

## ESTUDO DE AVALIAÇÃO DOS CARBONATOS TERCIÁRIOS DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

Laranjeira, A. A. dos S.

*Dissertação de Mestrado em Geofísica*

*Data de Aprovação: 27.09.1991 (CG/UFPA)*

*Orientador: Dr. Hilton B. Evans*

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 do 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 freqüentemente 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.

### 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,  $m$ , from the Rasmus model, referred to in this study as Rasmus saturation.*