. Este fato, associado à porosidade intergranular praticamente inexistente, e aliada à impermeabilidade intergranular das rochas (A permeabilidade é, em geral, menor do que 0,1 mD), evidencia que o óleo desta seção está associado a intervalos fraturados. Novamente, qualquer esquema de cálculo de saturação não faria qualquer sentido, em face da porosidade total

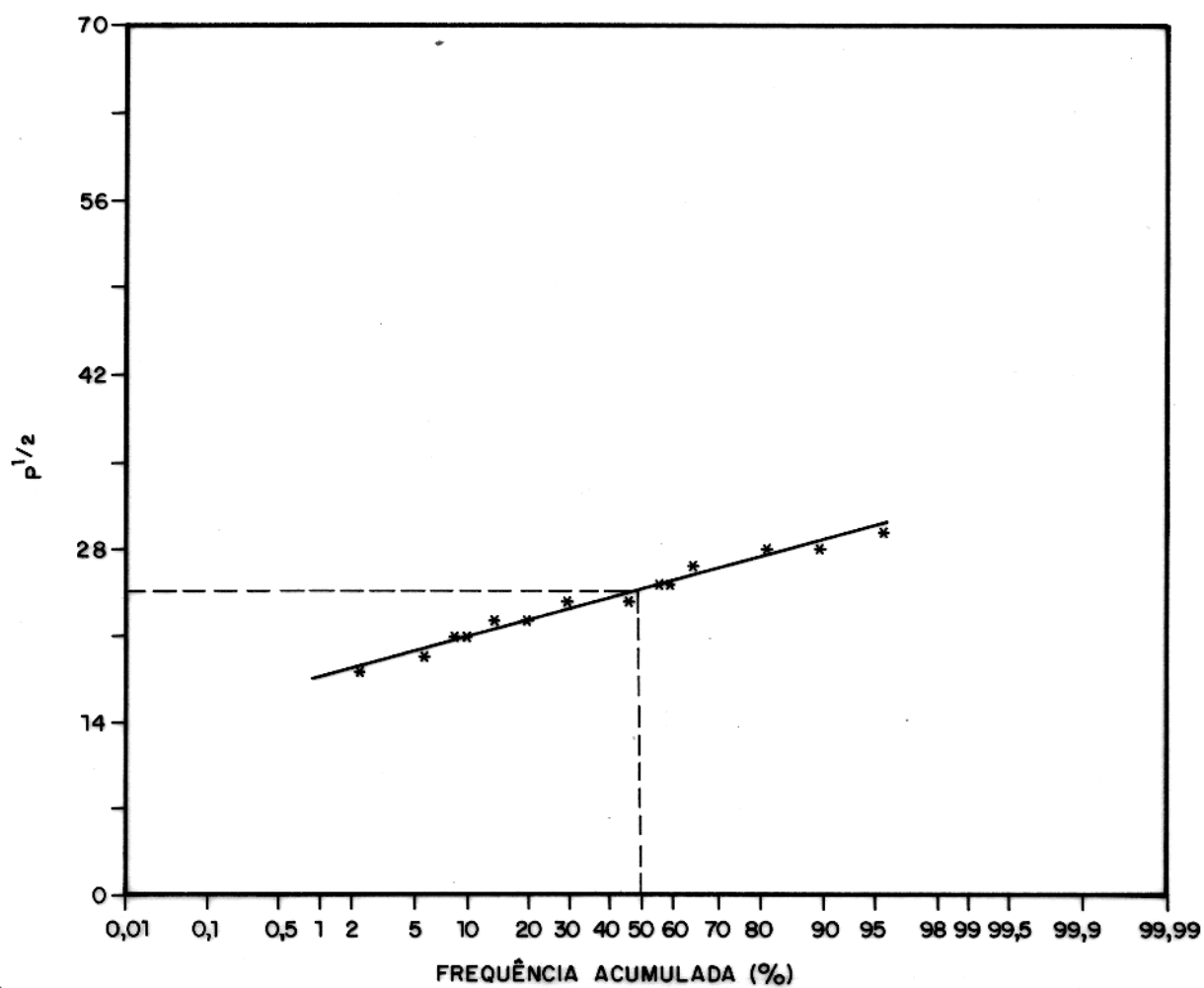


Fig. 46 - Frequência relativa acumulada dos pontos da zona de água do poço X, intervalo 4299-4330 m.  $P^{1/2}$  médio = 23,5.



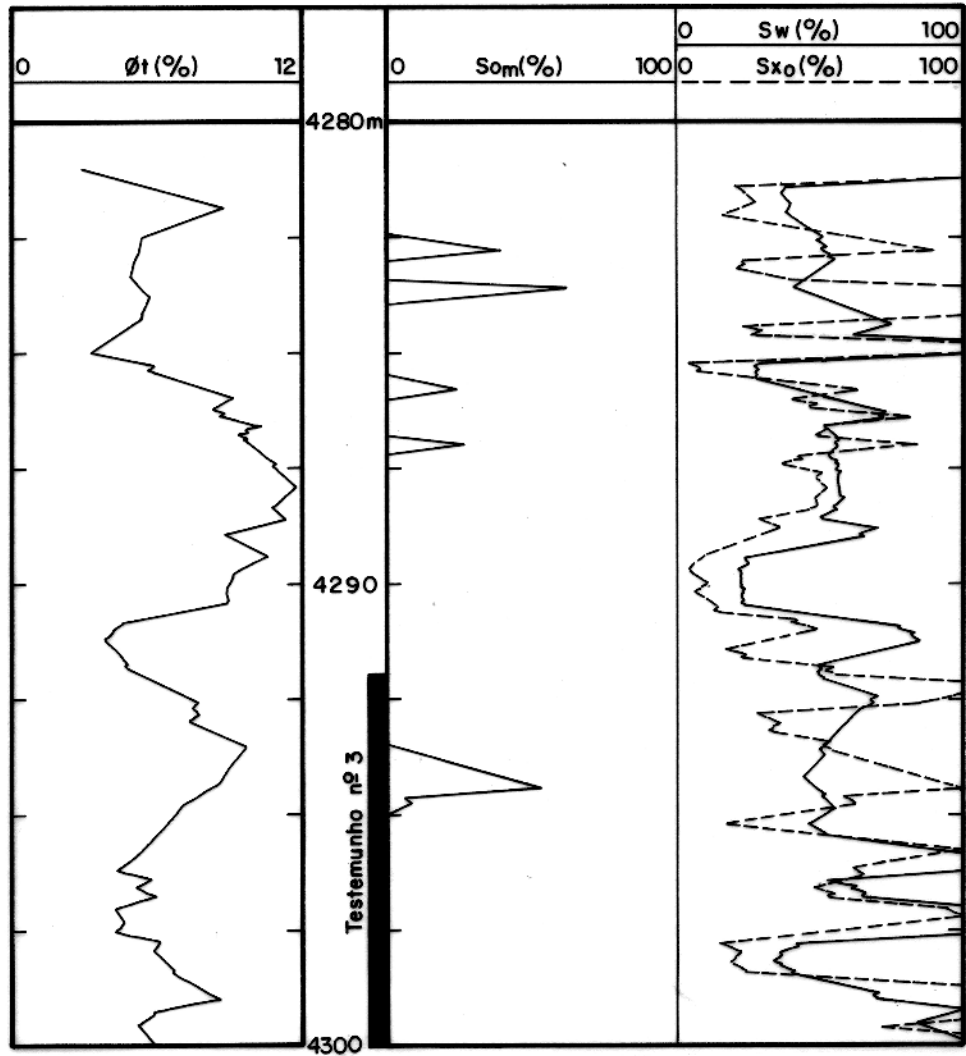


Fig. 48 – Perfil de óleo móvel na zona de óleo do poço X, intervalo 4280–4300 m, com indicação pontual de óleo móvel.

ser muito baixa, ou mesmo nula.

#### Intervalo 4800 – 4900 m.

As figuras 49 a 52 mostram o resultado das saturações para este intervalo. A saturação de Archie indica uma zona de interesse em torno da profundidade 4880 m, cuja  $S_w$  varia de 30 a 40%, conforme mostrado nessas ilustrações. No entanto, o teste de formação realizado nesta zona (4885–4891 m), mostrou produção somente de água salobra (ver tabela 2). Em outras palavras, apesar do cuidado em usar  $a$  e  $m$  característicos para este intervalo, a saturação de Archie obtida conduz a volume de óleo irrealmente otimista nesta seção.

As saturações de Rasmus e PPW, por outro lado, ambas indicam que este intervalo não contém zona de hidrocarbonetos. O resultado da saturação de Rasmus, ilustrado no gráfico  $m_R$  versus a  $S_{wR}$  (Fig. 51), e, também, nos perfis da figura 52, expressa que esta zona é portadora de água. Por seu lado, o plote de  $\sqrt{P}$ , na figura 53, exhibe inclinação única para todos os pontos, indicando, que esta zona é portadora de água. Alguns pontos do intervalo poroso (4882–4892 m) apresentam porosidade de fratura superior a 1%, porém a saturação estimada com expoente de porosidade variável conduz a volumes de água maiores do que 70%. Nesta zona, o expoente de porosidade  $m_R$  é, em geral, maior do que 1,7 e atinge, frequentemente, valores maiores do que 2.

#### 4.4 Escolha do Esquema para Cálculo de Saturações

A aplicação da equação de Archie conduz a resultados de saturação de água incoerentes no intervalo 4800–4900 m do poço Y, conforme descrito acima, indicando óleo em uma zona que na verdade é portadora de água.

Por seu turno, o método PPW mostra bons resultados em todos os intervalos estudados. No entanto, esta avaliação estatística pode apresentar problemas se a mudança de inclinação de  $\sqrt{P}$  for influenciada também pela variação da porosidade, isto é, se a mudança na inclinação da reta de  $\sqrt{P}$  refletir, unicamente, a variação da porosidade, sem ter relação com o fluido contido na rocha. Por exemplo, a figura 54 ilustra uma zona em que a frequência relativa acumulada da porosidade apresenta o mesmo aspecto da frequência de  $\sqrt{P}$  das zonas de óleo. Em situações como estas, o gráfico da frequência acumulada de  $\sqrt{P}$  pode estar intimamente ligado à variação da porosidade, levando o intérprete a inferir a presença de óleo em zonas que na verdade contêm

apenas água. Desse modo, a estimativa de saturação de Porter et al. (1969) deve ser respaldada pela interpretação convencional qualitativa dos perfis, tendo-se o cuidado de verificar se a quebra na inclinação de  $\sqrt{P}$  não reflete na verdade apenas variação na porosidade.

Por conseguinte, a partir do conjunto de dados e de resultados obtidos, o esquema para estimar saturações mais compatíveis com os resultados dos testes de formação realizados é a saturação de Rasmus, calculada simplesmente com a equação de Archie aplicada com o expoente de porosidade variável de Rasmus.

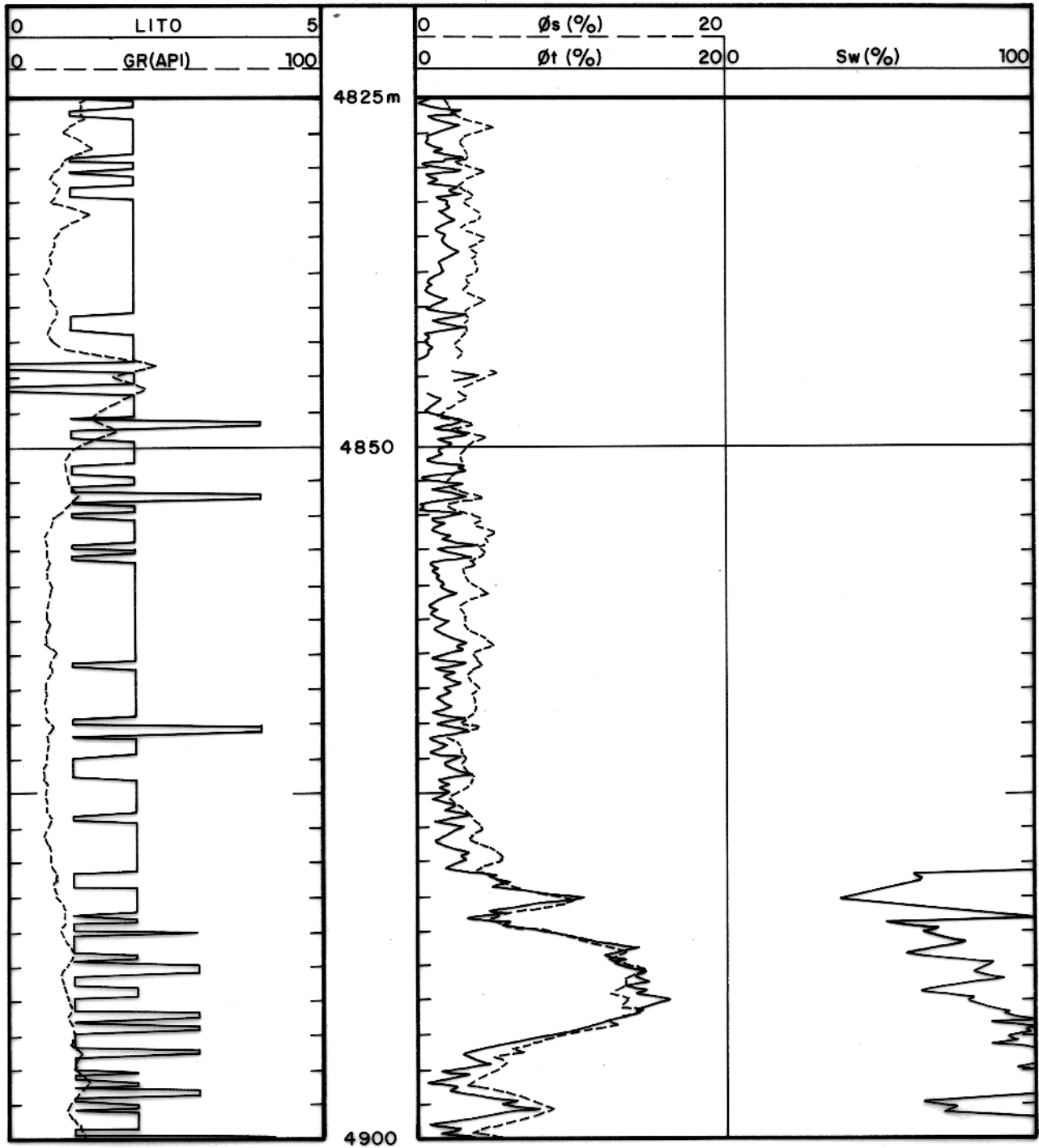
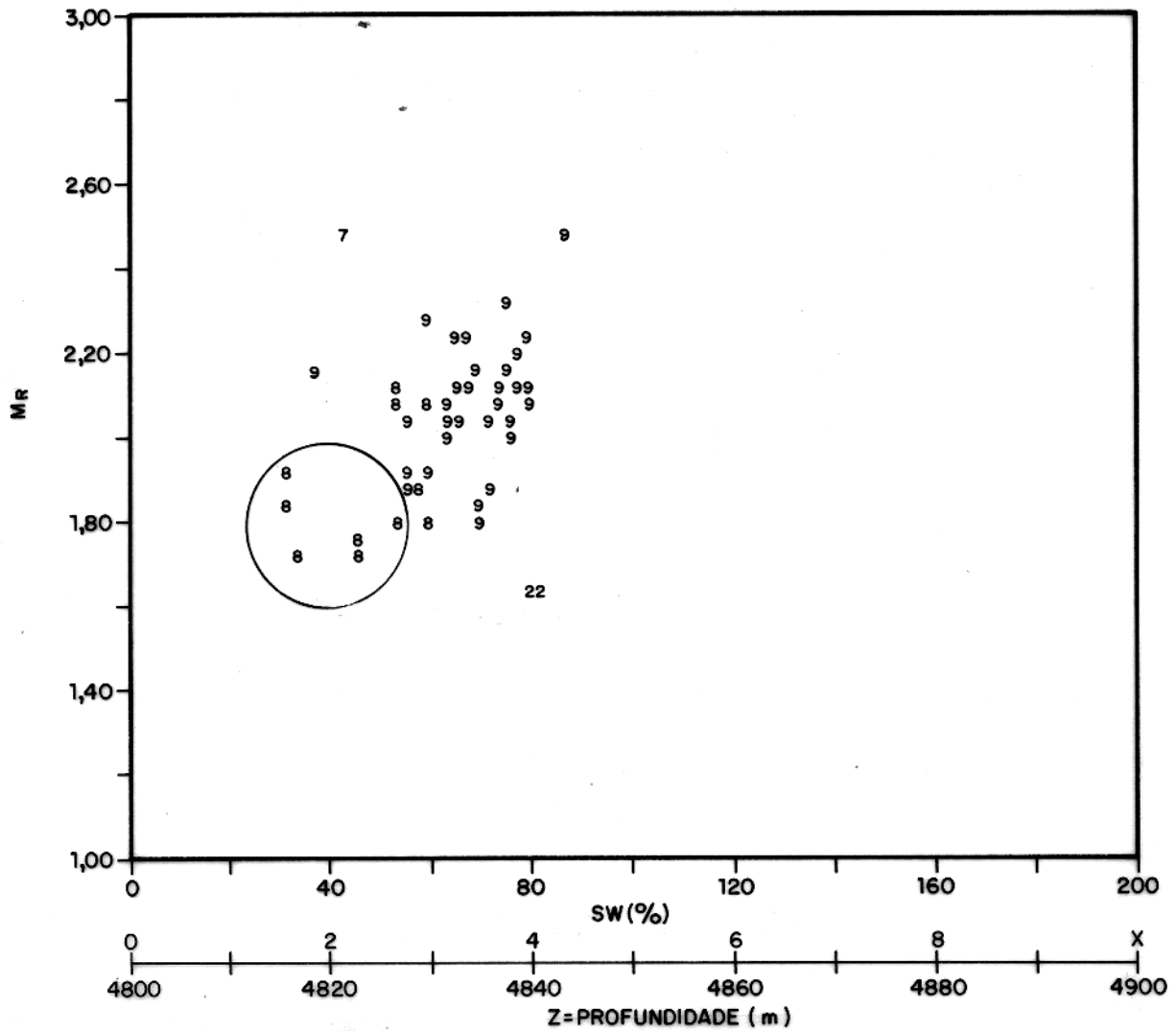


Fig. 49 - Perfis de litologias, porosidade total e sônica e saturação de Archie no intervalo 4825-4900 m do poço Y.



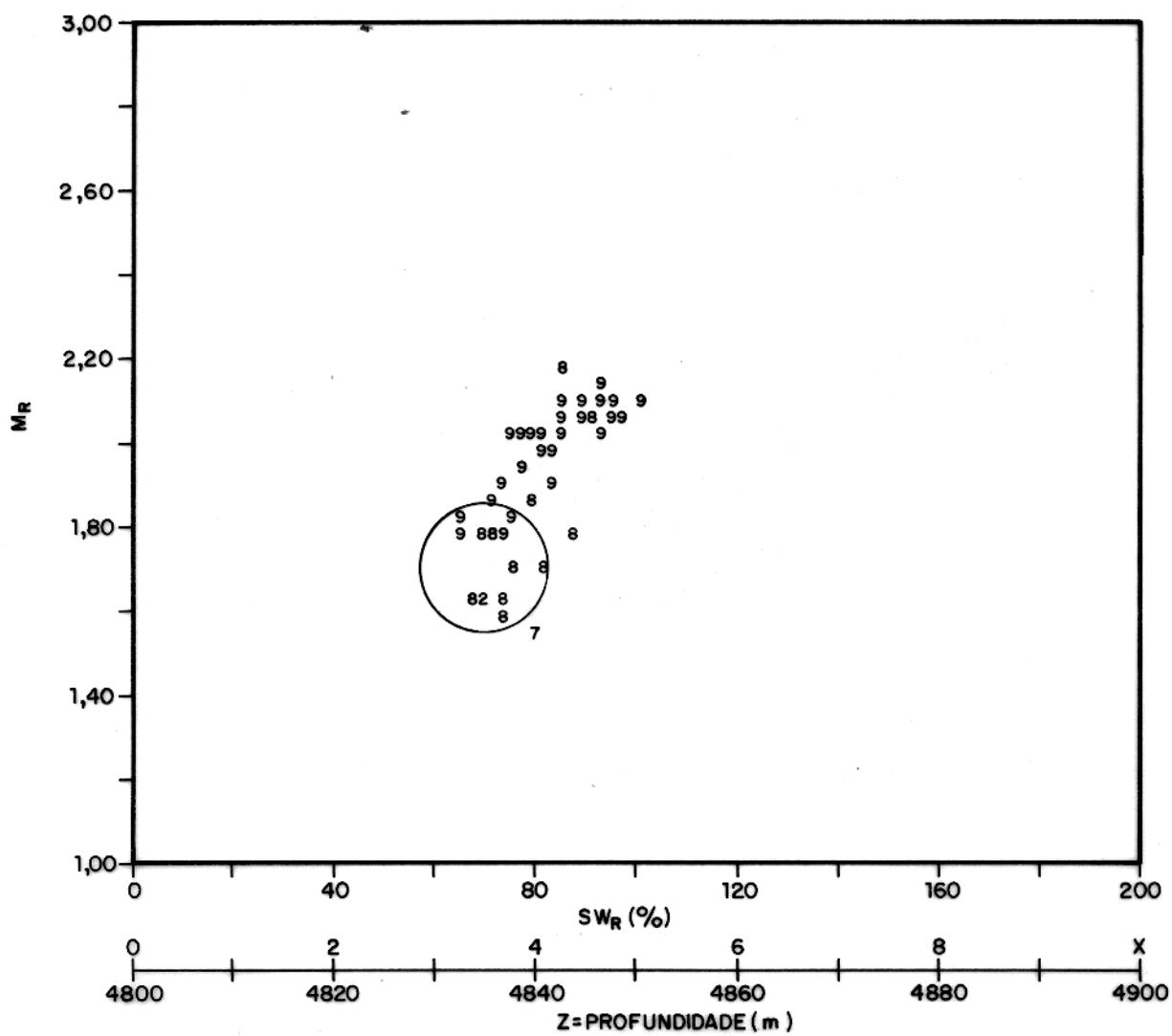


Fig. 51 – Expoente de Rasmus versus saturação de Rasmus entre 4800 e 4900 m do poço Y. A saturação calculada com  $m$  variável é coerente com o fluido produzido no teste de formação deste intervalo.

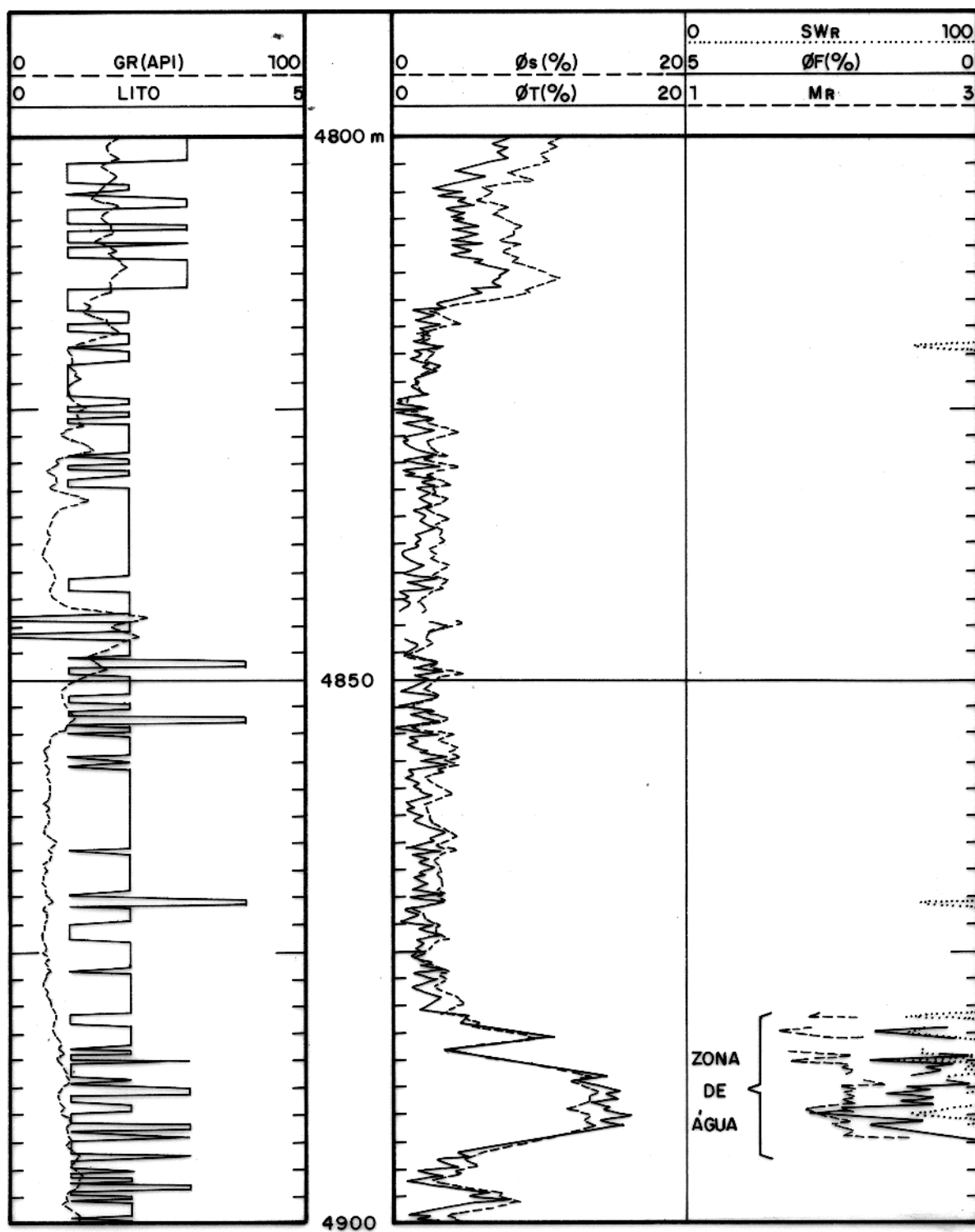


Fig. 52 – Perfil de porosidade e de saturação de Rasmus no intervalo 4800-4900 m do poço Y. A inclinação única sugere ausência de hidrocarbonetos.

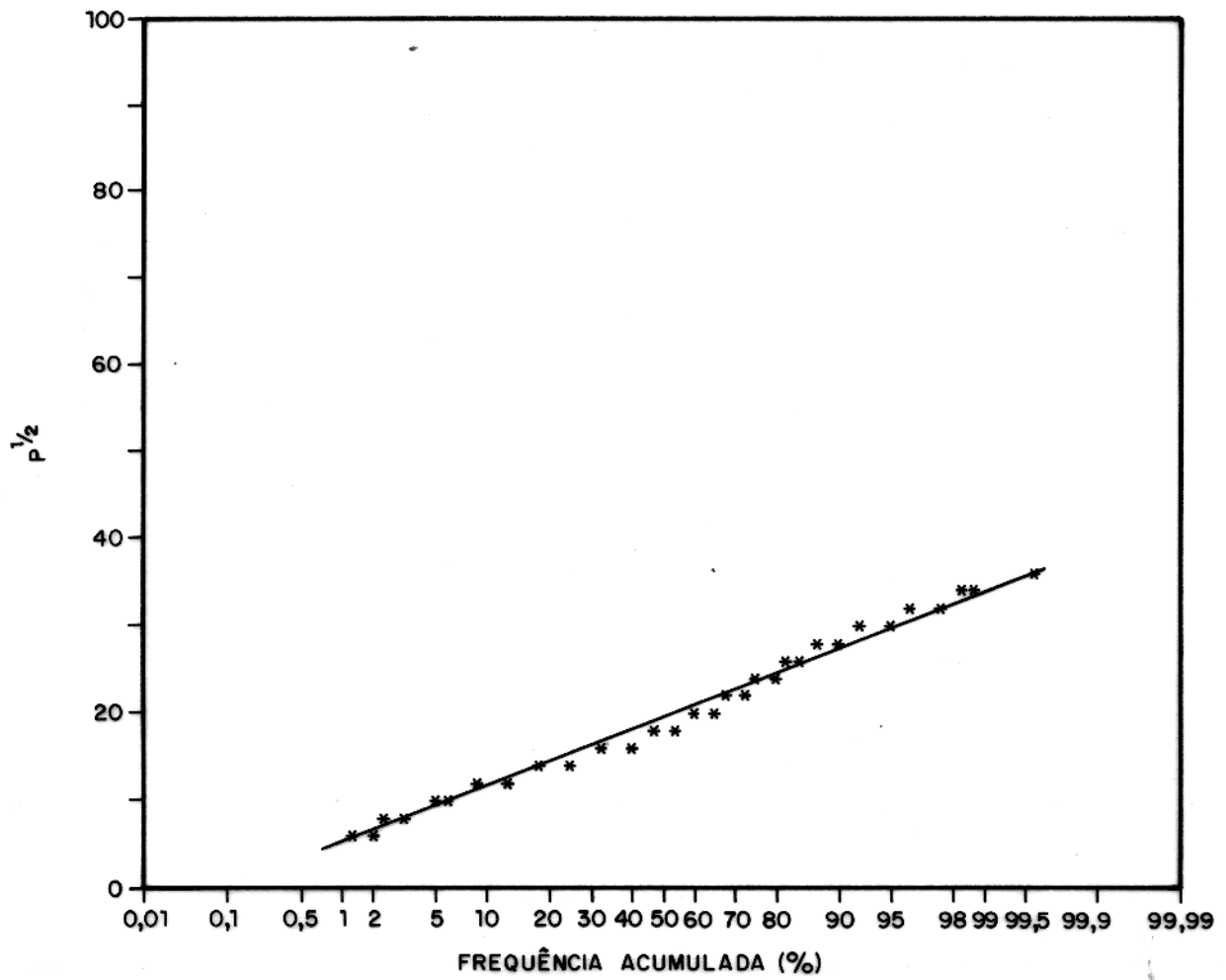


Fig. 53 - Frequência acumulada de  $\sqrt{P}$  do intervalo 4800-4900m do poço Y

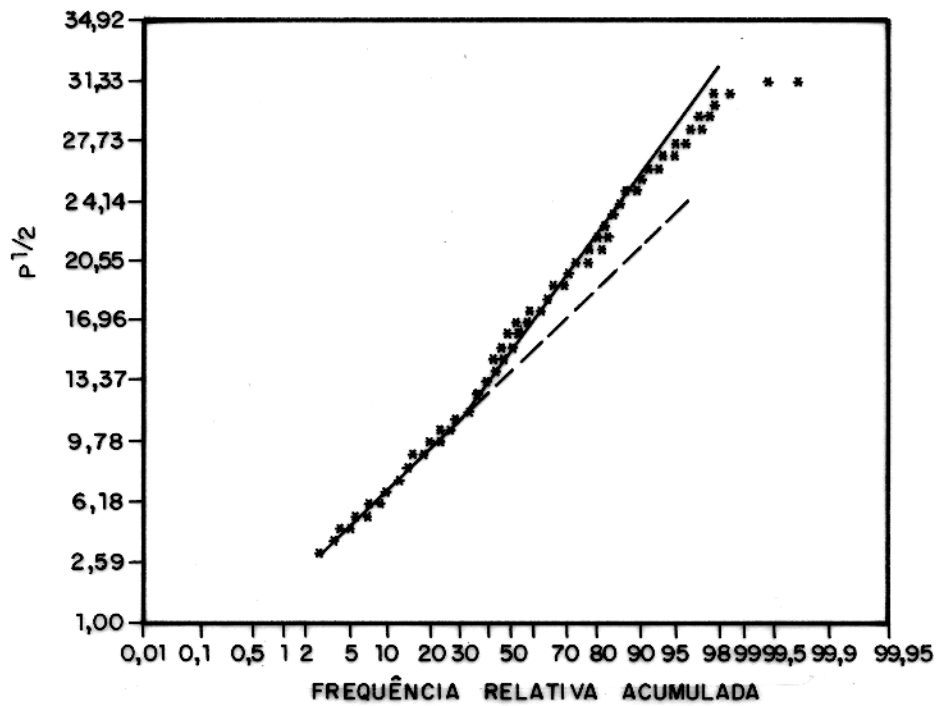
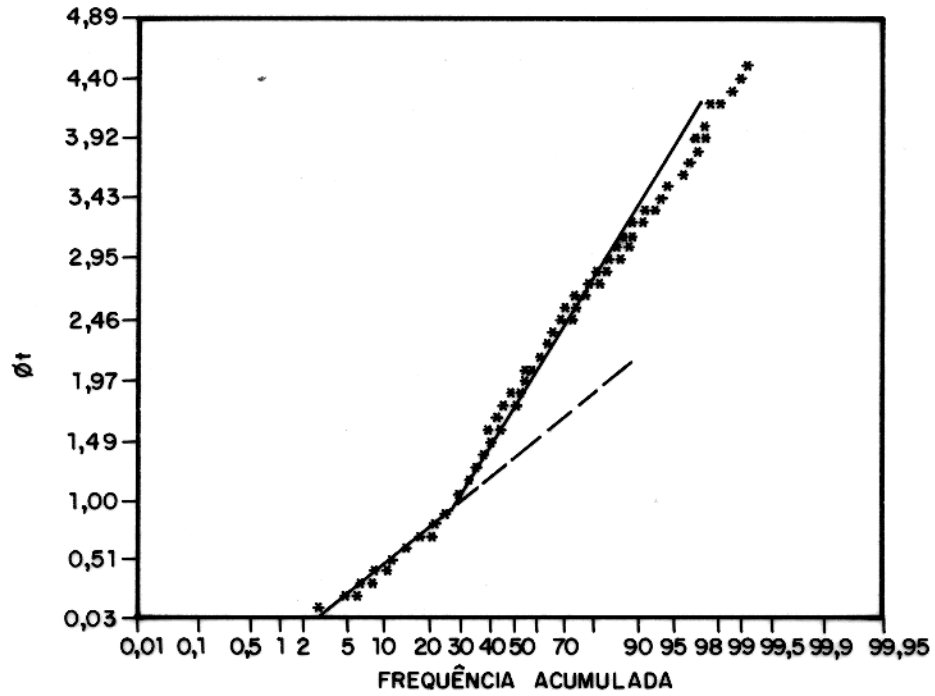


Fig. 54 - Frequência relativa acumulada de  $\sqrt{P}$  e de  $\phi_t$  no poço Y, intervalo 4350-4440 m.

## CAPÍTULO 5

### RESPOSTA DOS PERFIS ÀS FRATURAS NOS POÇOS ESTUDADOS

#### 5.1 Identificação de Fraturas em Perfis

A delimitação de intervalos fraturados em poços de petróleo é feita através do estudo combinado dos diversos perfis. Quase todos os perfis respondem, alguns mais claramente que outros, à presença de intervalos fraturados. Por outro lado, nenhum dos perfis é absolutamente definitivo nesse aspecto, com a possível exceção da imagem BHTV (Borehole Televiewer), não disponível nos poços estudados. Desse modo, para estudar rochas fraturadas, os perfis devem sempre ser usados em conjunto. Será descrito a seguir, de maneira genérica, como os perfis disponíveis nos dois poços são influenciados pela presença de fraturas.

##### 5.1.1. Dipmeter e Perfil de Identificação de Fraturas

Normalmente, a ferramenta de pesquisa do *dipmeter* sofre contínua rotação dentro do poço. Durante uma operação de perfilagem ou corrida, essa rotação é registrada pelo eletrodo número 1, de 0 a 360°, correspondendo a uma revolução.

Babcock (1978), estudando os dados de vários perfis *dipmeter* não-processados, associados com o caliper e o rumo relativo do sistema dentro do poço, interpretou que o alargamento do poço em uma direção, associado com a quebra da rotação normal da ferramenta, era causado por fraturas verticais a subverticais. A ilustração de Babcock é apresentada com modificações na figura 55. Nesta, nota-se que a ferramenta, durante o registro do perfil, está girando normalmente, até atingir a profundidade de 2516 m. Em tal profundidade, registra-se quebra na rotação da ferramenta, aprisionada nas fraturas. A zona em que a rotação normal é interrompida segue, durante a subida no poço, até cerca de 2490 m (Fig. 55A). Aqui pode-se notar, também, trechos com ovalização do poço, conforme mostrado pelo caliper duplo (Fig. 55B). O alargamento localizado, causado por desmoronamento (*wash out*) preferencial da rocha em torno do plano de fratura, é mostrado nos intervalos 2459–2470 m e 2498–2517 m.

As curvas de microresistividade do *dipmeter* investigam a resistividade a apenas alguns centímetros da parede do poço. Em vista disso, a presença de fraturas, preenchidas com fluido de perfuração mais condutivo, pode ser detectada pelo contraste entre as resistividades indicadas

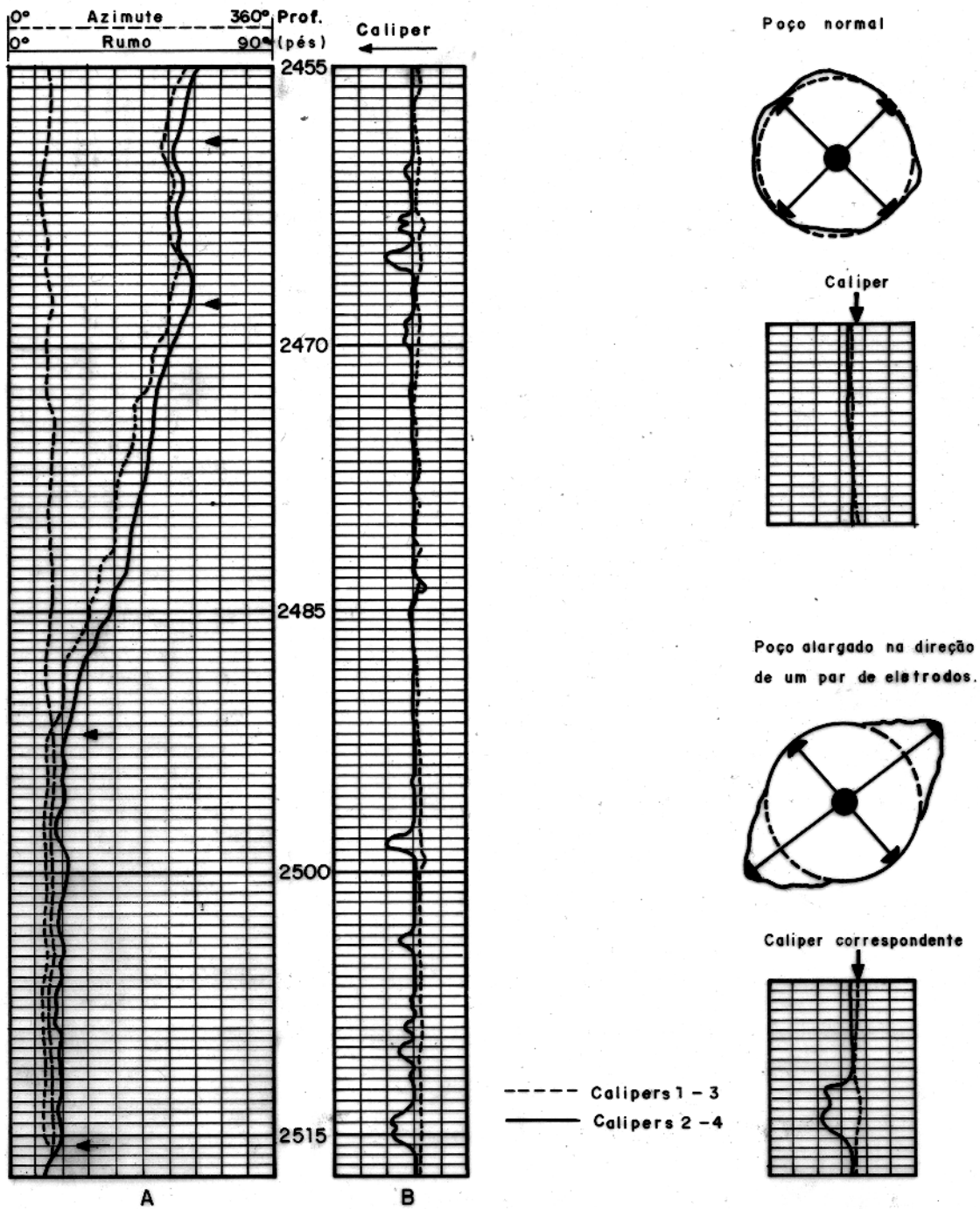


Fig. 55 - Perfil *dipmeter* e caliper duplo indicando fraturas verticais a subverticais. As setas mostram intervalos onde há quebra na rotação da ferramenta associada à ovalização do poço.

pelos quatro eletrodos tomados em pares alternados (Babcock, 1978; Schafer, 1980; Suau e Gartner, 1980). Como o *dipmeter* é um sistema que investiga através de patins, somente o par de patins que passa em frente à fratura, ou, pelo menos, suficientemente próximo desta, terá sua leitura de condutividade afetada. Se o poço estiver ovalizado, um dos braços se alinhará ao longo do maior diâmetro, enquanto que o outro se ajustará perpendicularmente ao primeiro (Serra, 1986). Os patins que se alinham ao longo da fratura mostram um aumento na condutividade, devido ao maior volume de lama condutiva presente no espaço investigado, enquanto que o outro par lê condutividades menores. Desta maneira, superpondo-se duas curvas de condutividades adjacentes (qualquer par de patins situados  $90^\circ$  um do outro, a saber, na sequência, pares 1-2, 2-3, 3-4 e 4-1), é possível identificar a fratura pelo contraste entre as condutividades lidas pelos diferentes eletrodos, editados segundo o padrão do perfil FIL (Fig. 56).

Em resumo, as feições que frequentemente aparecem no *dipmeter* de quatro patins, em rochas fraturadas, são: 1.) redução da rotação da ferramenta, indicando que dois braços encontraram uma zona de alargamento do poço; 2.) separação nos calipers, indicando maior aumento de diâmetro em uma direção, que corresponde à de fratura; e 3.) anomalias significativas de condutividade nos pares de patins situados em frente ou próximo dos planos de fraturas, quando comparadas com as condutividades lidas pelo outro par. Quando todas as três feições ocorrem no mesmo intervalo, a probabilidade da presença de fraturas é mais alta.

### 5.1.2. Perfis de Resistividade Focalizados e de Indução

Dependendo do ângulo de mergulho das fraturas, os perfis focalizados e de indução sofrem diferentes graus de influência das fraturas. Se as fraturas são verticais, o perfil de indução é muito pouco afetado, porquanto, nesse caso, elas são vistas em série pelo *loop* de correntes induzidas na formação. O DLL (Duplilateroperfil focalizado, composto por duas curvas de diferentes profundidades de investigação), no entanto, é fortemente afetado pelas fraturas de alto ângulo, pois estas são vistas em paralelo por estes perfis. No caso oposto em que as fraturas forem de baixo ângulo, ou horizontais, o *loop* horizontal de corrente induzida será mais influenciado do que a corrente focalizada do DLL. Apesar disso, a simples comparação entre as resistividades lidas pelas curvas de indução e lateral não podem, frequentemente, ser usadas, pois as rochas fraturadas, em geral, são muito resistivas e compactadas, e, sendo assim, o perfil de indução fornece resposta incompatível

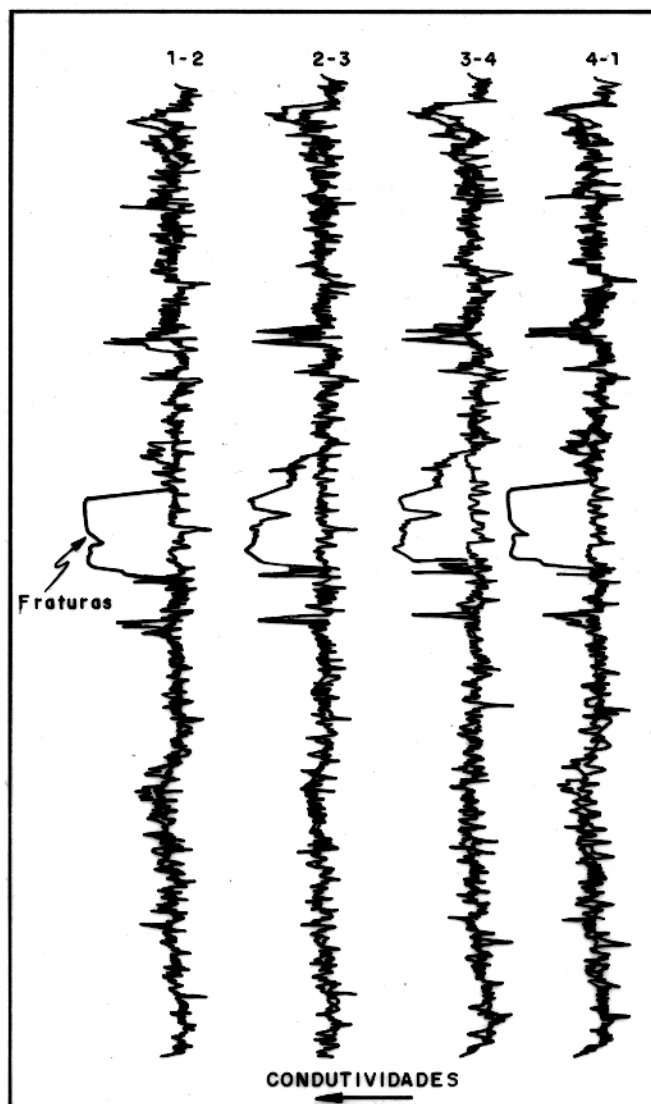


Fig. 56 – Identificação de fraturas nas curvas de condutividade elétrica do *dipmeter*, apresentadas no formato FIL (Schlumberger, 1989).

com a condutividade real da formação (Serra, 1986).

A identificação de fraturas subverticais, comumente, é feita através do contraste entre as leituras focalizadas de diferentes profundidade de investigação, ou seja, a partir do estudo das curvas LLd, LLs e Rxo, lidas pelo sistema DLL/MSFL.

Esse sistema foi desenhado de modo a fornecer duas leituras simultâneas, com diferentes profundidades de investigação, uma intermediária (LLs) e outra profunda (LLd), porém com mesma resolução vertical. Além disso, o sistema contém um dispositivo focalizado esfericamente (MSFL), de investigação rasa, para fornecer o valor de  $R_{xo}$ , resistividade da zona lavada pelo filtrado da lama. Esse sistema é confiável para resistividades de 0,2 a 40.000 ohm.m, dependendo da razão  $R_{mf}/R_w$ . Em zonas fraturadas de baixa porosidade de matriz, a corrente elétrica é fortemente unidirecional, o que aumenta a resistividade das rochas (Suau e Gartner, 1980). O incremento na resistividade é mais visível na curva profunda LLd, mais sensível a este efeito de anisotropia. Nesta situação, a leitura do LLs é menor do que a LLd, porquanto a formação é muito resistiva e a presença de lama salgada nas fraturas subverticais diminui a resistividade medida pelo sistema de investigação rasa. Suau e Gartner citam que a curva de investigação profunda pode apresentar valores até 6 vezes maior do que a rasa. A figura 57 é um exemplo de fraturas no lateroperfil duplo.

A comparação entre as curvas LLd e LLs para indicar fraturas de alto ângulo é suportada tanto por dados de campo (Suau e Gartner, 1980), quanto por modelamento numérico (Sibbit e Faivre, 1985). Estes autores calcularam, matematicamente, a resposta dos perfis LLd e LLs e concluíram que as anomalias nessas curvas dependem do ângulo de mergulho das fraturas. Se as fraturas forem verticais, têm-se que  $LL_d > LL_s$ , e, além disso, a diferença na condutividade é proporcional à abertura da fratura e à condutividade do fluido no poço. Sibbit e Faivre, neste mesmo trabalho, também concluíram que, se as fraturas forem horizontais, ambas as curvas laterais decrescem fortemente, até uma distancia radial de 0,8 m do poço. Neste caso, a separação entre as curvas pode, até mesmo, ser revertida, isto é,  $LL_d < LL_s$ .

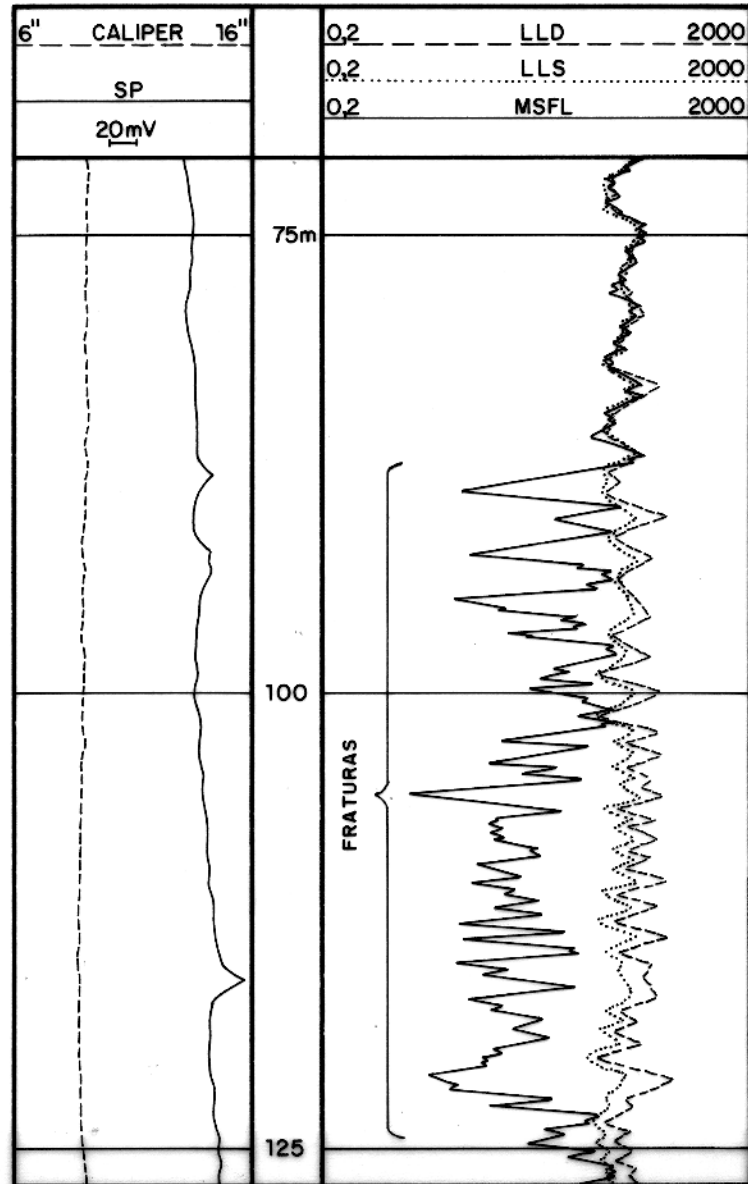


Fig. 57 – Efeito de fraturas nos perfis DLL/MSFL. A razão  $LL_d/LL_s$  é aproximadamente igual a 2, e a  $R_{xo}$ , dada pela MSFL, é muito menor do a  $LL_d$  ou  $LL_s$  (Suau e Gartner, 1980).

### 5.1.3. Perfil de Densidade, Curvas de $P_e$ e de $\Delta\rho$

O perfil de densidade é usado para medir a densidade da formação. A ferramenta, em resumo, é composta de um sistema fonte de  $Cs^{137}$  e de um cristal de NaI como detector. Os raios emitidos pela fonte penetram na formação e sofrem espalhamento Compton. Dois detectores são utilizados para permitir correção para a influência do poço nas leituras, especialmente os efeitos causados pela espessura e densidade do reboco.

Tittman e Wahl (1965) observam que, através da escolha adequada da energia da fonte e das características do detector, é possível limitar as interações quase que, exclusivamente, ao espalhamento Compton. Nestas condições, o coeficiente de absorção de massa é constante para todos os elementos, e, portanto, a única propriedade da formação que influencia na resposta da ferramenta é a densidade. Para a faixa de energia de interesse, superior a 300 KeV e inferior ao intervalo energético de produção de pares, a fonte de Césio (662 KeV) é a mais usada.

O perfil de densidade indica fraturas devido ao grande contraste entre a densidade da formação e a densidade da lama preenchendo as fraturas. A densidade das rochas sedimentares, com exceção de alguns evaporitos, é maior do que  $2,2 \text{ g/cm}^3$ . Os fluidos de perfuração, por seu turno, se não forem adensados com barita, apresentam densidades menores do que  $1,3 \text{ g/cm}^3$ . Esse contraste de densidade faz com que o perfil de densidade, ao cruzar fraturas abertas preenchidas com lama, mostre picos negativos (Suau e Gartner, 1980). No caso de fluidos de perfuração adensados por barita, a curva de correção de densidade  $\Delta\rho$  mostra picos negativos (Fig. 58).

A curva de  $P_e$ , por seu turno, é um registro da seção de choque (cross-section) para o efeito fotoelétrico. Essa propriedade pode ser também usada para identificar intervalos fraturados, se o poço for perfurado com lama adensada por barita. A seção de choque para a barita é igual a 267 barns, muito maior do que a das rochas carbonáticas (5 barns para calcário e 3.1 barns para a dolomita). Por conseguinte, uma curva de  $P_e$ , em poços com lama baritizada, pode identificar muito bem seções cortadas por fraturas (Fig. 59).

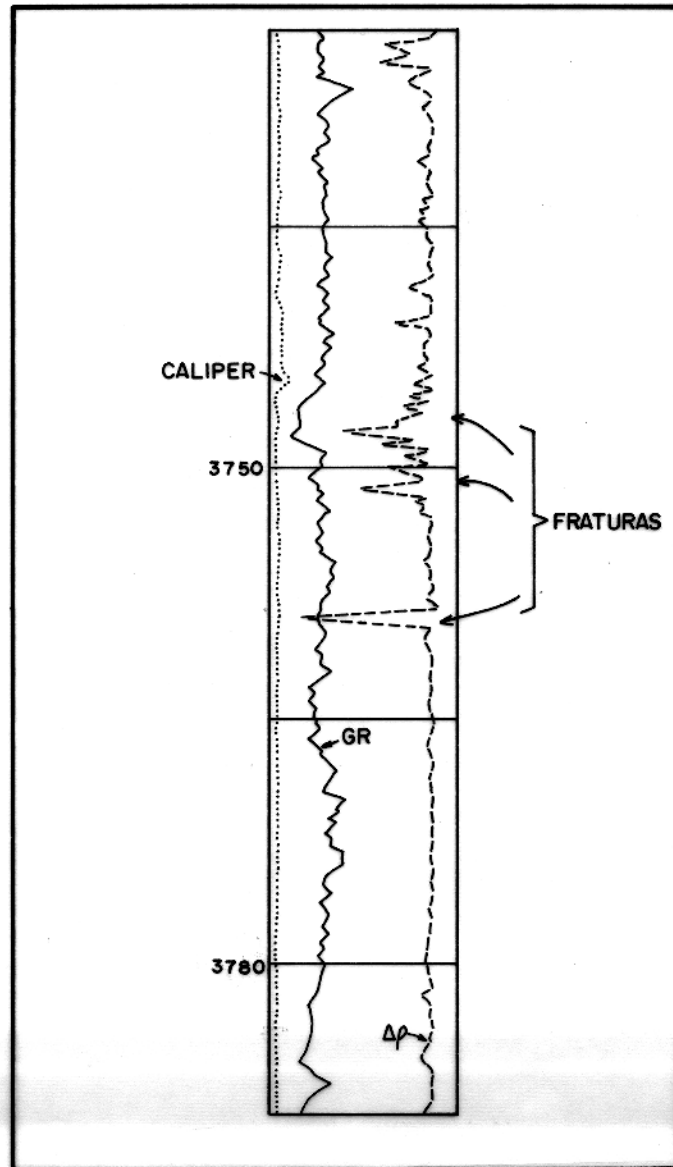


Fig. 58 – Curva de correção de densidade em intervalos fraturados (Schlumberger, 1989)

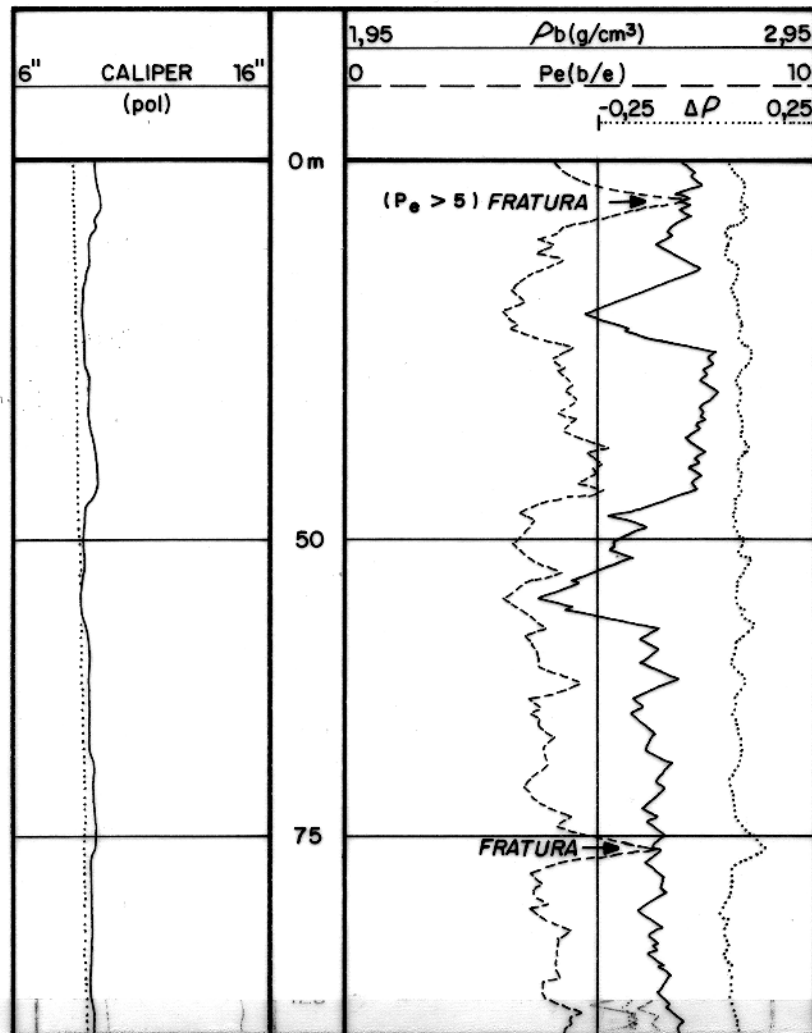


Fig. 59 – Curvas de densidade e de seção de choque para o efeito fotoelétrico ( $P_e$ ), indicando fraturas preenchidas por lama baritizada (Suau e Gartner, 1980).

#### 5.1.4. Perfil Espectral de Raios-gama

O perfil espectral de raios-gama responde à concentração dos três elementos responsáveis pela radioatividade das rochas na crosta terrestre, urânio, tório e potássio. Frequentemente, os intervalos fraturados apresentam maior radioatividade do que intervalos não-fraturados devido à deposição de óxidos de urânio nas fraturas, refletida em valores mais altos de RG total e, também, no acréscimo da concentração desse elemento no RG espectral. Dessa maneira, um aumento pontual na concentração de urânio, notada também nas curvas de razões U/Th e U/K, pode estar relacionado a fraturas enriquecidas neste elemento, ou num dos nuclídeos de sua cadeia de decaimento (Fig. 60).

Um outro modo de identificar intervalos fraturados é através da comparação entre duas perfilagens sucessivas de raios-gama, a primeira com lama não-radioativa e a segunda, no mesmo intervalo, utilizando um traçador radioativo previamente circulado no poço. O traçador, invadindo as zonas fraturadas, faz com que estas se mostrem com radioatividade mais elevada, quando da segunda perfilagem (Serra, 1986), permitindo, com isto, a delimitação das fraturas.

#### 5.1.5. Perfis e Métodos Acústicos

Embora não se disponha de perfis acústicos específicos para identificação de fraturas nos poços estudados, discutiremos estes métodos em face de sua importância. A utilização de ondas de som se encontra entre as técnicas mais eficientes para determinação de planos sem coesão. Neste tema, Morris et al. (1964) relatam que o registro da amplitude das ondas compressional e cisalhante podem ser usadas para identificar fraturas. Em caso de fraturas horizontais, a energia da onda S, ao encontrar a interface da fratura, é em parte convertida para outros modos de propagação e em parte refratada. Devido a isso, a energia que incide no receptor é reduzida, conforme mostrado na figura 61. O efeito na amplitude das ondas P e S pode ser inverso, dependendo, tal como no caso dos perfis de resistividade, do ângulo de mergulho das fraturas. A amplitude das ondas P é reduzida em frente a fraturas verticais, enquanto que a amplitude S é reduzida na presença de fraturas de baixo ângulo ou horizontais (Morris et al. 1964). A figura 62 é uma reprodução de uma ilustração do trabalho destes autores, mostrando o comportamento das ondas P e S em frente a um intervalo de carbonatos com fraturas horizontais e verticais.

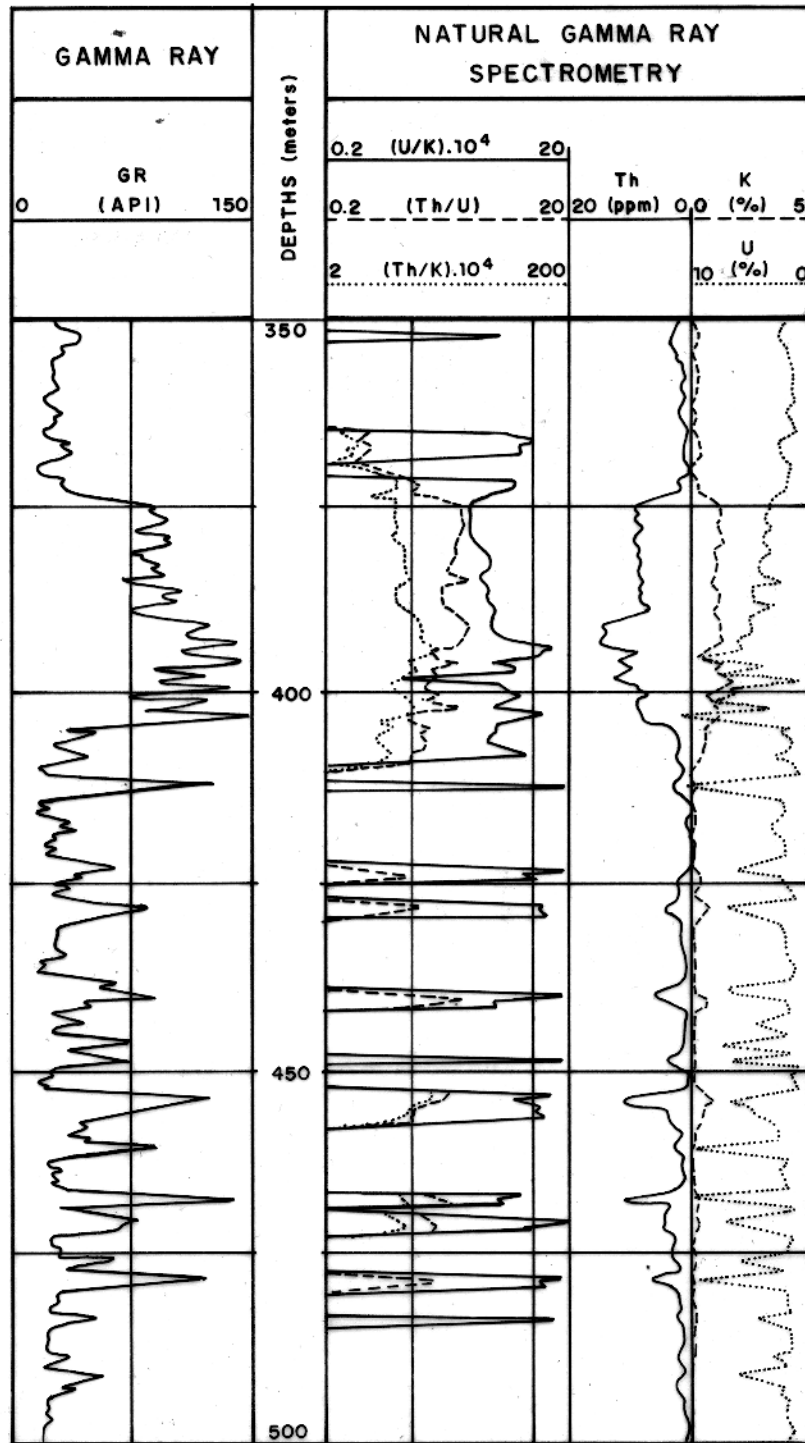


Fig. 60 – Perfil espectral de raios-gama em intervalo fraturado de uma formação ordoviciana da Algéria. As fraturas são indicadas pelos picos de urânio (Serra, 1986)

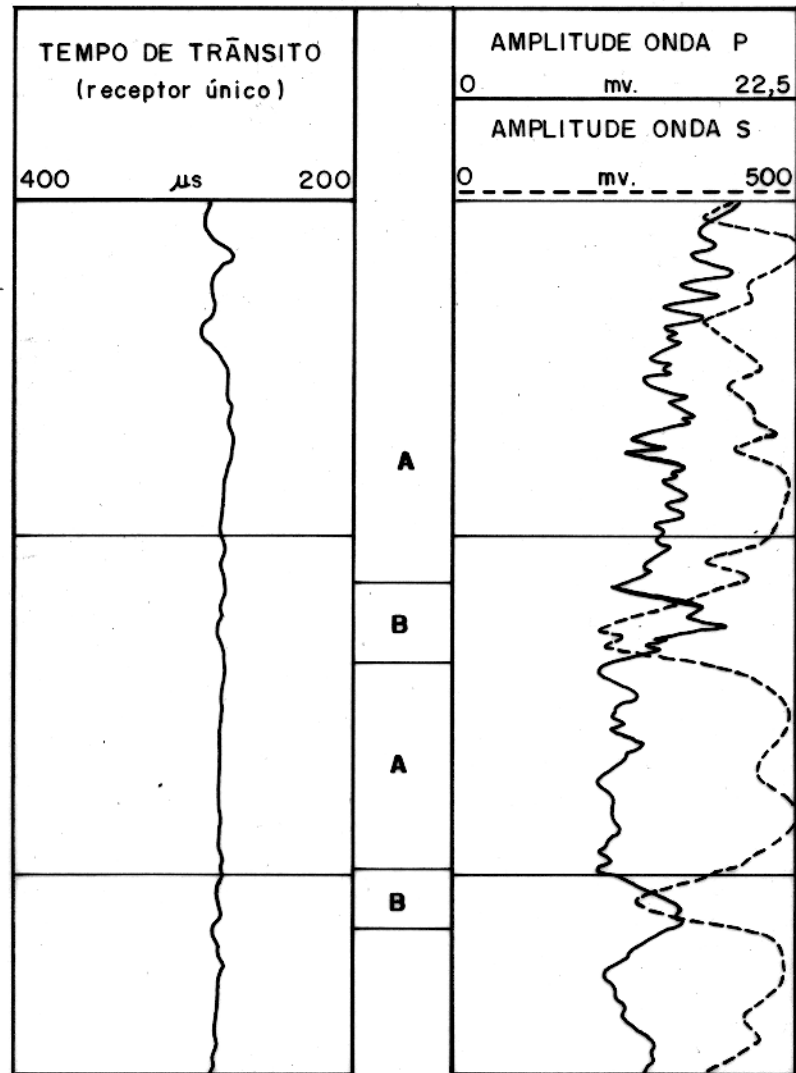


Fig. 61 – Amplitude das ondas P e S em carbonatos fraturados. As zonas A contêm fraturas longas e verticais e B fraturas horizontais.

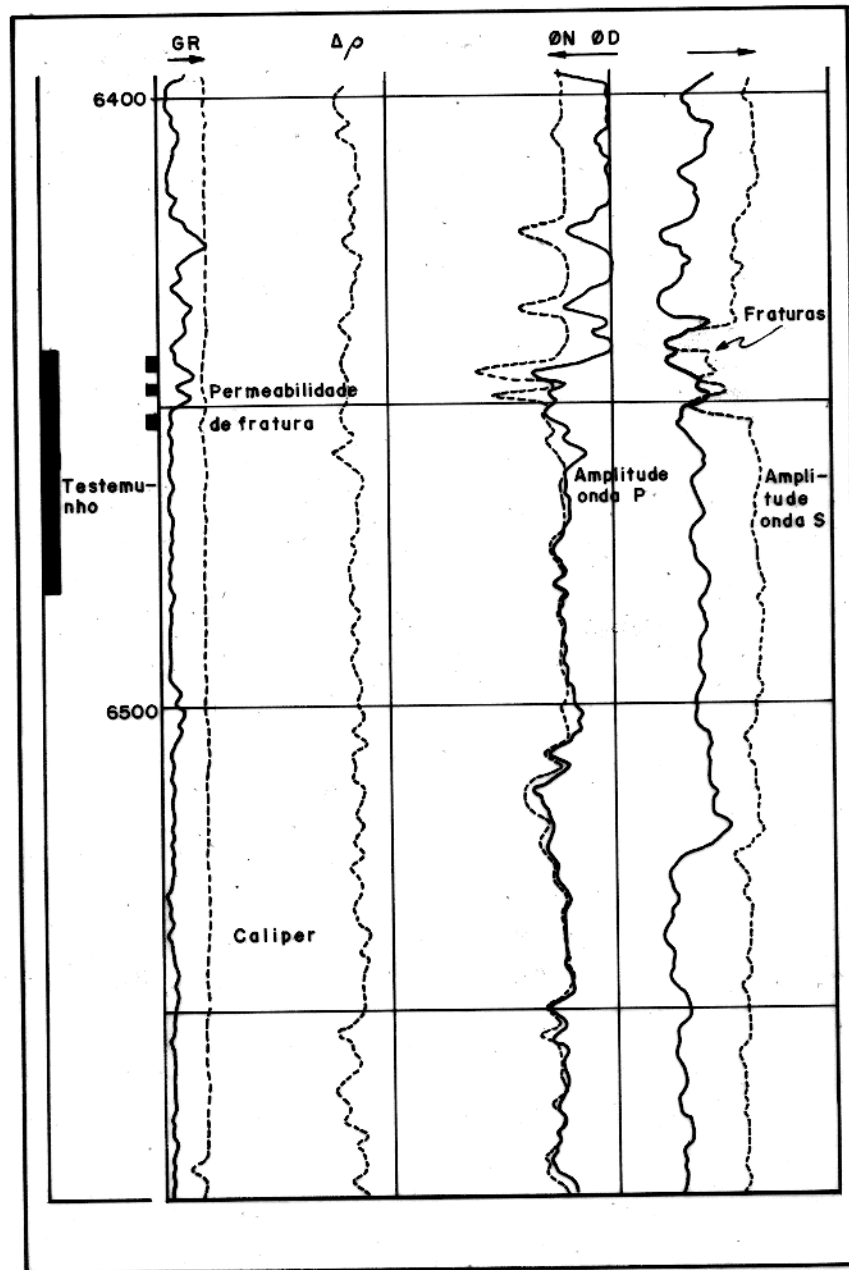


Fig. 62 – Amplitude das ondas *P* e *S* em rochas fraturadas. As fraturas são indicadas pelo decréscimo da amplitude das ondas *S*.

Pickett (1963) Gant e Goldberg (1988), usando tratamento de sinal que inclui correlação cruzada e análise de espectro de potência, estudaram a aplicação da razão  $V_p/V_s$  para determinação de litologia, densidade de fratura e saturação de fluidos, com resultado satisfatório.

Zemanek et al. (1969) trabalharam na geração da hoje consagrada imagem de poço BHTV (Borehole Televierer), usado para gravar feições da parede do poço. Entre as características importantes registradas nas imagens, destacam-se a presença de fraturas e zonas com porosidade vugular. Além de um sistema oscilador-transmissor-detector, a ferramenta contém um esquema para orientação do poço em relação ao Norte, e uma câmara que registra sua projeção num plano orientado, permitindo com isto controlar a direção das fraturas e das outras feições existentes no poço. O BHTV é, atualmente, consagrado como um método praticamente direto para detecção de fraturas, tanto verticais quanto horizontais, e, neste particular, faz par com o método de varredura elétrica, FMS (Formation Microscanner), também marca da Schlumberger.

## 5.2. Identificação de Fraturas nos Poços X e Y

As fraturas dos carbonatos da costa do Pará são observadas nos testemunhos, conforme mostram as figuras 4 e 5. Antes de descrever a resposta qualitativa dos perfis disponíveis, alguns dos itens que atestam a ocorrência de fraturas nesta área serão revisados. Entre outros tópicos, temos os seguintes:

1.) o expoente de porosidade  $m$  é menor do que 1,6, faixa geralmente considerada como inerente a rochas fraturadas (Aguilera, 1974; Suau e Gartner, 1980);

2.) no poço Y, no teste de formação do intervalo 4376–4391 m, a vazão diminuiu em poucas horas de 240 para 95  $m^3$ /dia. A pressão estática, entretanto, permaneceu constante. Este fato, associado à porosidade muito baixa, ou mesmo nula, e à baixa permeabilidade intergranular do intervalo, geralmente menor do que 0,1 mD, sugere que o óleo está armazenado em fraturas;

3.) a saturação de óleo móvel do intervalo produtor do poço X, na zona de interesse de 4282 a 4298 m, não mostra correlação com as porosidades mais elevadas. A presença de óleo móvel nos pontos com porosidade um pouco menor pode ser interpretada como um aumento de permeabilidade causado pelas fraturas nesta zona; e

4.) as saturações calculadas indicam que o óleo ocorre associado a baixos valores do expoen-

te de porosidade  $m_R$ , bem como a porosidades secundárias mais elevadas, denotando, claramente, que o óleo se aloja em porosidades de fratura.

### 5.2.1. Fraturas nos Perfis do Poço X

Há mais dados no poço X do que em outros poços, de modo que esse pode ser usado como um poço-teste para detecção de fraturas, usando a resposta dos perfis. No poço X, dados de testemunho são disponíveis de 3499 a 3517 m (testemunho 1), 4173-4182 m (testemunho 2) e de 4292 a 4301 m (testemunho 3). De modo geral, esses testemunhos apresentam vugs e/ou fraturas subverticais parcialmente preenchidas com calcita e, também, indícios de óleo.

O testemunho nº 1 é composto de carbonatos grosseiros, que apresentam até 4 fraturas por metro, a maioria delas do tipo inferior. Fraturas superiores, isto é, com abertura  $> 1$  mm, ocorrem raramente, em número de uma fratura por metro. O testemunho nº 2 engloba carbonatos muito finos, do tipo calcissiltito, e contém até quatro fraturas por metro, porém novamente a frequência das superiores é de apenas uma por metro. Por seu lado, o testemunho 3 apresenta de uma a duas fraturas por metro, principalmente médias ou inferiores (fechadas). O conteúdo de argila é pequeno em todos os intervalos.

A porosidade medida no testemunho nº 1 é a mais elevada das seções estudadas neste trabalho, variando de 7 a 19%. Não se dispõe de medidas petrofísicas no testemunho 2 do poço X, porém nas amostras do testemunho nº 3 analisadas, ela varia de 2 a 13% (ver apêndice I). Como os dados são mais completos no intervalo do testemunho nº 3, essa zona será escolhida seção-chave para o estudo de determinação de fraturas.

No poço X, conforme mostram as figuras 63a e 63b, um dipmeter de 4 braços foi registrado, cobrindo o intervalo do testemunho 3. É possível tabelar os intervalos verticais que apresentam o tipo de resposta esperada em intervalos fraturados, conforme discutido no item 5.1. Várias profundidades ou intervalos em que ocorrem de uma a três indicações de fraturas (a saber, anomalias de condutividade, poço ovalizado e diminuição da rotação da ferramenta) citadas acima, podem ser notadas na zona do testemunho nº 3, tomado para correlação. Com base nas figuras 63a e 63b, tem-se na tabela 6 (onde x significa indicação de fratura no perfil):

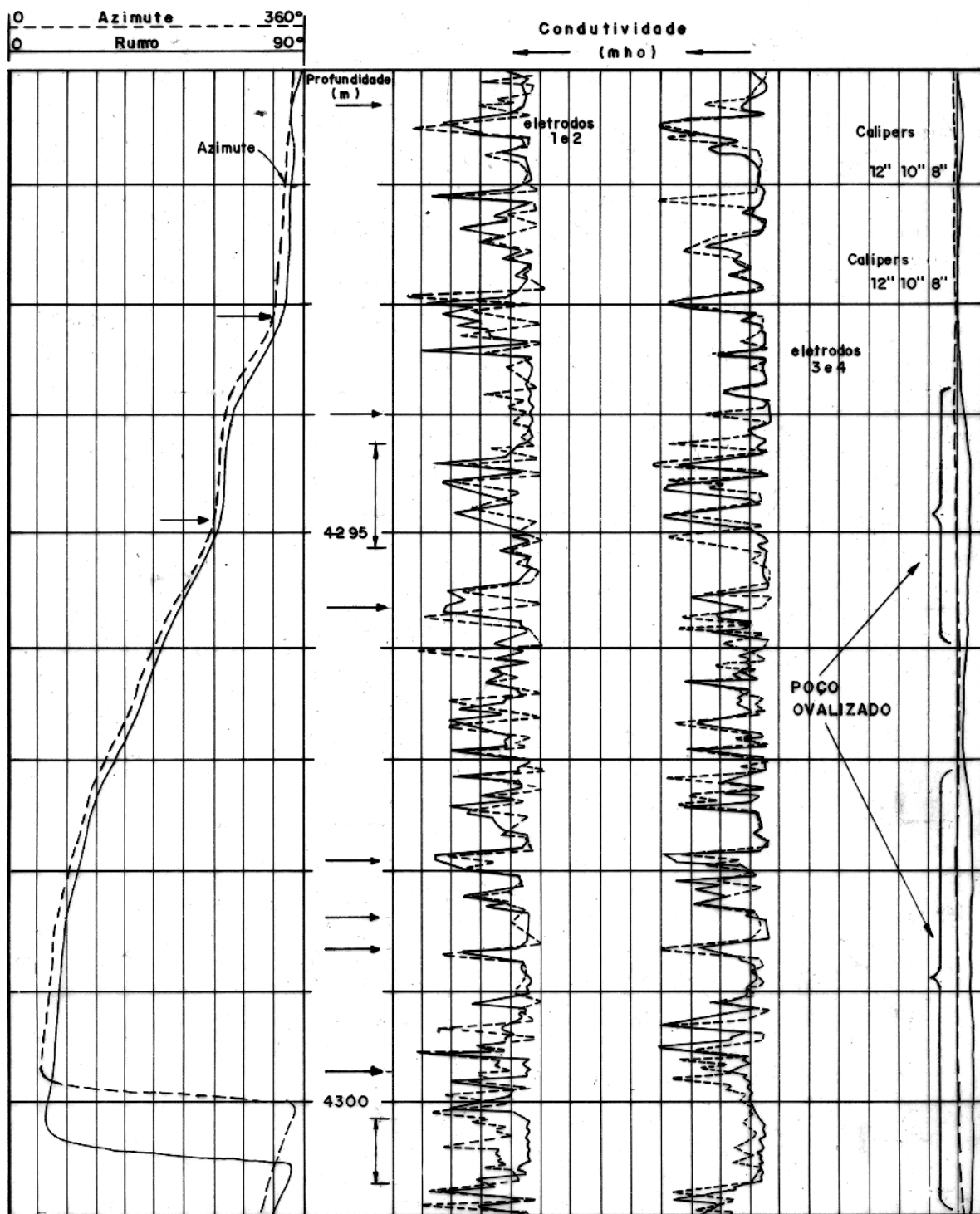


Fig. 63a – Perfil de identificação de fratura no poço X, intervalo 4291–4301 m, com base na quebra da rotação da ferramenta, diferença na leituras dos pares de eletrodos 1–2 e 2–3, e na ovalização do poço, mostrada no caliper duplo.

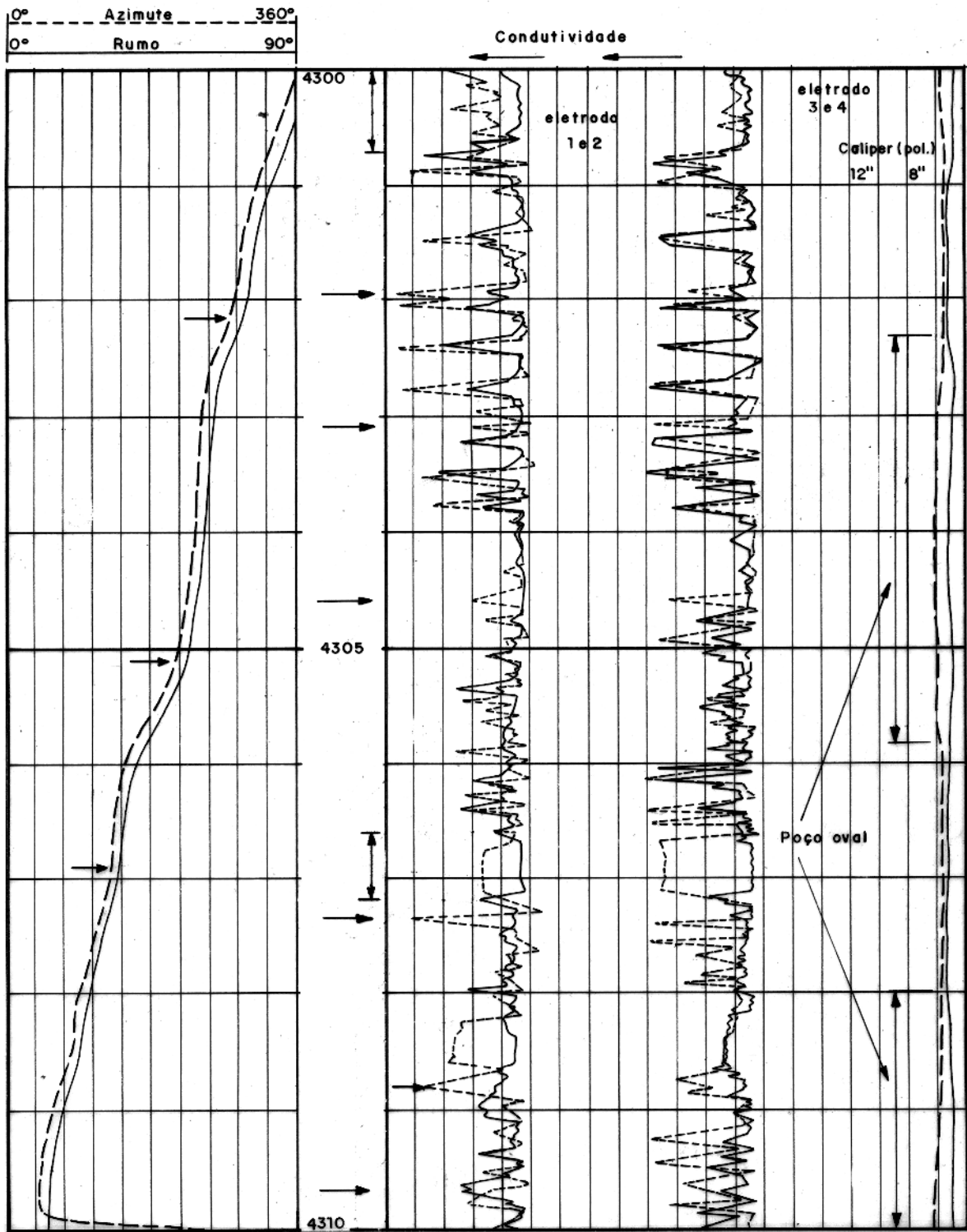


Fig. 63b – Extensão da interpretação da Fig.63a para o intervalo 4300–4310 m do poço X.

TABELA 6  
Interpretação do FIL do Poço X

Profundidade (metros)	Anomalia de condutividade	Profundidade (metros)	Separação no caliper	Profundidade (metros)	Indicação na rotação **
4291,3	x	4291- 4292	x	4291- 4293	x
4293,0-	x	4293,6- 4296,2	x	4293,8- 4295	x
4294,2- 4295,1	x	4296,9- 4301,1	x	4296,5	x
4295,7	x				
4297,9	x			4297,2	x
4298,5- 4298,7	x			4298,4- 4300	x x
4299,7	x				
4300- 4300,8	x				
4301,9		4302- 4306	x	4301- 4301,8	x
4303	x			4302,5- 4305	x
4304,6	x			4305,8- 4307	x
4306,6- 4307,1	x				
4307,3	x	4308- 4310	x	4308,3	x
4308,8	x				
4309,8	x			4309,6	x

\*\* Intervalos em que a ferramenta parou de girar ou onde a rotação diminuiu apreciavelmente.

Em geral, a correlação entre os indicadores de fratura do dipmeter e as fraturas descritas no testemunho nº3 é excelente. A resolução vertical do dipmeter, extremamente fina, permite localizá-las até mesmo individualmente.

O dipmeter não foi registrado, infelizmente, no intervalo do testemunho nº 2. No intervalo do testemunho 1, entretanto, o FIL também mostra indicação de fraturas (figura 64), que ocorrem intermitentemente no intervalo 3500,2-3501,6 m (anomalias de condutividade), e, menos intensamente, no intervalo 3495,7-3498,3 m, com anomalias de condutividade não muito fortes nos patins 3 e 4 e onde os calipers mostram que o poço está ovalizado.

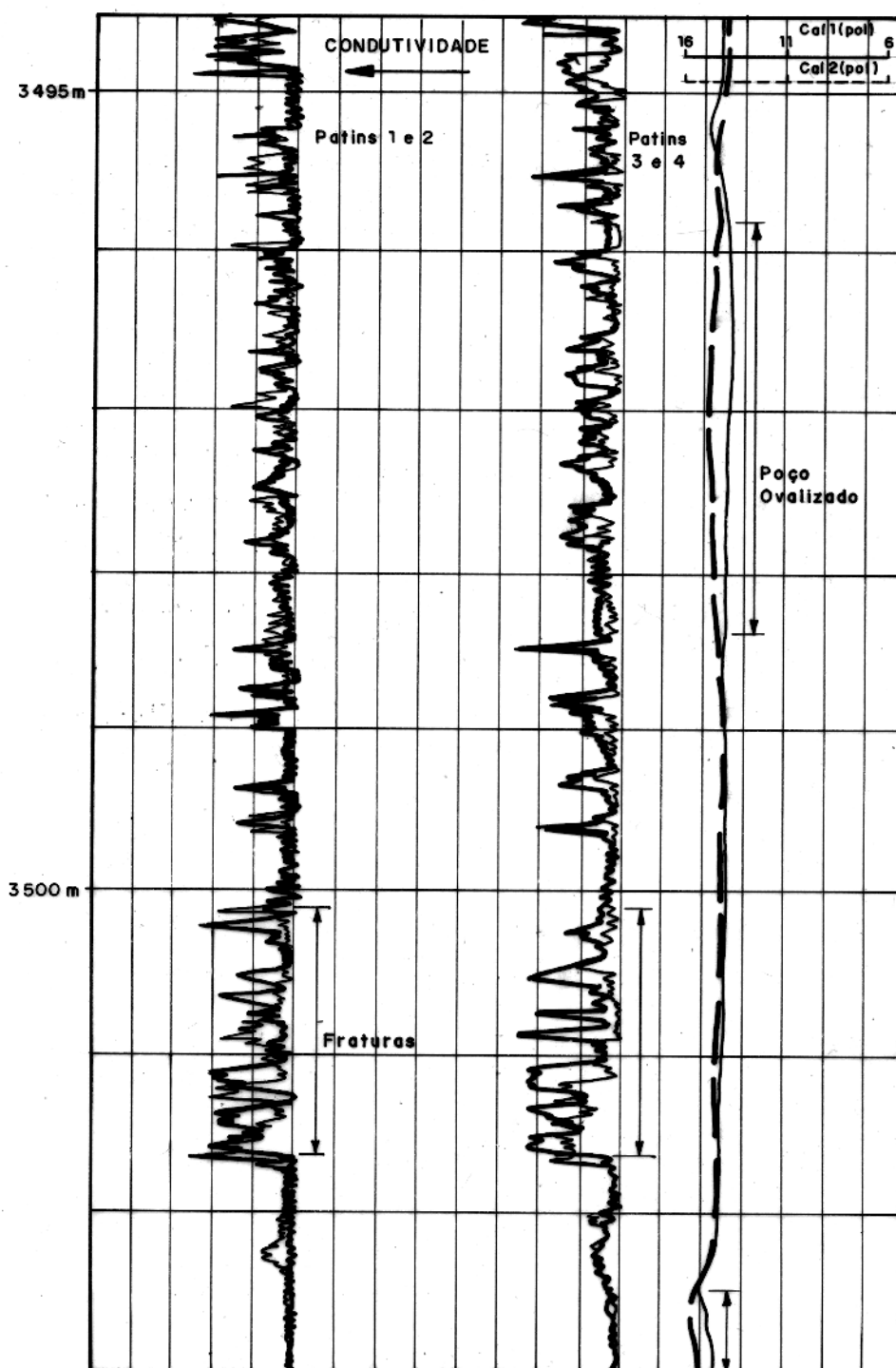


Fig. 64 - Perfil FIL do intervalo 3494,7-3508 m do poço X.

Com base nessas considerações, discutidas para as figuras 63a e 63b, pode-se identificar outros pontos com indicações de fratura no FIL, nas seguintes profundidades: 4314,6m, 4322,3 m, 4324,5 m e nos intervalos 4331,2–4332,5 m, 4336,7–4337,6 m e 4345–4350,2 m.

No poço *X* dispõe-se ainda, em frente aos intervalos testemunhados, de perfil espectral de raios-gama, que será também usado para a correlação rocha-perfil, com a finalidade de identificar as fraturas, de acordo com as figuras 65 a 67. Novamente, o intervalo do testemunho 3 será usado como base para a interpretação da resposta dos perfis às fraturas. No RG espectral desse poço, pode-se notar que o conteúdo de potássio nas rochas carbonáticas estudadas é, essencialmente, constante. Nota-se, também, que as mudanças no conteúdo de areia e silte refletem-se na concentração de tório e que o urânio tende a se acumular nas fraturas, permitindo, com isto, delimitá-las pontualmente. Em intervalos fraturados, nos quais a água de formação pode ter circulado e depositado quantidades anômalas de urânio, ou de elementos-filho da cadeia de urânio, espera-se um acréscimo na concentração desse elemento, que deve ser refletida no aumento da razão  $U/K$  e diminuição na  $Th/U$ . Essas condições ocorrem no intervalo do testemunho nº 3 (figura 65), no intervalo 4298–4300 m. Por seu turno, no intervalo do testemunho nº 2, o aumento de urânio é mais evidente na profundidade de 4180 m.

Outras zonas em que há aumento de urânio e modificações nas razões citadas, nas figuras 65 e 66, ocorrem a 4328 m, 4323–4325 m, 4313–4317 m, 4275–4280 m, 4270 m, na figura 65; e 4242, 4228 m, 4209–4211, 4172 m, 4167 m e 4157,5 m, na figura 66. Não obstante essas indicações, o perfil espectral de RG não pode ser usado, individualmente, para selecionar com alto grau de certeza as zonas fraturadas. Por exemplo, na figura 67, que cobre a seção do testemunho nº 1 do poço *X*, sabidamente fraturado (foto da figura 4), a resposta do raios-gama espectral não mostra definitivamente a ocorrência de fraturas nos carbonatos. A melhor resposta desse perfil ocorre em torno da profundidade de 4210 m (Fig. 66).

Outro conjunto de perfis disponíveis no poço *X* que podem ser fortemente influenciados pelas fraturas são o DLL/MSFL e os perfis neutrão e de densidade. Quanto aos perfis radioativos de porosidade, espera-se o seguinte em intervalos fraturados: 1.) a porosidade neutrônica ( $\phi_n$ ) deve aumentar, 2.) a densidade total ( $\rho_b$ ) deve decrescer e 3.) dependendo do tipo de lama usada, a correção de densidade ( $\Delta\rho$ ) deve mostrar picos de deflexão negativas no poço *X*, cuja lama foi

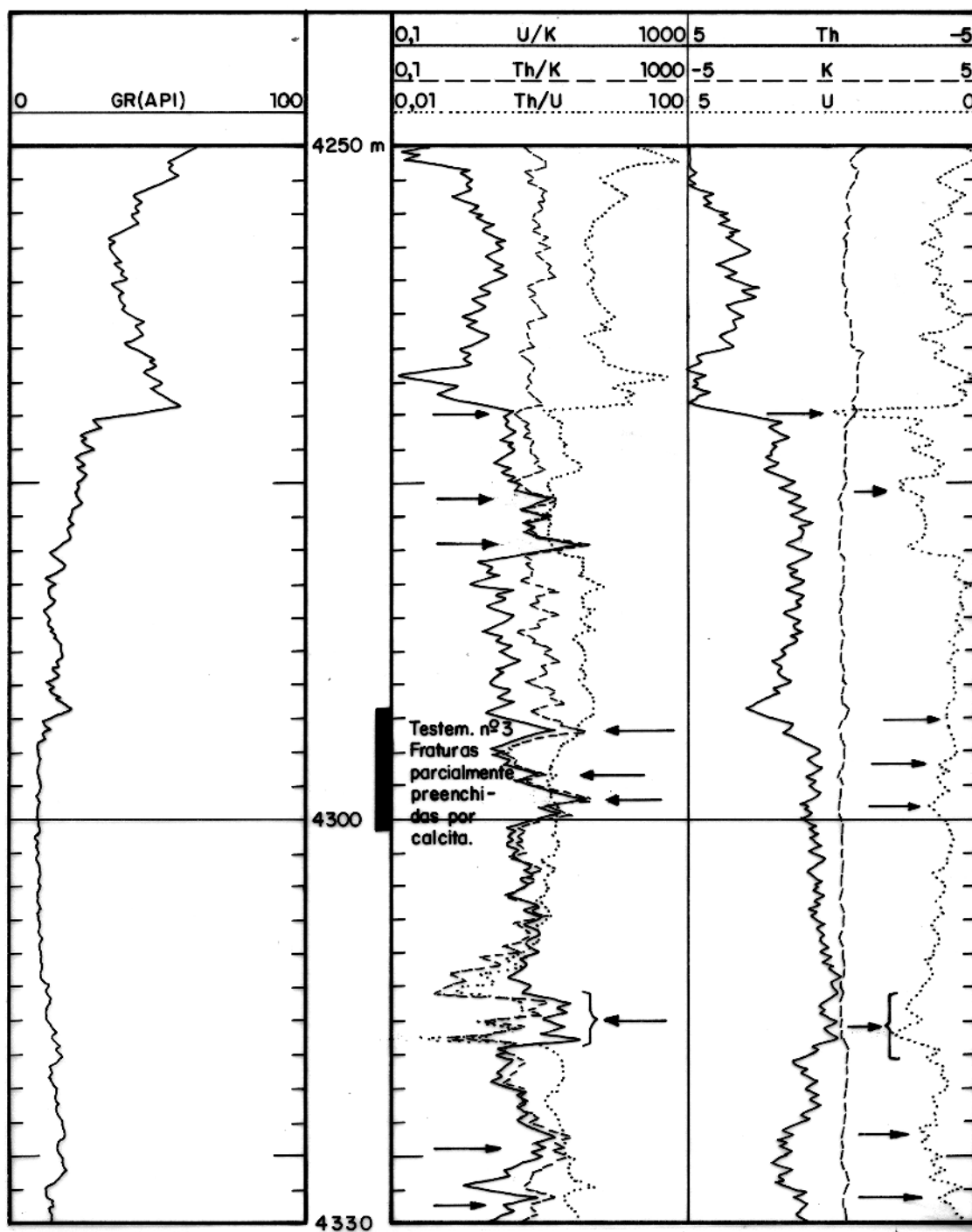


Fig. 65 – Perfil espectral de raios-gama do poço X, intervalo 4250-4330 m. Intervalos fraturados são indicados pelas setas.

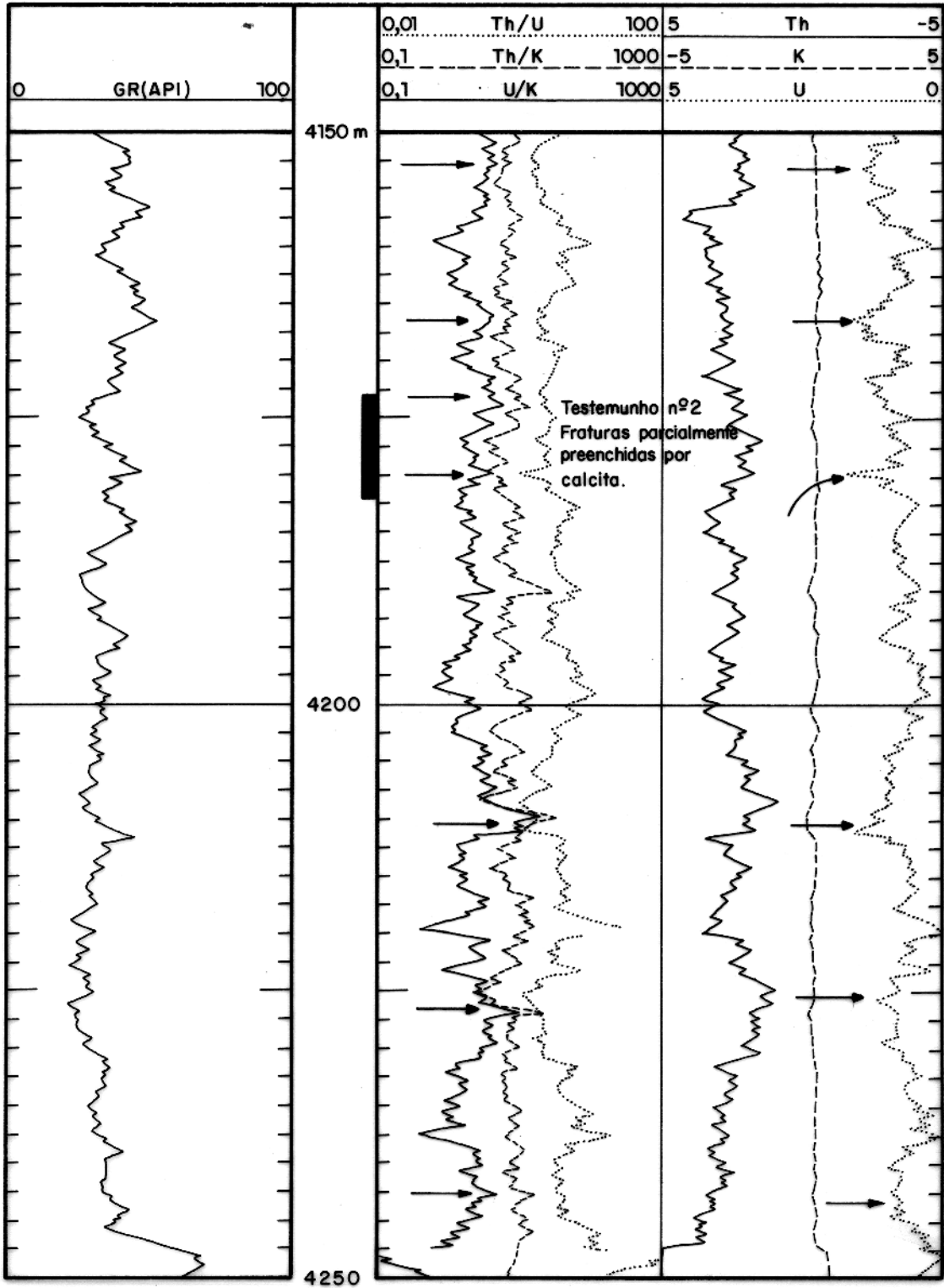


Fig. 66 – Perfil espectral de raios-gama do poço X, intervalo 4150-4250 m, com zonas de fraturas (setas).

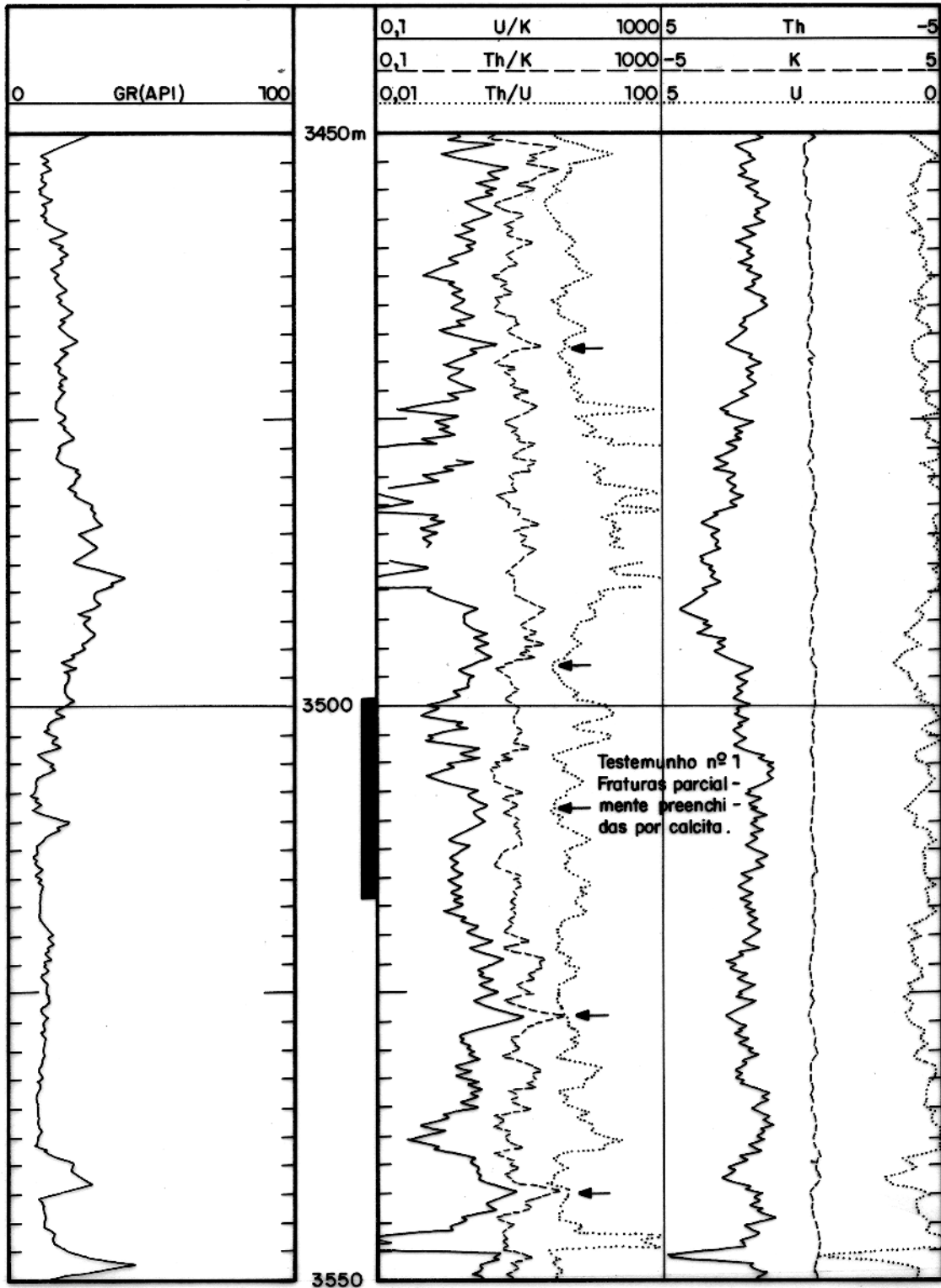


Fig. 67 – Perfil espectral de raios-gama do poço X, intervalo 3450-3550 m. Fraturas são marcadas pelas setas.

adensada com barita.

Tanto  $\phi_n$  quanto  $\rho_b$  exibem valores anômalos no intervalo do testemunho n° 3, novamente tomado como seção-teste (Fig. 68), porém a curva de  $\Delta\rho$  não responde muito bem às discontinuidades, neste intervalo. As zonas com indicação de fraturas são os pontos ou intervalos 4293 m (pico negativo de  $\Delta\rho$ ), 4302,5 m ( $\Delta\rho$  normal), 4314 m, 4318 m, 4336 m e 4242 m, todos esses com  $\Delta\rho$  maior do que o normal. As evidências de fraturas nesses perfis são referendadas pelas indicações nos outros perfis (FIL e RG espectral, por exemplo). No intervalo abaixo do testemunho n° 3, a correção  $\Delta\rho$  é predominantemente negativa, e, localmente, alta, em resposta ao uso de barita para adensar a lama de perfuração. Novamente, entretanto, sem o uso de outros perfis para substanciar a interpretação, as curvas de  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  não podem ser usadas de modo absoluto para identificar intervalos fraturados.

Em rochas de baixas porosidade e permeabilidade, espera-se pouca ou nenhuma diferença entre as resistividades indicadas pelo lateroperfil de investigação profunda (LLd) e aquela lida pelo sistema de investigação rasa (neste caso, a MSFL, que aproxima muito bem a Rxo). Em rochas fraturadas, no entanto, o aparato de investigação rasa pode ser fortemente afetado pela presença das fraturas subverticais, preenchidas com o fluido de perfuração, normalmente salgado, de modo que pode haver separação significativa entre as curvas profunda e Rxo.

A resposta do LLd e da MSFL no intervalo do testemunho n° 3 mostra que estes perfis são influenciados pelas fraturas. Nesse trecho, a razão  $LL_d/R_{xo}$  pode ser, pontualmente, maior do que 6 (Fig. 68). Nesta ilustração, o intervalo acima de 4280 não mostra qualquer contraste entre as resistividades. Abaixo dessa profundidade, e até 4315 m, há pontos ou intervalos com grande separação entre as leituras da Rxo (MSFL) e de Rt (LLd), indicando que fraturas ocorrem intermitentemente nesta seção carbonática. Esse intervalo, deve-se ressaltar, é composto por intervalos arenosos, que apresentam porosidade intergranular de até 13% (capítulo 6) e, sendo assim, parte do contraste entre as leituras de investigação rasa e profunda pode ser causado pelo efeito de invasão normal da porosidade intergranular.

No intervalo do testemunho 2, entretanto, as indicações de fratura nos perfis nucleares e de resistividades não são muito evidentes, conforme ilustrado na figura 69. A separação entre as curvas LLd e de Rxo é muito menor do que em frente ao testemunho n° 3. Na profundidade de 4176

m ocorre um pico negativo de densidade, que pode, eventualmente, estar relacionado às fraturas que ocorrem neste intervalo. A correção de densidade ( $\Delta\rho$ ) é predominantemente negativa, porém as correções podem ser consideradas normais.

No caso do testemunho nº 1, no entanto, a razão  $LL_d/R_{xo}$  é maior que 10. Registra-se também, como efeito da porosidade de fratura, um pico negativo de densidade, acompanhado por aumento em  $\phi_n$ , em torno de 3503 m (Fig. 70). Essa seção, no entanto, recobre poços de diferentes diâmetros, o que dificulta a interpretação. Acima de 3517 m, o poço é de 12 1/4, enquanto que abaixo dessa profundidade o poço foi perfurado com broca de 8 1/2 polegadas.

Nessa seção do testemunho nº 1, registra-se um intervalo com alta correção de densidade (3522–3532 m), cujo padrão de separação entre as curvas  $R_{xo}$ – $LL_s$ – $LL_d$  é bastante diferente das seções dos testemunhos nº 2 e 3 (Figs. 69 e 70). A litologia é composta basicamente de calcário dolomitizado. Assim, apesar da correção de densidade ser alta, a identificação de fratura nesse intervalo não é absoluta, uma vez que o poço apresenta características de *badhole*. Abaixo dessa zona, no intervalo 3582–3550 m, a separação  $R_{xo}$ – $LL_s$ – $LL_d$  volta a ser alta, indicando que fraturas cortam o poço nesse intervalo.

### 5.2.2. Fraturas nos Perfis do Poço Y

Neste poço, não se dispõe de dipmeter nem de perfil espectral de raios-gama. A resistividade foi obtida com uso do perfil de indução em vez do lateroperfil focalizado. A suite de perfis que pode ser usada para identificar fraturas consiste do indução, perfil proximidade, e mais os perfis de porosidade neutrônica, de densidade, curva de correção de densidade  $\Delta\rho$  e perfil de raios-gama natural, muito mais limitada, portanto, do que a do poço X.

No poço Y foram cortados quatro testemunhos, dos quais foi escolhido o testemunho nº 4, do intervalo 4380–4398 m, para a correlação com os perfis. Esse testemunho também apresenta frequência máxima de 4 fraturas por metro, todavia, tal como no poço X, as fraturas superiores ocorrem localizadas, registrando-se no máximo uma fratura superior por metro. A permeabilidade deste testemunho é sempre menor do que 0,1 mD e a porosidade varia de 1 a 9% (ver apêndice I). As fraturas superiores ocorrem preferencialmente na parte superior do testemunho, e seu aspecto pode ser conferido na figura 5, capítulo 2. As fraturas descritas apresentaram-se preenchidas por

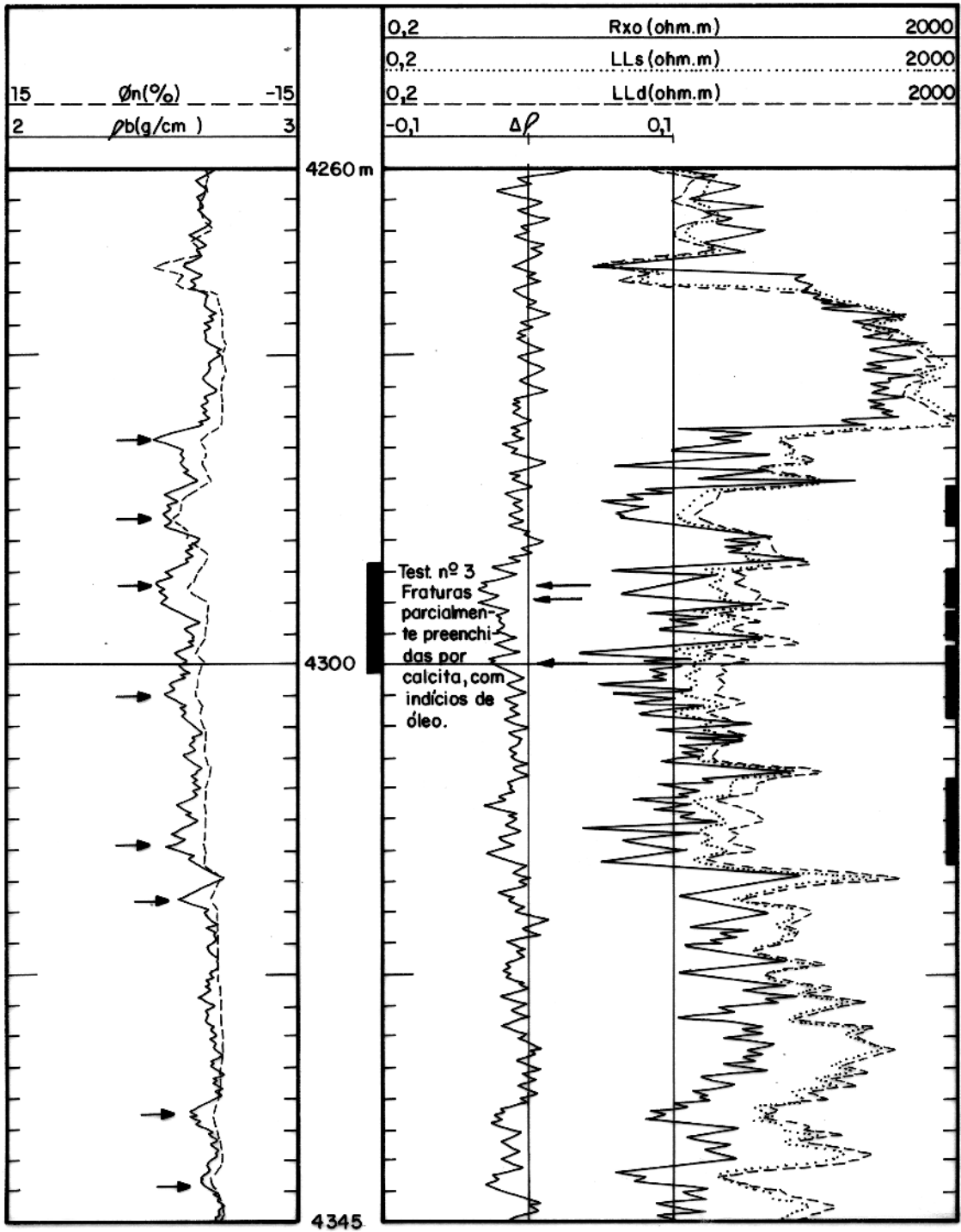


Fig. 68 – Resposta dos perfis DLL/MSFL,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  no intervalo 4260–4345 m do poço X. As zonas fraturadas são indicadas em negro, à direita.

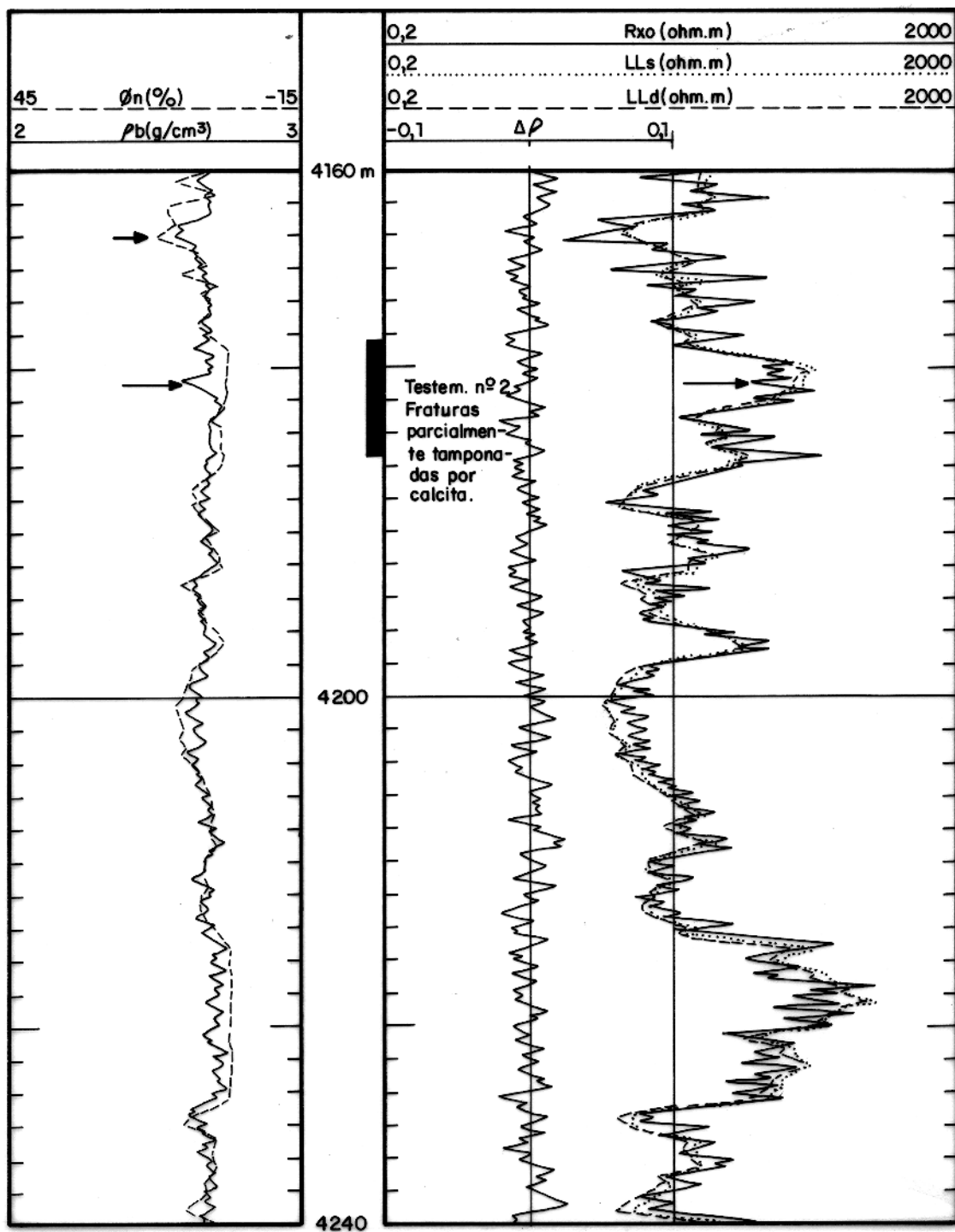


Fig. 69 – Influência das fraturas nos perfis DLL/MSFL,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  do poço X, intervalo 4160–4240 m.

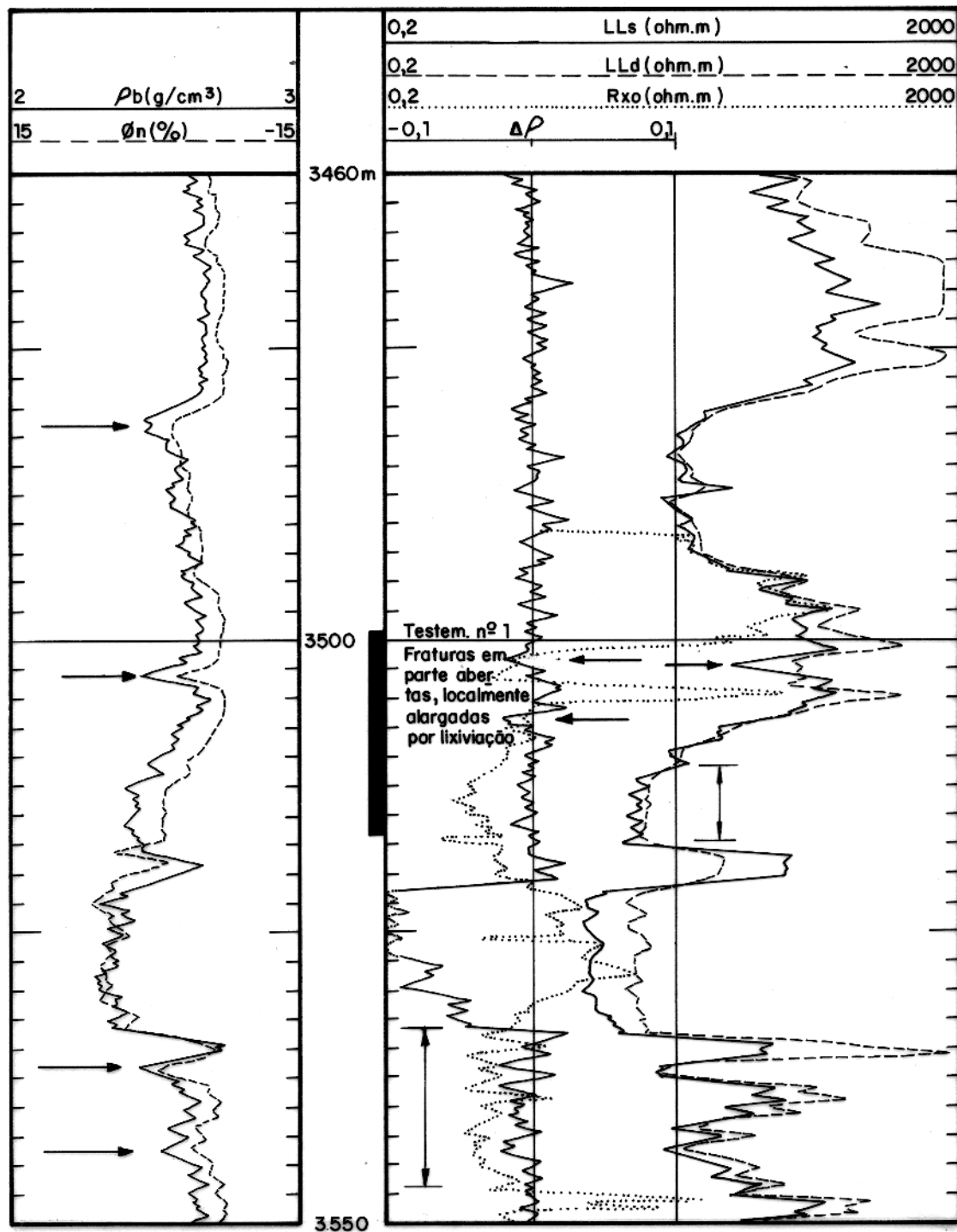


Fig. 70 – Resposta dos perfis DLL/MSFL,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  do poço X, intervalo do testemunho no. 1, que apresenta fraturas subverticais.

óleo viscoso, com fluorescência e corte.

No intervalo do testemunho nº 4, não há incremento significativo na porosidade neutrônica. A densidade  $\rho_b$  decresce sutilmente na porção inferior do intervalo testemunhado (Fig. 71). Outras profundidades em que há decréscimo na densidade medida ocorrem a 4365 m, 4377,5 m (com pequeno aumento em  $\phi_n$ ), 4401 m, 4415 e 4420 m. A curva de correção de densidade  $\Delta\rho$  mostra picos positivos, intermitentes, desde 4362,5 até 4417 m, porém as maiores correções ocorrem nas profundidades 4395 m, 4399, e 4405 m. De modo geral, entretanto, essas variações, de per si, não podem ser tomadas como indicativas de fraturas.

Quanto à variação na resistividade, embora o sistema de indução responda às fraturas de maneira diferente dos perfis focalizados, em intervalos contendo fraturas subverticais e sub-horizontais pode-se usar a separação entre o sistema de indução de investigação profunda (ILD) e o sistema de resistividade de investigação rasa (perfil proximidade, neste caso) como indicadora de zonas fraturadas, ressalvado que a porosidade e a permeabilidade da formação sejam muito baixas, ou seja, que o efeito intergranular de invasão nas leituras de resistividade seja pouco significativo, podendo ser desprezado. No caso deste poço, há separação bastante evidente entre as curvas de indução e normal curta no intervalo do testemunho 4. Essa separação ocorre intermitentemente entre 4373 e 4410 (Fig. 71) e este comportamento é causado, provavelmente, pela presença das fraturas nessa seção.

Da mesma forma, o intervalo 4817–4900 m mostra separação contínua entre os perfis ILd e proximidade (Fig. 72). Este intervalo contém uma zona de boa porosidade (Fig. 36), onde  $\phi_t > \phi_s$  indica que a porosidade de fratura presente é suficiente para explicar o contraste entre as resistividades. Ainda na figura 36, vê-se que essa seção é composta das litologias 1, 2 e 3, porém com predominância dos tipos 1 e 3 (calcário e calcário dolomitizado). Por conseguinte, a separação entre as curvas não pode ser imputada, por exemplo, a efeito de invasão intergranular em rochas arenosas. A correção  $\Delta\rho$ , tal como no intervalo do testemunho nº 3, é sempre positiva e apresenta valores maiores do que o normal na maior parte do intervalo.

Finalizando, ressalta-se que, não obstante a suite de perfis de resistividade no poço Y ser pouco adequada para definir o efeito de invasão, a resposta dos perfis, consideradas as características de baixa porosidade e baixa permeabilidade do intervalo do testemunho 4, sugere que a comparação

do indução com a Rxo, dada neste poço pelo perfil proximidade, realmente demonstra a presença de fraturas nos carbonatos desta área e, portanto, pode ser usada para identificar as zonas de fratura.

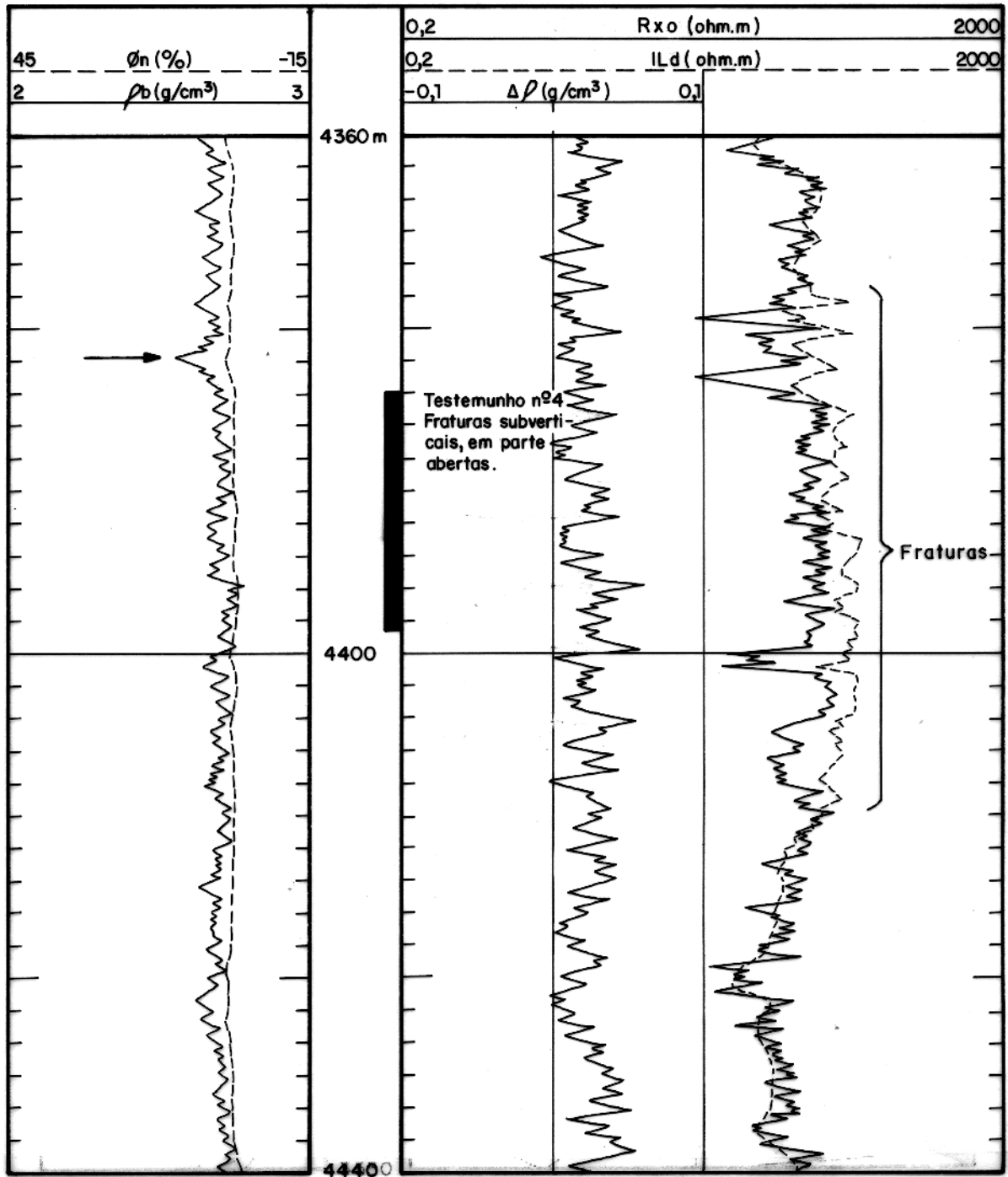


Fig. 71 - Perfis ILd/proximidade,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  do intervalo 4360-4440 m do poço Y.

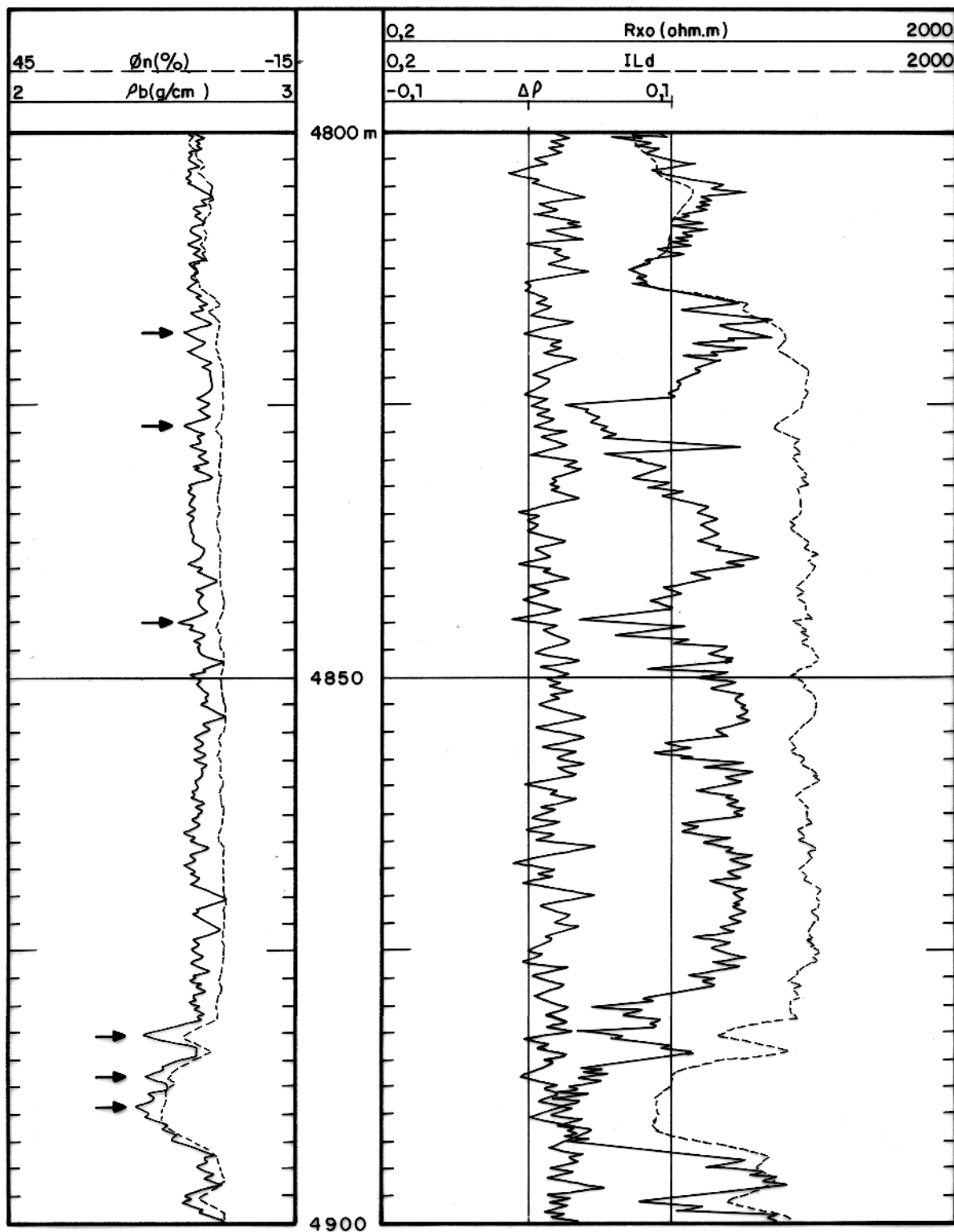


Fig. 72 - Perfis ILd/proximidade,  $\rho_b$ ,  $\phi_n$  e  $\Delta\rho$  do poço Y, intervalo 4800-4900 m. As setas indicam fraturas.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

#### 6.1 Conclusões

Com base na resposta dos perfis observada nos intervalos testemunhados, que sabidamente estão fraturados, demonstra-se que, no poço *X*, é possível identificar os intervalos fraturados interpretando o dipmeter, o perfil espectral de raios-gama e a combinação duplilateroperfil-MSFL. Na maioria das subzonas estudadas, a indicação de fratura aparece no mesmo intervalo em todos esses perfis. A porosidade neutrônica, a densidade total e a correção de densidade também respondem bem à presença das fraturas, porém seu uso depende de outras ferramentas para direcionar a interpretação. A combinação densidade-neutrão, entretanto, é essencial para determinar a litologia, a porosidade total e de fratura e o expoente de porosidade.

Por seu turno, no poço *Y* não se tem nenhum dos perfis que, efetivamente, definem os intervalos fraturados do poço *X*. Não obstante, a combinação do indução com a normal curta, nesse poço, exhibe separação entre as curvas similar àquelas observadas no conjunto duplilateroperfil-MSFL do poço *X*. Contrastes deste tipo realmente ocorrem no intervalo do testemunho nº 4 e se estendem um pouco acima e abaixo dessa seção testemunhada. Feições semelhantes a estas ocorrem em um intervalo muito mais profundo do que a seção do testemunho 4, mais precisamente entre 4817 e 4900. Este intervalo contém uma zona fraturada de alta porosidade intergranular, porém contendo água.

Quanto aos perfis nucleares, a densidade diminui e a correção de densidade exhibe picos positivos maiores do que o normal, em frente ao testemunho 4, e, associadas às respostas dos perfis indução/perfil proximidade, refletem a ocorrência de fraturas no intervalo.

Nas zonas de fratura identificadas, a saturação de água, a porosidade de fratura e o expoente de cimentação exibem padrões e valores compatíveis com os modelos para rochas fraturadas. Do ponto de vista dos modelos de condução elétrica, o expoente de porosidade, tomado do gráfico  $\log R_t$  versus  $\log \phi$  (gráfico de Pickett) é, em geral, menor do que 1,5, valor geralmente associado a rochas com fraturas. Além disso, a presença de óleo, tal como indicada pelos vários esquemas para estimativa de saturação, em particular o esquema de Rasmus, está associada a expoentes de

porosidades menores do que 1,6.

Quanto à determinação da litologia, três grupos litológicos podem ser identificados nos carbonatos da costa do Pará, com base na resposta dos perfis de raios-gama, neutrônico e de densidade:

- a.) calcário, com  $\rho_{ma}$  entre 2,72 e 2,74 g/cm<sup>3</sup>,
- b.) calcário arenoso, com  $\rho_{ma} = 2,69$  e 2,70 g/cm<sup>3</sup>, e
- c.) calcário dolomitizado, ( $\rho_{ma} = 2,76$  a 2,82 g/cm<sup>3</sup>).

A separação dos carbonatos nestes grupos permite minimizar a dispersão nos resultados dos cálculos dos parâmetros da matriz, tais como o tempo de trânsito, a densidade e o expoente de porosidade. A identificação dos grupos litológicos é efetiva, no sentido de que a porosidade calculada, para cada grupo litológico, é compatível com os dados de testemunho. O valor de porosidade mais confiável é obtido da combinação dos perfis de densidade com o perfil neutrão.

Não há afinidade clara entre o tipo litológico e a porosidade, conforme foi sugerido pela descrição dos testemunhos, que indica que as melhores condições de reservatório se encontram nos intervalos mais arenosos. As porosidades mais elevadas são encontradas nos calcários arenosos e nos calcários dolomitizados do intervalo 4281–4330 m do poço X, cuja porosidade média se situa em torno de 5%, atingindo, localmente, 9–12%, bem como na seção de 4880 a 4890 m do poço Y, com  $\phi_t$  nessa mesma ordem, basicamente em calcários e calcários dolomitizados. A presença de porosidade neste nível se relaciona às características diagenéticas de dissolução localizada, e não à composição mineral da rocha, uma vez que no mesmo poço Y, no intervalo 4350–4440 m, os calcários arenosos e dolomitizados apresentam porosidade em torno de 2%.

A porosidade média de fratura mostra-se mais elevada também no poço X, onde atinge valor da ordem de 1%. Estas porosidades de fratura mais elevadas se relacionam a porosidades intergranulares também mais altas, em torno de 10%. No poço Y, por seu turno, no intervalo 4376–4391 m, que contém uma zona de óleo, porosidades de fratura ocorrem apenas pontualmente. Os dados de teste de formação e a descrição do testemunho n° 4 indicam que este intervalo está fraturado, porém, neste caso, a comparação  $\phi_t - \phi_s$  não responde à presença dessas fraturas, em face, principalmente, de que a porosidade total, dada pela combinação densidade–neutrão, é muito

baixa, menor do que 3%. No intervalo 4880–4890 m, porosidades de fratura da ordem de 1% voltam a ocorrer, novamente associadas a porosidades intergranulares mais elevadas, da ordem de 10%.

A aplicação dos três esquemas para estimativa de saturação (Método de Porter et al. (1969), saturação de Archie e saturação de Rasmus), mostra que o uso do expoente variável a cada ponto calcula volume de fluido mais confiável nos intervalos fraturados. A saturação de Archie apresentou respostas coerentes com os dados de teste de formação no intervalo de óleo do poço X (4289–4298 m), porém conduziu a valores de saturação de óleo muito otimistas no intervalo 4880–4890 m do Y, indicando óleo em zona que na verdade é de água.

Por seu turno, o método PPW é na verdade uma aplicação do conceito de índice de resistividade e, portanto, se reduz à avaliação tradicional de Archie, diferindo desta apenas pelo tratamento estatístico dos dados analisados. Se a distribuição normal de  $\sqrt{P}$  for influenciada tanto pela resistividade quanto pela porosidade, ou seja, se houver variação nos valores do tempo de trânsito, da densidade e da porosidade propriamente dita, como acontece no intervalo 4350 – 4440 m do poço Y, então a aplicação desse método se torna tendenciosa, uma vez que a variação de  $\sqrt{P}$  pode estar relacionada também à mudança da porosidade, e, nessas condições, é possível que não tenha qualquer relação com o tipo e volume de fluido contido na rocha.

Por conseguinte, a melhor estimativa para saturação, nos intervalos fraturados, é feita com uso do expoente variável de Rasmus (1983), que permite separar muito bem as zonas de óleo daquelas de água.

Em face das condições de reservatório, discutidas no ítem sobre análise de testemunhos, que mostra que a permeabilidade das rochas é, em geral, menor do que 0,1 mD, conclui-se que a presença de fraturas é um fator de importância primordial para aumentar a permeabilidade total da rocha, permitindo a produção de óleo. Nesse sentido, pode-se referir ao resultado do teste de formação do poço Y, no intervalo 4376–4391 m, cuja vazão diminuiu, em tempo de teste, de 240 para 95  $m^3$ /dia, sem que houvesse a mínima queda de pressão estática. Esse resultado, aliado ao fato de que a permeabilidade dos testes é sempre maior do que a medida nos testemunhos, por vezes até 100 vezes maior, atesta que a produção de óleo nesses poços somente foi possível devido à presença das fraturas, que geraram um aumento considerável da permeabilidade dos carbonatos.

## 6.2 Recomendações

No caso de uma nova investida exploratória nesta área, ou mesmo se os carbonatos se constituírem objetivos secundários no processo de pesquisa de hidrocarbonetos na Plataforma do Pará–Maranhão, a suite de perfis deve contemplar a possibilidade da ocorrência de fraturas nos carbonatos da seção terciária. Se estas forem confirmadas durante a perfuração e amostragem, e estiverem na zona de interesse, a suite de perfis deverá ser a mais completa possível, em face da complexidade da rocha, tanto no que diz respeito à composição mineralógica, quanto à geometria dos poros. Assim, além dos perfis tradicionais, do NGT e dipmeter, recomendamos o uso de um método de imagens, sejam acústicas (BHTV) ou elétricas (FMS, Formation Microscanner). Um perfil do fator fotoelétrico (curva de  $P_e$ ) seria extremamente útil nesta área de complexidade mineralógica, ajudando a selecionar as litologias.

As análises futuras deverão conter dados de laboratório, principalmente no que diz respeito à resistividade das rochas, densidade dos grãos, e estimativa dos parâmetros  $a$ ,  $m$  e  $n$ , a partir do fator de formação, em laboratório, usando análise *whole core*, se possível.

## APÊNDICE I

DADOS PETROFÍSICOS DOS TESTEMUNHOS DO 1-PAS-11 E DO  
1-PAS-9

## POÇO 1-PAS-11, TESTEMUNHO 1, 3549-3517 m

Profundidade (metros)	Porosidade horizontal(%)	porosidade vertical (%)	permeabilidade horizontal (mD)	Permeabilidade vertical (mD)
3499,4	7,2	5,2	< 0,1	< 0,1
3500,5	3,6	3,8	< 0,1	< 0,1
3502,1	2,9	3,4	idem	idem
3503,1	12,5	13,1	idem	idem
3504,5	8,0	9,0	idem	idem
3505,3	10,9	9,8	idem	idem
3506,5	14,0	15,9	idem	idem
3507,5	14,1	13,3	0,4	< 0,1
3508,9	19,0	18,4	1,3	0,8
3510,0	17,6	17,5	0,5	0,5
3510,7	16,1	17,6	0,4	0,6
3511,5	17,6	17,3	0,8	0,8
3512,4	17,7	18,1	0,8	0,8
3513,5	16,5	16,4	0,4	0,3
3514,8	11,3	7,6	< 0,1	< 0,1
3515,0	19,0	14,4	< 0,1	< 0,1
3516,6	17,6	18,7	0,6	0,6

## POÇO 1-PAS-11, TESTEMUNHO 3, 4282-4301 m

Profundidade (metros)	Porosidade horizontal(%)	porosidade vertical (%)	permeabilidade horizontal (mD)	Permeabilidade vertical (mD)
4294,5	6,2	7,1	< 0,1	< 0,1
4295,4	6,8	7,2	< 0,1	< 0,1
4296,4	5,5	5,6	< 0,1	< 0,1
4297,2	2,2	3,5	< 0,1	< 0,1
4298,5	6,1	5,3	< 0,1	< 0,1
4299,0	5,5	5,8	< 0,1	< 0,1
4300,4	10,0	10,4	1,2	0,6
4301,0	12,8	10,5	5,3	0,3

## POÇO 1-PAS-9, TESTEMUNHO 4, 4380-4398 m

Profundidade (metros)	Porosidade horizontal(%)	porosidade vertical (%)	permeabilidade horizontal (mD)	Permeabilidade vertical (mD)
4382,6	2,2	1,9	< 0,1	< 0,1
4383,8	7,0	8,5	< 0,1	< 0,1
4384,6	9,0	5,6	< 0,1	< 0,1
4385,3	3,2	12,5	< 0,1	< 0,1
4385,7	2,1	1,7	< 0,1	< 0,1
4386,9	5,8	2,1	< 0,1	< 0,1
4389,7	1,6	1,2	< 0,1	< 0,1
4391,8	1,6	0,9	< 0,1	< 0,1

## AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Hilton B. Evans, pela orientação segura durante todo o tempo de execução deste trabalho.

Aos Drs. Om P. Verma, da Universidade Federal do Pará, e Dirceu Abrahão, da Petrobrás, pela participação na banca examinadora desta dissertação.

À Petrobrás, pelo suporte financeiro, apoio logístico, e fornecimento dos dados usados neste trabalho.

Gostaria de registrar também o apoio incondicional de vários geólogos da Petrobrás. Théognis Castejón Rodrigues, Rudolf Beer e Geraldo Girão Nery leram a minuta e encaminharam sugestões. Raimundo Nonato Barros colaborou na confecção das ilustrações. Sobretudo, este trabalho não teria sido operacionalizado sem a colaboração dos geólogos José Alberto Bucheb e Epitácio Pedrosa Ribeiro da Costa, que me introduziram ao uso do programa LOGCALC.

A todos os colegas do curso de pós-graduação, pelo incentivo, paciência, e, sobretudo, pela amizade durante a convivência nesta instituição.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGUILERA, R. 1974. Analysis of naturally fractured reservoirs from sonic and resistivity logs. *Journal of Petroleum Technology*, 26(4): 1233-1238.
- AGUILERA, R. 1976. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs. *Journal of Petroleum Technology*, 28(7): 764-772.
- ARCHIE, G. E. 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Petroleum transactions of AIME*, 146: 54-62.
- ASQUITH, G. B. 1984. Handbook of log evaluation techniques for carbonate reservoirs. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 47 p.
- BABCOCK, E. A. 1978. Measurements of subsurface fractures from dipmeter logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 62(7): 1111-1126.
- BEER, R. 1986. Interpretação quantitativa de perfis. Análise da Bacia do Pará-Maranhão. Rio de Janeiro. Petrobrás (Relatório Interno).
- CAINELLI, C.; FALKENHEIM, F. U. H. ; FERNANDES, G. J. F. 1986. Projeto Análise da Bacia do Pará-Maranhão. Rio de Janeiro, Petrobrás, 8 v., (Relatório Interno).
- CAMPOS, J. N. dos P. 1981. Relatório de avaliação de poço. Pasta de poço, Belém. Petrobrás (Documento interno).
- CLAVIER, C. & RUST, D. H. 1976. The MID plot: A new lithology technique. *The Log Analyst*, 17(6): 16-25.
- DESAI, K. P. & MOORE, E. J. 1969 . Equivalent NaCl determination from ionic concentrations. *The Log Analyst*, 10(3): 12-21.
- DE SITTER, L. U. 1947 . Diagenesis of oil field brines. *American Association of Petroleum Geologists bulletin*, 31(11): 2030-2040.
- EVANS, H. B. 1981 . Log interpretation courses. Oil and Gas Consultants, Tulsa, Oklahoma.

- FERREIRA, J. C. 1988. Águas de baixa salinidade na bacia do Pará–Maranhão: Origem e implicações exploratórias. In: CONGRESSO BRAS. GEOLOGIA, 35, Belém, SBG. v. 6, 2543–2553.
- FERTL, W. H.; STAPP, W. L.; VAELLO, D. B.; VERCELINO, W. C. 1980. Spectral gamma ray logging in the Texas Austin chalk trend. *Journal of petroleum technology*, 32(3): 481–488.
- FIGUEIREDO, A. M. & RAJA GABAGLIA, G. P. 1986. Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileiras. *Revista Brasileira de Geociências*, 16(4): 350–369.
- FIGUEIREDO, A. M. F.; TEIXEIRA, L. B.; PEREIRA FILHO, J. A.; CARMINATTI, M. 1982. Projeto Barreirinhas: Reavaliação da bacia cretácea, área terrestre e marítima. Rio de Janeiro. Petrobrás. (Relatório Interno).
- GANT, W. T. & GOLDBERG, D. 1988. Shear–wave processing of sonic waveforms in a limestone reservoir. *Geophysics*, 53(5): 668–676.
- GÓMEZ–RIVÉRO, O. 1976. A practical method for determining cementation exponents and some other parameters as an aid in well log analysis. *The Log Analyst*, 17(5): 8–24.
- GÓMEZ–RIVÉRO, O. 1977. Some considerations about the possible use of parameters  $a$  and  $m$  as formation evaluation tool through well logs. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 18, 1977. Transactions, p. J1–J19.
- GÓMEZ–RIVÉRO, O. 1978. The  $F-\phi-m$  cross plot–: A new approach for detecting natural fractures in complex reservoir rocks by well log analysis. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 22.
- GÓMEZ–RIVÉRO, O. 1981. A conciliating porosity exponent relationship and its application to practical well analysis. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 22, México City, 1981. Transactions, p. V1–V19.
- HELANDER, D. P. 1983. Fundamentals of formation evaluation. Tulsa, Oil and gas consultants publications, 332 p.
- HENSEL Jr., W. M. 1987. A perspective look at fracture porosity. Society of Petroleum Engineers, paper 16806: 571–575.

- LUCIA, F. J. 1983. Petrophysical parameters estimated from visual description of carbonate rocks: A field classification of carbonate pore space. *Journal of Petroleum Technology*, 35(3): 629-637.
- MORRIS, R. L.; GRINE, D. R.; ARKFELD, T. E. 1964. Using compressional and Shear acoustic amplitudes for location of fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 16(6): 623-632.
- PIRSON, S. J. 1957. Log interpretation in rocks with multiple porosity types, water or oil wet. *World Oil*, 144(7): 193-198.
- PICKETT, G. R. 1963. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, 15(6): 659-667.
- PORTER, C. R.; PICKETT, G. R.; WHITTMAN, W. W. 1969. A statistical method for determination of water saturation from logs. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 10, 1969. Transactions.
- RANSOM, R. C. 1984. A contribution toward a better understanding of the modified Archie formation resistivity factor relationship. *The Log Analyst*, 25(2): 7-12.
- RASMUS, J. C. 1983. A variable cementation exponent,  $m$ , for fractured carbonates. *The Log Analyst*, 24(6): 13-23.
- RASMUS, J. C. 1987. A summary of the effects of various pore geometries and their wettabilities on measured and in situ values of cementation and saturation exponents. *The Log Analyst*, 28(2): 152-164.
- RIBEIRO, J. G., de O. 1981. Relatório de avaliação de poço. Pasta de poço, Belém, Petrobrás (documento interno).
- SCHAFER, J. N. 1980. A practical method of well evaluation and acreage development for naturally fractured Austin chalk formation. *The Log Analyst*, 21(2):10-23.
- SERRA, O. 1986. Fundamentals of well log interpretation. Amsterdam, Elsevier Science Publishers, *Developments in Petroleum Science*, 684 p.

- SIBBIT, A. M. & FAIVRE, O. 1985. The dual laterolog response in fractured rocks. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 26, Dallas, 1985. Transactions, v. 1, p. T1-T34.
- SCHLUMBERGER .1987. Fracture identification. The Technical Review, 35(1).
- SCHLUMBERGER . 1988. Archie's law: electrical conduction in clean, water bearing rocks. The technical Review, 36(3).
- SCHLUMBERGER .1989. Log interpretation charts. New York, Schlumberger Educational Services, 151 p.
- SUAU, J. & GARTNER, J. 1980. Fracture detection from well logs. The Log Analyst, 21(2): 3-13.
- SUAU, J.; GRIMALDI, P.; POUPON, A. ; SOUHAITE, P. 1972. The Dual Laterolog-Rxo tool. Society of Petroleum Engineers, paper 4010.
- ZANOTTO, O. & SZATMARI, P. 1987. Mecanismo de rifteamento na porção ocidental da margem norte-brasileira, Bacia do Pará-Maranhão. Revista Brasileira de Geociências, 17(2): 189-195.
- ZEMANECK, J.; CALDWELL, R. L.; GLENN JR, E.; HOLCOMB, S.; NORTON, L. ; STRAUSS, A. J. 1969. The borehole televiewer - A new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. Journal of Petroleum Technology, 21(6): 762-774.
- TEIXEIRA, I. E. M. 1982. Avaliação de poço. In: *Seminário de reservatórios fraturados*, Rio de Janeiro, Petrobrás (documento interno).
- TERRA, G.; SPADINI, A. R.; SOARES, J. A.; REGALI, M.;GOMIDE,J. 1980. Análise preliminar de testemunhos. Rio de Janeiro, Petrobrás (Relatório interno).
- TITTMAN, J. & WAHL, J. S. 1965. The physical foundations of formation density logging(gamma-gamma). Geophysics, 30: 284-294.