

# AJUSTE DE POROSIDADES NO RESERVATÓRIO MACAÉ, CAMPO DE PAMPO, BACIA DE CAMPOS

POROSITY FIT IN THE MACAÉ RESERVOIR, PAMPO FIELD,  
CAMPOS BASIN

Cleyton Schuch Baumgarten<sup>(1)</sup> e Maximiano da Silva Scuta<sup>(2)</sup>

**RESUMO** — O Campo de Pampo, localizado na Bacia de Campos e descoberto em julho de 1977, tem como principal reservatório as fácies de calcarenitos e calcirruditos da Formação Macaé. Essas fácies se depositaram como barras em ciclos de *shoaling upward* e sob forte controle da tectônica salífera. Procedeu-se ao ajuste das porosidades calculadas por perfis às medidas em laboratório a partir de três poços-chave, principalmente. A diferença marcante entre as partes superior e inferior do reservatório Macaé determinou tratamento diferenciado a esses intervalos. Comparando-se, por meio de histogramas, as distribuições das porosidades de laboratório e de perfis, ajustaram-se as porosidades máxima e mínima e definiu-se, simultaneamente, o erro da porosidade média. A relação entre o erro e a porosidade média, por poço-chave e por intervalo (partes superior e inferior), constitui o fator de correção aplicado às porosidades de perfis. Nas comparações, trabalhou-se com porosidades de laboratório convertidas para condições de reservatório. A escolha da correção para o emprego da metodologia assim definida nos poços não testemunhados encontra suporte nos modelos tectônico e deposicional. A aplicação dessas correções implica uma redução da ordem de 11% na estimativa do volume de óleo *in situ*.

(Originais recebidos em 21.12.87.)

## 1 — INTRODUÇÃO

O Campo de Pampo (fig. 1) foi descoberto em julho de 1977 (reservatório Macaé) e começou a produzir, por sistema antecipado, em dezembro de 1980. Em agosto de 1986, produzia cerca de 13 167 m<sup>3</sup> de óleo por dia, sendo 95% do reservatório Macaé (20 °API), através da plataforma fixa PPM-1, e o restante das coquinas da Formação Lagoa Feia (30 °API), através de sistema antecipado e da PPM-1. A produção acumulada do Macaé é de 8,790 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, e o volume de óleo *in situ*, estimado em 179 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, correspondendo a 88% e 87% do total do campo, respectivamente. Acumulações secundárias com óleo de menos de 13 a 24 °API ocorrem no Membro Carapebus da Formação Campos.

Até agosto de 1986, foram perfurados 28 poços no Campo de Pampo para o reservatório Macaé: 23 produtores, 2 abandonados por logística e 3 não comerciais.

O objetivo em foco é o ajuste das porosidades calculadas por perfis às porosidades determinadas em laboratório e a extensão dos critérios aos poços não testemunhados. Visa-se, com esse procedimento, a melhorar a estimativa do volume de óleo *in situ*.

## 2 — ASPECTOS GEOLÓGICOS

O reservatório Macaé é constituído por calcarenitos e calcirruditos oncolíticos, oolíticos e peloidais (*grainstones* e *packstones*), distribuídos em barras de direção geral nordeste-sudoeste. As fácies se distribuem numa superposição de ciclos de *shoaling upward*, depositados em ambiente de energia de moderada a alta, em condições de inframaré rasa a intermaré. A porosidade é essencialmente intergranular primária; porosidade secundária por dissolução de núcleos de oncolitos e porosidade vugular são pouco efetivas (SPADINI & PAUMER, 1983).

Visando, principalmente, a proporcionar

- 1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento do Pólo Sul, Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste, Departamento de Exploração.
- 2 - Setor de Tratamento Especial de Perfis, Divisão de Operações Geológicas, Departamento de Exploração.