

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⁽¹⁾ e Maximiano da Silva Scuta⁽²⁾

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 m³ 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 10⁶ m³, e o volume de óleo *in situ*, estimado em 179 x 10⁶ m³, 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.

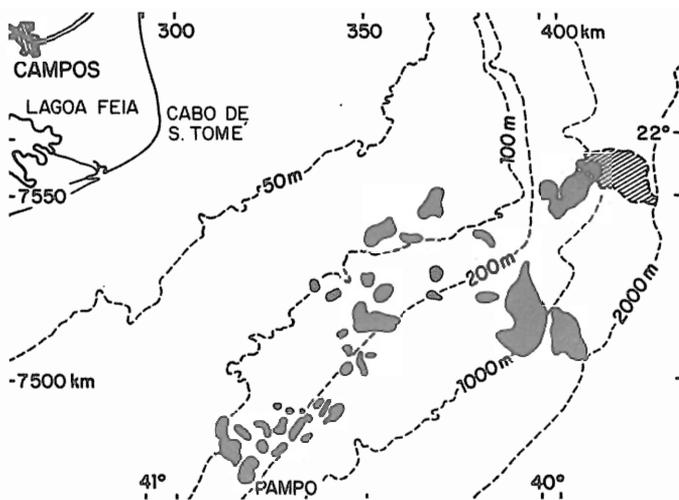


Fig. 1 - Mapa de localização. Campos de petróleo da Bacia de Campos.

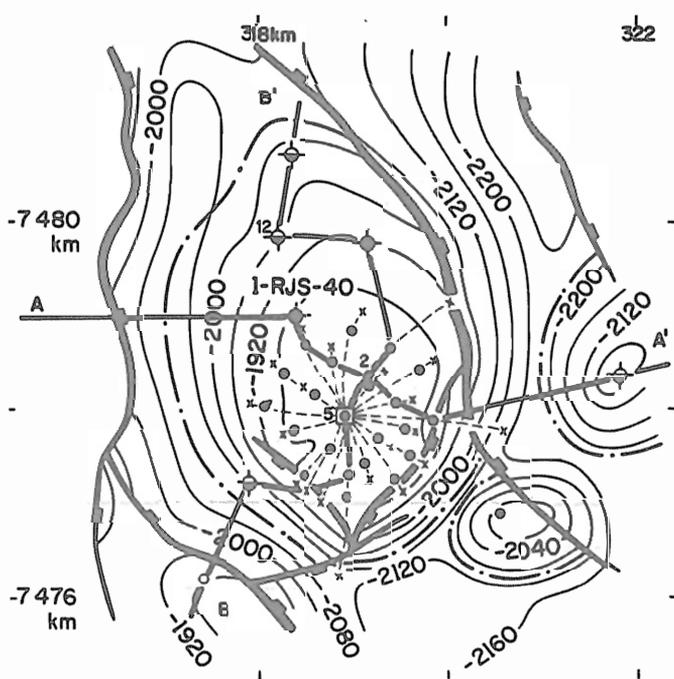


Fig. 2 - Mapa estrutural do topo do reservatório Macaé. ————— seção geológica; - - - - - contato óleo/água; ● poço produtor de óleo no Macaé; ◆ produtor de óleo no Macaé abandonado por logística; † produtor não comercial de óleo no Macaé; ○ produtor de óleo nas coquinas Lagoa Feia. I. C. = 40 m.

maiores subsídios à simulação de comportamento e ao estudo da evolução tectono-sedimentar, dividiu-se o reservatório Macaé, preliminarmente, em cinco intervalos estratigráficos (figs. 3 e 4). A divisão fundamenta-se em perfis e dados de rocha. Não há isolamento ao fluxo entre os intervalos.

A partir do Albiano Inferior/Médio, começou a se intensificar o desenvolvimen-

to da estrutura do campo (fig. 2). A evolução do arqueamento, incipiente até então, era originada por suaves almofadas de sal (FIGUEIREDO *et alii*, 1983). A grande ascensão do bloco de Pampo ocorreu não só contemporaneamente à deposição dos últimos 100 metros do reservatório Macaé, como a partir daí, quando aconteceu o desenvolvimento simultâneo de falhas de crescimento do tipo lítricas (no Albo-Cenomaniano e

Maastrichtiano). Após a fase erosiva, no topo da Formação Macaé, o bloco do 4-RJS-235 (fig. 4) recebeu espessa sedimentação durante o Maastrichtiano, em resposta ao afundamento provocado, aparentemente, por escape de sal.

Ao se iniciar o Terciário, a estrutura de Pampo (fig. 2) estava praticamente concluída. Os efeitos tectônicos pós-Cretáceo se restringiram ao basculamento da bacia para leste (redução no fechamento estrutural) e à compactação diferencial.

O traqueamento do petróleo na Formação Macaé é do tipo estrutural-estratigráfico; o fator estratigráfico é consequência da variação de fácies nos intervalos A e B (parte superior), a oeste e sul-sudoeste do campo (figs. 2 a 4): calcissiltitos, calcarenitos e calcirruditos gradam a calcilitos.

3 - INTERPRETAÇÃO DE PERFIS

O conjunto de perfis corrido praticamente em todos os poços compreende o ISF, FDC ou LDT, CNL e GR (tabela I).

Foram empregados como método de interpretação os modelos CAM 1, 5 e 7 do sistema Logcalc, tendo como poços-chave o 7-PM-5, o 3-PM-12 e o 3-PM-2-RJS, principalmente (fig. 2 e tabela II). No caso do 3-PM-2-RJS, não se utilizou o intervalo superior do reservatório, em razão da pequena metragem testemunhada.

Como indicador de "argilosidade", utilizou-se o perfil de raios gama, tomando-se como representativo do folhelho o valor de 85 UAPI (tabela III). Este limite coincide com a média das leituras mínimas no intervalo de folhelhos cretácicos da Formação Campos, imediatamente superposto à Formação Macaé, nos poços 3-PM-2, 7-PM-5 e 7-PM-7D-RJS (intervalo não afetado ou pouco afetado por anomalia de radioatividade).

Para facilitar a correlação das porosidades de laboratório com as de perfis, interpolaram-se valores entre as medidas afastadas de no máximo 60 centímetros.

4 – AJUSTE DE POROSIDADES

Para efeito de ajuste das porosidades calculadas por perfis (ϕE) às porosidades medidas em laboratório (ϕL), constatou-se um comportamento significativamente distinto da parte superior do reservatório Macaé para a inferior, motivo pelo qual foram tratadas separadamente (fig. 5).

Na comparação dos dados, as porosidades de laboratório são convertidas para condições de reservatório. Testes de compressibilidade indicam que, nestas condições, as ϕL sofrem uma redução média de 1,2% no intervalo superior (quatro análises do PM-5) e de 1,1% no inferior (quatro análises do PM-5 e seis do PM-2). Estes percentuais correspondem a 4,2% das porosidades médias das respectivas análises (28,2% e 26,0%). Portanto, para levá-las a condições de reservatório, as ϕL são reduzidas em 4,2%: $\phi L \text{ res} = \phi L - (\phi L \times 0,042)$. Doravante, quando se fizer referência à porosidade de laboratório, será sob estas condições.

Como metodologia de ajuste das ϕE , utiliza-se a distribuição das porosidades através de histogramas, introduzindo-se correções referentes às ϕL média, máxima e mínima e considerando-se os modelos tectônico e deposicional.

Nos poços-chave, compara-se e ajusta-se a distribuição das ϕE à das ϕL . Então, a fim de corrigir a ϕE média, procurando distribuir o erro por todas as classes de ϕE , emprega-se uma técnica semelhante à da correção das ϕL para condições de reservatório. A diferença entre as porosidades médias de laboratório e de perfil é transformada em porcentagem desta, e o fator resultante, aplicado a todas as ϕE :

- ϕE corrigida = ϕE lida – (ϕE lida x fator de correção);
- Fator de correção = (ϕE média – ϕL média) x 1/ ϕE média.

Para corrigir as porosidades máxima e mínima, empregou-se o seguinte artifício, que não se enquadra como tratamento estatístico: foram deslocadas as ϕE exageradamente altas e exagerada-

mente baixas, de modo a manter os limites das ϕL .

A porosidade máxima de 33,2% (3-PM-2-RJS, condições de reservatório) é compatível com a de outros campos da bacia (tabela IV); admite-se, porém,

que esta possa chegar até 34-35% e que a diferença de 1-2% seja resultante da não recuperação durante a testemunhagem e de amostras não analisadas (sem condições de teste). Mantendo coerência com outros campos (tabela IV), a porosidade mínima nas fácies mais dis-

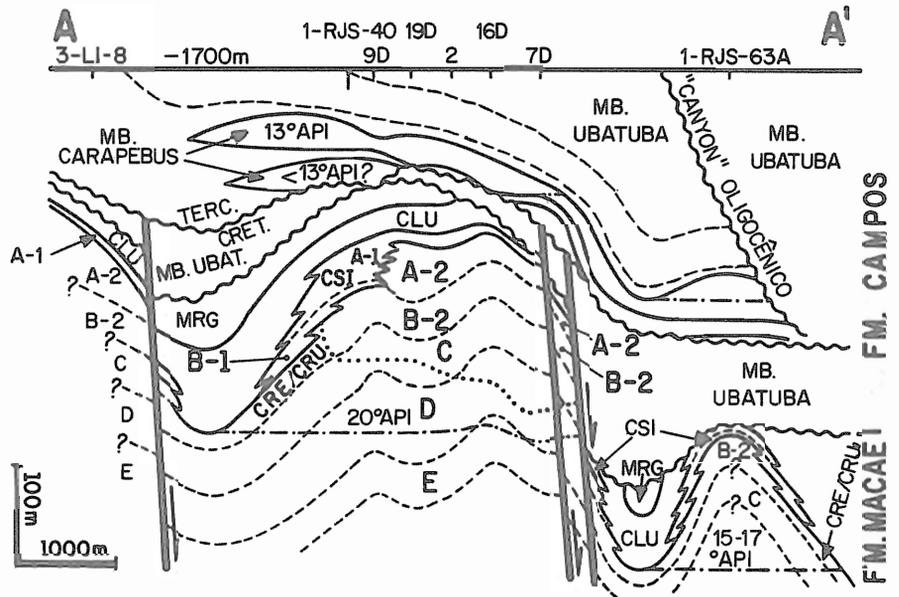


Fig. 3 - Seção geológica A-A'. — — — níveis de correlação; - - - - - contato óleo-água; topo da zona de transição; MRG = margas; CLU = calcilutitos; CSI = calcissiltitos; CRE/CRU = calcarenitos/calcirruditos. Localização na figura 2.

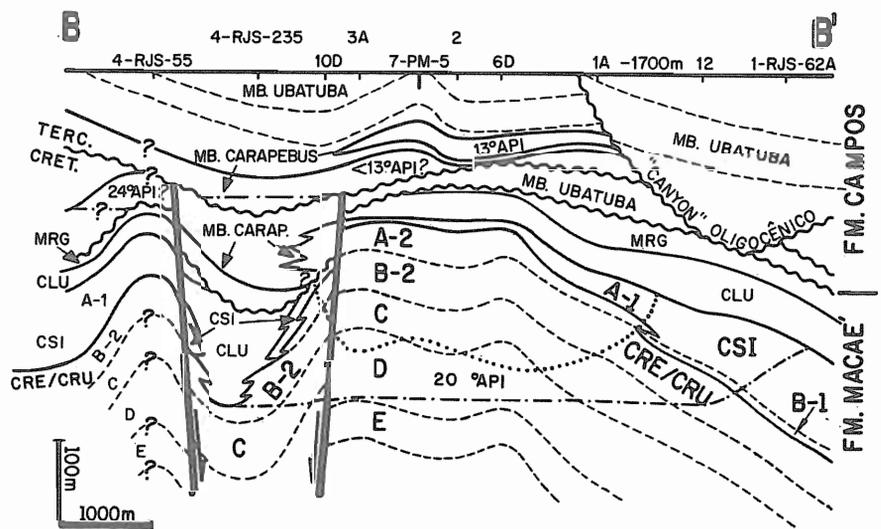


Fig. 4 - Seção geológica B-B'. Símbolos na figura 3. Localização na figura 2.

tais situa-se entre 7,6% (1-RJS-40) e 8,3% (3-PM-12-RJS), com exceções: duas amostras do 7-PM-5-RJS acusam porosidades entre 5% e 6%, não detectadas na interpretação de perfis. Estes pontos correspondem a intervalos delgados (espessura inferior a 50 cm), sem expressão no contexto geral, compostos por calcarenito peloidal, intensamente cimentado e sem óleo.

A importância dos modelos tectônico e deposicional, analisados nesse e em outros campos produtores no Macaé (SPADINI & PAUMER, 1983; BAUMGARTEN *et alii*, 1982, 1984), reflete-se tanto na orientação da tendência de variação da porosidade no sentido das bordas da acumulação, onde não se tem referência de poços, como nas correções em poços não testemunhados.

4.1 – Poços Testemunhados

4.1.1 – 7-PM-5-RJS

- a) Intervalo superior (1 917,6-1980,2 m)
- a.1) Parcial (pontos com ϕL ; 38% do intervalo) – a ϕE média é 0,4% mais elevada do que a ϕL média, em função do exagero de cerca de 3% na ϕE máxima (fig. 6a, b). Sendo de 31,6% a ϕL máxima do intervalo ($33,0 - (33 \times 0,042)$), procedeu-se à translação das classes de ϕE superiores à deste valor, de modo que a classe maior, de 34,5-35,5%, passou a superpor-se à de 31,5-32,5% e assim sucessivamente. Dessa maneira, a ϕE média mostra um erro desprezível de mais 0,1% (fig. 6b, c), não necessitando de outro tratamento; a porosidade máxima também se ajusta:

Perfil

$$\phi \text{ mín.: } 14,1\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 34,9 - 3 = 31,9\%$$

Laboratório

$$\phi \text{ mín.: } 13,5 - (13,5 \times 0,042) = 12,9\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 33,0 - (33,0 \times 0,042) = 31,6\%$$

O coeficiente de correlação entre ϕL e ϕE é baixo, porém a linha de melhor ajuste (RMA = *reduced major axis*, do programa Logcalc) é quase coincidente com o eixo que contém $\phi E = \phi L$ (fig. 7). O estudo por fácies, no futuro, tenderá a melhorar esse coeficiente.

- a.2) Total – no sentido de reduzir o erro das porosidades exageradamente elevadas, procedeu-se da mesma forma que no caso acima, limitando-se em 34,5% o valor máximo: se ϕE lida > 34,5%, considerar $\phi E = \phi E$

TABELA I

CONJUNTO DE PERFIS DOS POÇOS DO CAMPO DE PAMPO

Perfis	Poços
ISF/FDC ou LDT/CNL/GR	7-PM-5, 6D, 7D, 8D, 9D, 10DA, 11D, 13D, 14D, 15D, 16D, 17D, 18D, 19D, 20D, 21D, 22D, 24D, 27D, 28D e 29D-RJS
+ BHC ou BSL	3-PM-12-RJS (a), 4-RJS-62A (a, b) e 4-RJS-235
+ MLL ou PML	3-PM-1A (a), 3-PM-2 (a), 3-PM-3A (a) e 1-RJS-40 (a)

(a) Com HDT.

(b) Sem CNL.

TABELA III

PARÂMETROS USADOS NA INTERPRETAÇÃO DE PERFIS

GRSH	GRMA	RSH	RHOSH	PHINSH	DLTSH
85	17	1,1	2,45	32,5	110

TABELA II

TESTEMUNHAGEM E ANÁLISE DE ROTINA NO RESERVATÓRIO MACAÉ

Poço	Metragem Testemunhada	Recuperado		Análise de Rotina (ϕ e K)
		m	%	
7-PM-5-RJS	219,8	196,8	89,5	257
3-PM-2-RJS	208,5	97,1	46,6	161
3-PM-12-RJS	117,0	115,0	98,3	184
1-RJS-40	56,0	22,5	40,2	62

TABELA IV

POROSIDADES EXTREMAS NO RESERVATÓRIO MACAÉ CONDIÇÕES DE LABORATÓRIO

Porosidade (%)	Campo			
	Garoupa	Bonito	Bicudo	Linguado
Máxima	30,2	39,9 (a)	36,4	29,5
Mínima	2,8 (b)	4,4 (b)	9,1	7,9

(a) Apenas seis amostras com porosidade superior a 36,5%.

(b) Raras amostras com porosidade inferior a 7%.

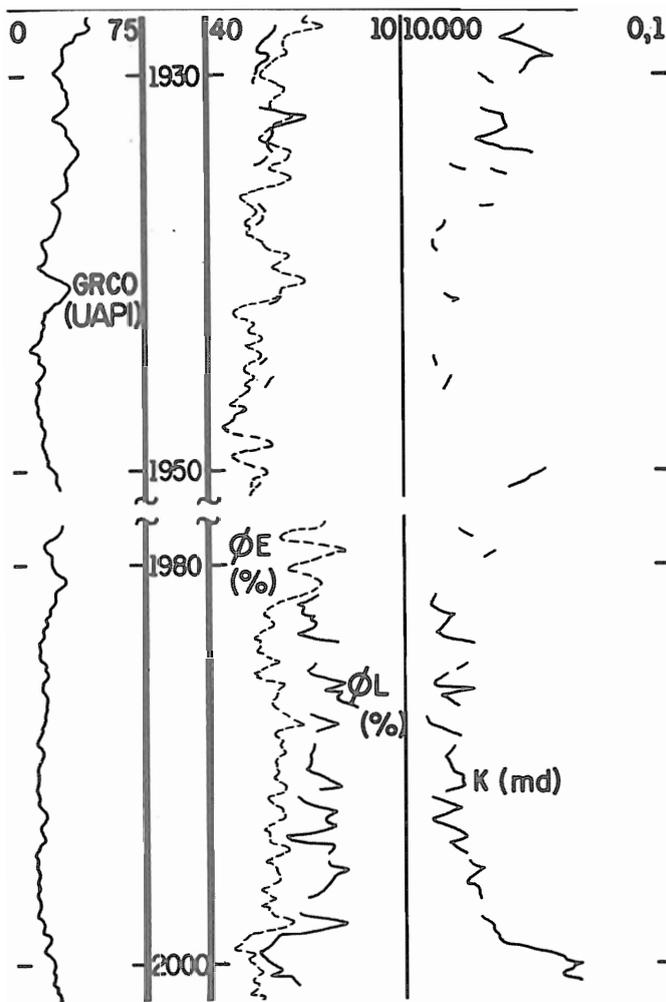


Fig. 5 - Comparação entre porosidades de laboratório (ϕ_L) e de perfis (ϕ_E); partes dos intervalos superior e inferior do 7-PM-5-RJS.

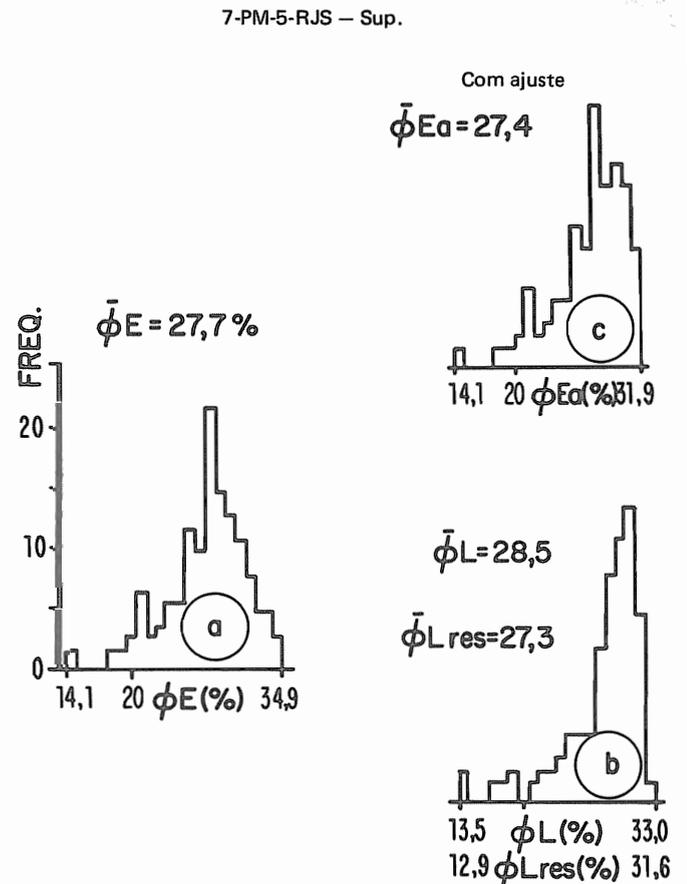


Fig. 6 - Histogramas de distribuição das porosidades de laboratório (ϕ_L) e de perfis (ϕ_E).

lida - 4% (fig. 8). Esse artifício, contudo, pouco altera a porosidade média, que, provavelmente, continua algo exagerada.

b) Intervalo inferior (1 980,4 - 2 134,0 m)

Não serve como referência, por causa do expressivo desmoronamento no poço.

4.1.2 - 3-PM-12-RJS

a) Intervalo superior (1 988,8 - 2 082,8 m)

a.1) Parcial (pontos com ϕ_L ; 53% do intervalo) - a ϕ_E média necessita de uma redução de 0,9% para se ajustar à ϕ_L média (fig. 9). Tal correção corresponde a 4,6% da ϕ_E média. Para distribuir o erro, aplicou-se este percentual ($4,6 \div 100 = 0,046$) a todas as ϕ_E . Assim, além do ajuste da ϕ_E média, obtém-se uma boa aproximação das posi-

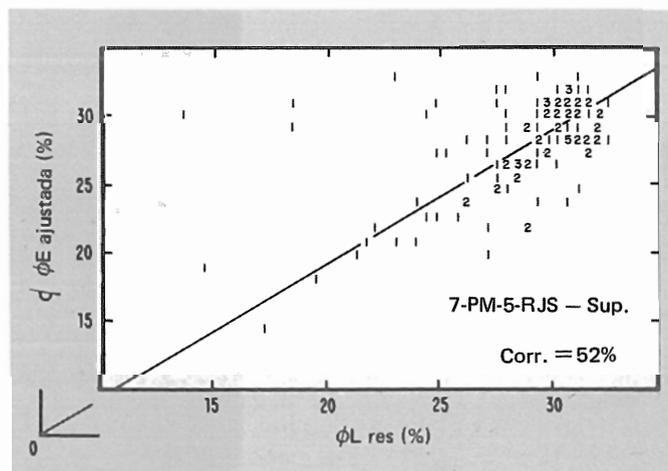


Fig. 7 - Correlação entre as porosidades de laboratório (ϕ_L) e de perfis (ϕ_E).

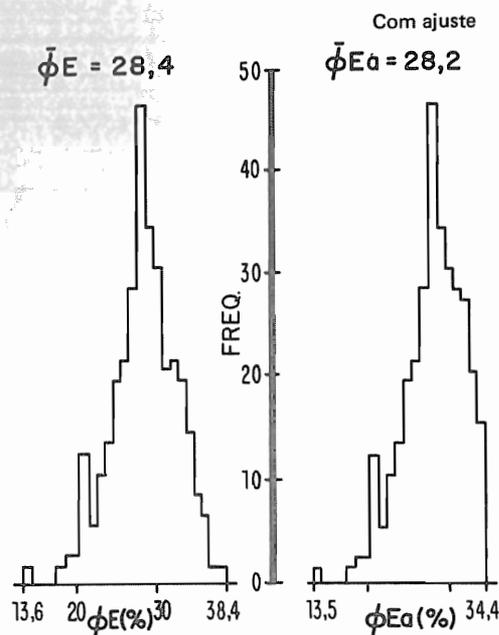


Fig. 8 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

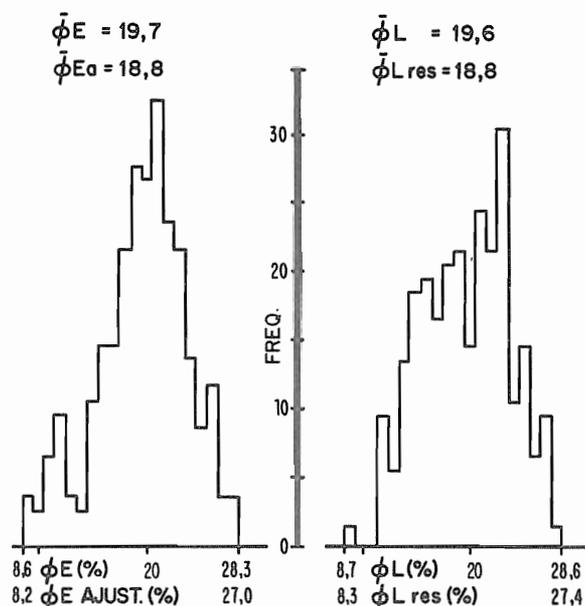


Fig. 9 - Histogramas de distribuição das porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

dades extremas:

Perfil

$$\phi \text{ mín.: } 8,6 - (8,6 \times 0,046) = 8,2\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 28,3 - (28,3 \times 0,046) = 27,0\%$$

Laboratório

$$\phi \text{ mín.: } 8,7 - (8,7 \times 0,042) = 8,3\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 28,6 - (28,6 \times 0,042) = 27,4\%$$

O coeficiente de correlação entre ϕL e ϕE é elevado, e a linha de me-

lhor ajuste se superpõe à de de $\phi E = \phi L$ (fig. 10).

a.2) Total - a situação é inversa à do 7-PM-5-RJS (caso a). A fim de minorar o erro das porosidades demasiadamente baixas (fig. 11), utilizou-se o comando seguinte: se ϕE lida $< 8,5\%$, considerar $\phi E = \phi E$ lida $+ 8\%$. Além disso, também se empregou o fator de ajuste de 0,046 definido acima (item a do 3-PM-12). Apesar das correções, a porosidade média fica aquém da

realidade, provavelmente, pois o histograma evidencia exagero na espessura de rocha das classes com porosidades mais baixas.

b) Intervalo inferior (2 083,0 - 2 200,0 m)

b.1) Parcial (pontos com ϕL ; 13% do intervalo) - a ϕE média precisa de uma correção de menos 1,2% para se igualar à ϕL média (fig. 12).

Impondo-se esta correção (5,5% ou 0,055 da ϕE média) às ϕE , também se alcança um bom ajuste da máxima e da mínima:

Perfil

$$\phi \text{ mín.: } 12,7 - (12,7 \times 0,055) = 12,0\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 27,6 - (27,6 \times 0,055) = 26,0\%$$

Laboratório

$$\phi \text{ mín.: } 12,2 - (12,2 \times 0,042) = 11,7\%$$

$$\phi \text{ máx.: } 27,8 - (27,8 \times 0,042) = 26,6\%$$

O coeficiente de correlação entre ϕL e ϕE é mais elevado do que no intervalo superior. Porém, a linha de melhor ajuste não se superpõe à que contém $\phi L = \phi E$ (fig. 13). Este fato ocorre, principalmente, por causa da pequena amostragem, que não possibilita a distribuição das distorções entre ϕE e ϕL .

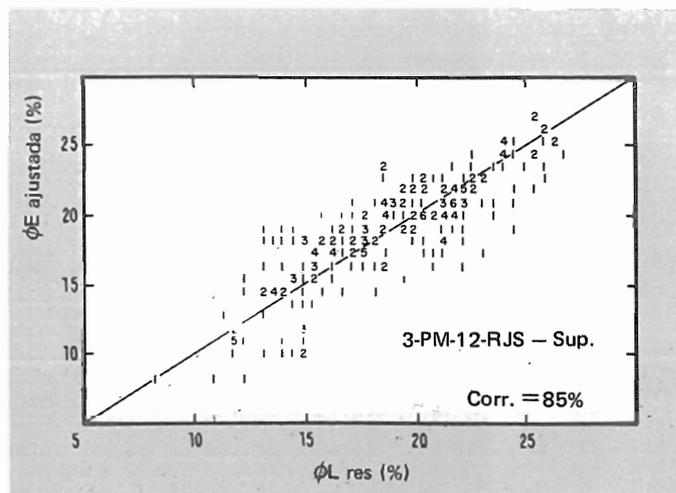


Fig. 10 - Correlação entre as porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

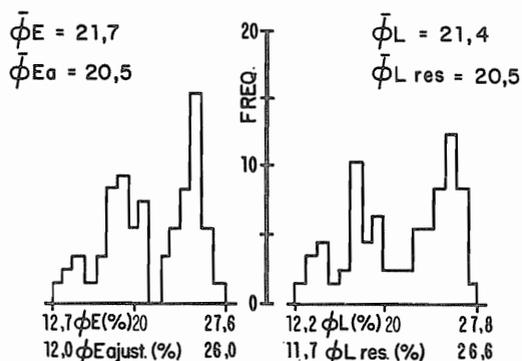
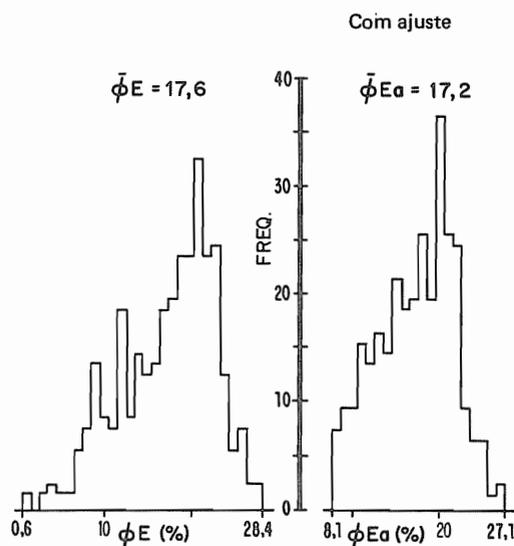


Fig. 11 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

Fig. 12 - Histogramas de distribuição das porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

b.2) Total (fig. 14) – aplicou-se somente o fator de ajuste de 0,055 caracterizado no item b.1.

4.1.3 – 3-PM-2-RJS

a) Intervalo superior (1 881,6-1 951,6 m)

A pequena amostragem (dois testemunhos com baixa recuperação) não permite utilizá-lo como referência.

b) Intervalo inferior (1 951,8-2 098,6 m)

b.1) Parcial (pontos com ϕL ; 29% do intervalo) – a correção de menos 2,6% ajusta a ϕE média à ϕL média (fig. 15). Ao se fazer incidir este fator (11,6% ou 0,116 da ϕE média) sobre as ϕE , também se ajustam, satisfatoriamente, as porosidades-limite:

Perfil

ϕ mín.: $13,2 - (13,2 \times 0,116) = 11,7\%$

ϕ máx.: $33,7 - (33,7 \times 0,116) = 29,8\%$

Laboratório

ϕ mín.: $12,4 - (12,4 \times 0,042) = 11,9\%$

ϕ máx.: $31,8 - (31,8 \times 0,042) = 30,5\%$

A linha de melhor ajuste não coincide com a de $\phi E = \phi L$ por duas

razões, provavelmente: pequena amostragem (baixa recuperação de testemunhos) e, em conseqüência, dúvidas quanto à correlação em profundidade. O coeficiente de correlação entre ϕE e ϕL é baixo (fig. 16).

b.2) Total (fig. 17) – dois tipos de correção:

- se ϕE lida $> 37,5\%$, considerar $\phi E_1 = \phi E$ lida $- 4\%$;
- fazer $\phi E = \phi E_1$ ou ϕE lida $- (\phi E_1$ ou ϕE lida $\times 0,116)$.

4.2 – Poços Não Testemunhados

4.2.1 – Intervalo Superior

Para exemplificar as correções, foram escolhidos os poços 7-PM-9D, 16D e 20D-RJS. No caso do 7-PM-16D, emprega-se uma outra correção, além das definidas para os poços-chave.

a) 7-PM-9D-RJS (2 176,0-2 266,2 m)

O histograma (fig. 18a) é mais semelhan-

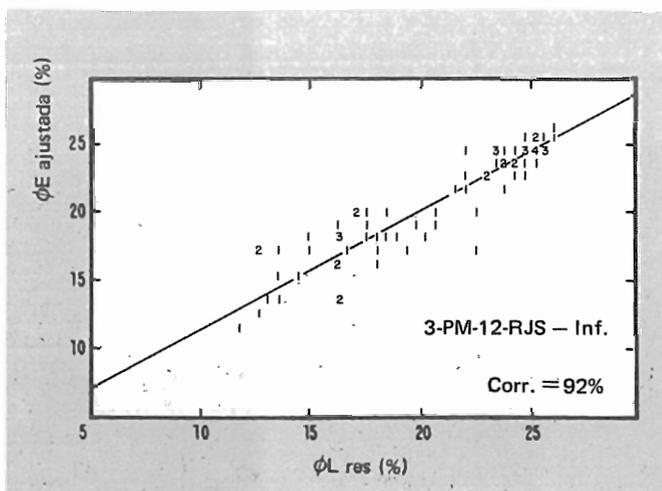


Fig. 13 - Correlação entre as porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

te ao do 3-PM-12-RJS (fig. 11), porém a composição faciológica é intermediária com relação a este poço e ao 7-PM-5-RJS. Assim, após a correção das porosidades mínimas, empregou-se um fator de ajuste médio, entre zero do PM-5 e 0,046 do PM-12 (fig. 18b):

– se ϕE lida $< 7,5\%$, considerar $\phi E_1 = \phi E$ lida $+ 8\%$;

– fazer $\phi E = \phi E_1$ ou ϕE lida $- (\phi E_1$ ou ϕE lida $\times 0,023)$.

b) 7-PM-16D-RJS (2 036,8-2 104,6 m)
A primeira correção é no sentido de deslocar totalmente ou em parte os 15 pontos cuja interpretação de perfil indica porosidade zero ou próxima de zero (fig. 19a). Para tanto, ajustou-se a curva

de raios gama destes pontos no sentido de reduzir a "argilosidade", uma vez que os valores lidos são influenciados por anomalia de radioatividade (o deslocamento máximo foi de 85 UAPI para 53 UAPI) (fig. 19b). A seguir, procedeu-se ao ajuste das porosidades máxima e mínima (fig. 19c):

– se ϕE lida $> 34,5\%$, considerar $\phi E =$

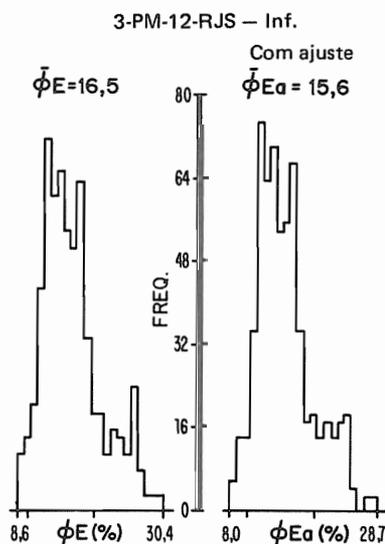


Fig. 14 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

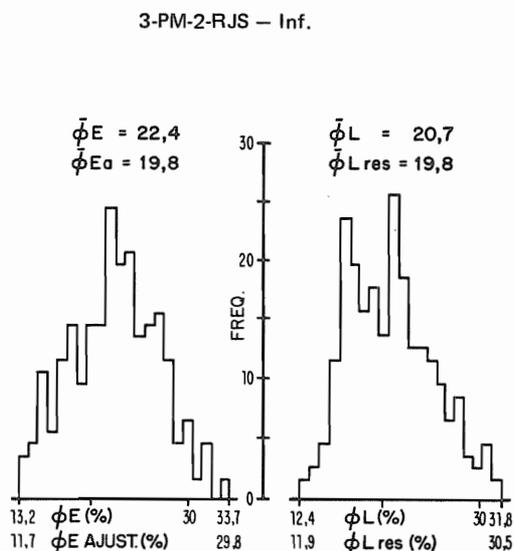


Fig. 15 - Histogramas de distribuição das porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

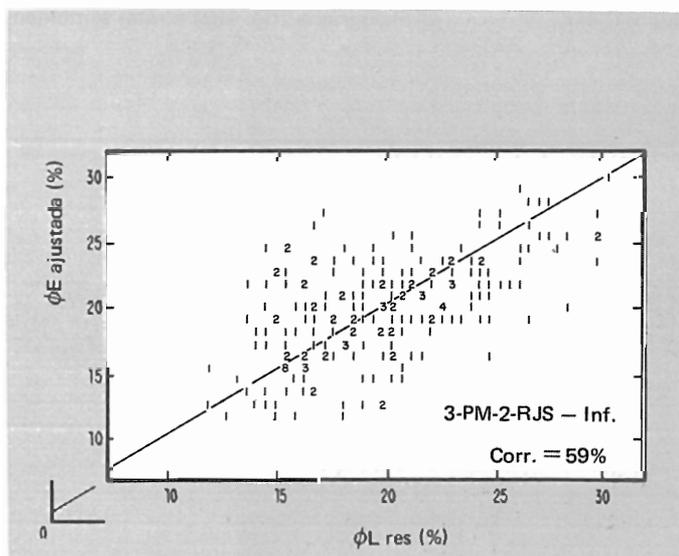


Fig. 16 - Correlação entre as porosidades de laboratório (ϕL) e de perfis (ϕE).

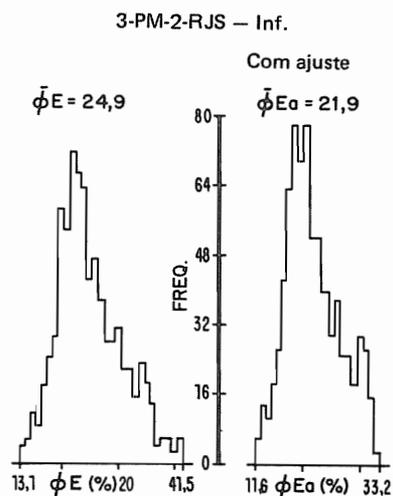
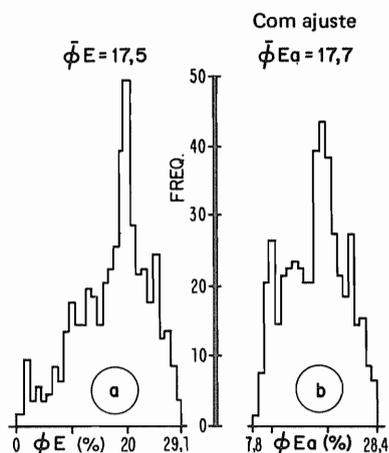
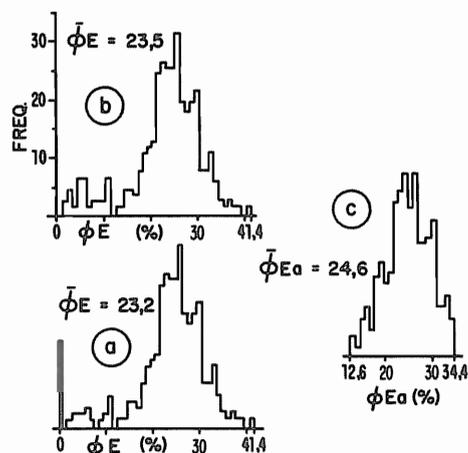


Fig. 17 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

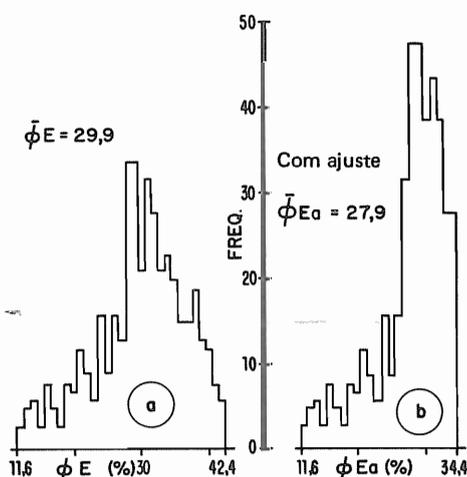
7-PM-9D-RJS – Sup.

Fig. 18 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

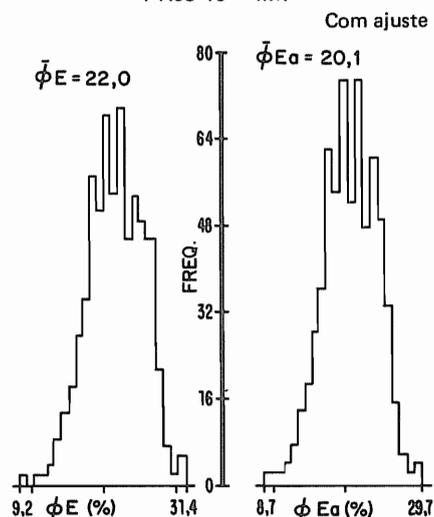
7-PM-16D-RJS – Sup.

Fig. 19 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

7-PM-20D-RJS – Sup.

Fig. 20 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

1-RJS-40 – Inf.

Fig. 21 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

- = ϕE lida – 7%;
- se ϕE lida < 11,5%, considerar ϕE =
- = ϕE lida + 13%.

Não se introduziu outro ajuste às ϕE porque a composição faciológica é semelhante à do 7-PM-5-RJS.

c) 7-PM-20D-RJS (2 201,6-2 281,2 m)

Somente as porosidades maiores (fig. 20a) precisam ser corrigidas, como no 7-PM-5-RJS: se ϕE lida > 34,5%, considerar ϕE = ϕE lida – 8% (fig. 20b).

Apesar da redução de 2% na porosidade média, esta provavelmente continua acima da realidade, pois o histograma evidencia espessura de rocha exagerada para as classes de porosidades maiores, ou seja, o histograma não mostra graduação nas porosidades mais elevadas.

4.2.2 – Intervalo Inferior

Na maioria dos poços, empregou-se ora a correção do 3-PM-2-RJS, ora a do 3-PM-12-RJS, por semelhança de histograma. Para o grupo de poços com ca-

racterísticas intermediárias, usou-se a média dessas correções. Como exemplo, escolheram-se os poços 1-RJS-40, 7-PM-6D e 20D-RJS.

a) 1-RJS-40 (1 980,4-2 105,2 m) (fig. 21)

Semelhante ao 3-PM-12-RJS (fig. 14).
Correção:
 ϕE = ϕE lida – (ϕE lida x 0,055).

b) 7-PM-6D-RJS (2 250,2-2 451,6 m) (fig. 22)

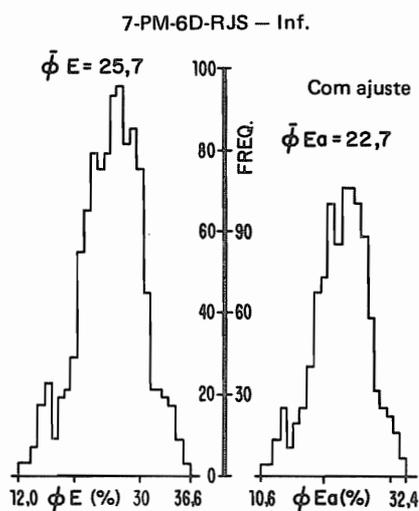


Fig. 22 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

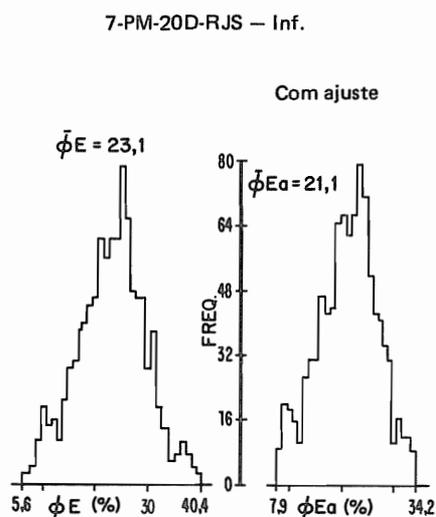


Fig. 23 - Histogramas de distribuição das porosidades de perfis (ϕE).

Semelhante ao 3-PM-2-RJS (fig. 17).

Correção:

$\phi E = \phi E \text{ lida} - (\phi E \text{ lida} \times 0,116)$.

c) 7-PM-20D-RJS (2 281,4-2 470,4 m)

Além de se aplicar a correção média, ajustaram-se as porosidades mínima e máxima (fig. 23):

- se $\phi E \text{ lida} < 8,5\%$, considerar $\phi E_1 = \phi E \text{ lida} + 3\%$;
- se $\phi E \text{ lida} > 37,5\%$, considerar $\phi E_2 = \phi E \text{ lida} - 3\%$;
- fazer $\phi E = \phi E_1, \phi E_2$ ou $\phi E \text{ lida} - (\phi E_1, \phi E_2$ ou $\phi E \text{ lida} \times 0,085)$.

5 - CONCLUSÕES

A conversão das porosidades medidas em laboratório para condições de reservatório, no caso do Macaé, em Pampo, equivale a uma redução da ordem de 6% na estimativa do volume de óleo *in situ*. Por outro lado, o ajuste das porosidades calculadas por perfis às porosidades de laboratório, em condições de reservatório, reduz em cerca de 11% a estimativa desse volume (de $201 \times 10^6 \text{ m}^3$ para $179 \times 10^6 \text{ m}^3$).

O volume poroso do reservatório Macaé ainda encerra algum exagero, provavelmente, apesar das correções das porosidades de perfis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAUMGARTEN, C. S. *et alii*. Projeto

Garoupa. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX/CENPES/DEPRO, 1982.

BAUMGARTEN, C. S. *et alii*. Projeto Bonito. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX/DEPRO/CENPES, 1984.

FIGUEIREDO, A. M. F. *et alii*. Fatores que controlam a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos; com

ênfase nos arenitos turbidíticos. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1983.

SPADINI, A. R. & PAUMER, M. L. Os reservatórios do Macaé no Campo de Pampo; o meio poroso e sua relação com as fácies deposicionais e a diagênese. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1983.

ABSTRACT

The Pampo oil field is located 85 km offshore the state of Rio de Janeiro, Brazil. Oil production from the field started in 1980 through an early production floating system, three and a half years after the discovery. A fixed platform was installed in 1984 and the production rate increased up to $13,000 \text{ m}^3$ a day, the 1986 peak. Ninety five percent of the oil come from the Macaé reservoir.

Calcarenites and calcirrudites with essentially intergranular porosity are the main reservoir rocks of the Macaé Formation. These facies were deposited as offshore bars in shoaling upward cycles, controlled by salt tectonics, which was also responsible for the structural-stratigraphic trapping mechanism.

The porosity distribution of the Macaé reservoir has been treated, in the field area, with corrected porosity estimates from well log analysis. The correction factors were based on a fit study, carried out with well log and laboratory data, at reservoir conditions, from three key wells.

Histograms were used to compare laboratory and log porosity distributions. Estimates of the correction factors were obtained with an empirical technique, divided in three steps: (1) adjust minimum and maximum porosities; (2) estimate the two means of the laboratory and well log data; (3) derive the final correction factor, which corresponds to a ratio between the difference of the two means and the mean of the well log porosity. The same procedure was repeated for different facies, in accordance with the porosity behavior.

Tectonic and depositional models support the choice of porosity correction factor to be used in the case of wells not cored. The same models are also important for the understanding of the porosity decrease towards the northern, western and southern limits of the field. When compared with purely well log-derived porosity data, the corrected porosities generated a decrease of 11% in the previous $201 \times 10^6 \text{ m}^3$ in place oil volume.