

# CAMPO DE MARLIM – ANÁLISE DE COLAPSO EM RESERVATÓRIOS ARENOSOS POR MEIO DE MÉTODOS DINÂMICOS

## MARLIM FIELD – COLLAPSE ANALYSIS IN SANDSTONE RESERVOIRS USING DYNAMIC METHODS

Luis Guedes Condessa<sup>1</sup> e Marco Antonio Pinheiro Machado<sup>1</sup>

**RESUMO** – Os reservatórios oligocênicos e eocênicos do Campo de Marlim, na Bacia de Campos, são constituídos basicamente de arenitos friáveis, com porosidade em torno de 30%, e excelentes permeabilidades (da ordem de Darcies). De posse dos dados de produção de areia – *sanding* – obtidos de teste de produção em 12 poços, efetuou-se a comparação com os valores de *drawdown* obtidos teoricamente no processamento do programa MECPRO, da Schlumberger, que usa como parâmetros de entrada os perfis de densidade e sônico, visando a auxiliar na escolha de vazões adequadas e a optar pela utilização ou não do *gravel pack*.

(Originais recebidos em 17.12.91).

**ABSTRACT** – *The Oligocene/Eocene reservoirs of the Marlim Field, Campos Basin, are composed basically of friable sandstones displaying a porosity of around 30% and very high permeabilities (above 100 mD). With the purpose of aiding selection of optimum production flow rates and determining whether or not gravel packs would be necessary, data on the occurrence of sanding in DSTs conducted on twelve wells were compared with drawdown values obtained theoretically, using Schlumberger's Mechanical Properties Program (MECPRO, 1990), whose input are density and sonic log data.*

(Expanded abstract available at the end of the paper).

### 1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Marlim (figs. 1 e 2), localizado na porção nordeste da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 500 m a 1 100 m, foi descoberto em fevereiro de 1985 pelo poço 1-RJS-219A, em arenitos turbidíticos de idade oligocênica, pertencentes ao Membro *Carapebus* da Formação Campos.

Os turbiditos se enquadram basicamente em um sistema de lobos não canalizados, de grande continuidade lateral. É constituído principalmente de arenitos maciços, finos a médios, com excelentes características permoporosas. A densidade do óleo varia de 19 a 21 ° API.

Amostras de testemunhos de arenito muito fino, bem selecionado, com estruturas em laminação cruzada de médio porte, caracterizam depósitos de tração originados por correntes de fundo marinho retrabalhando os depósitos turbidíticos originais (Corá, 1990). Devido ao alto grau de friabilidade dos reservatórios, não foram obtidos dados petrofísicos representativos dos reservatórios. Em um poço de delimitação (I), recuperaram-se 5 m de testemunhos que revela-

ram, na análise, porosidades médias de 30<sup>o</sup> e permeabilidade de 1 200 mD.

A natureza friável, devido ao baixo índice de compactação destes arenitos, favorece a ocorrência do fenômeno de produção de areia, *sanding*, provocado pela ruptura da rocha quando a tensão de cisalhamento aplicada supera o efeito da compactação. A predição do potencial de produção de areia envolve, portanto, a combinação do conhecimento da mecânica das rochas, fluxo de fluidos, distribuição de pressões e geometria das paredes do poço.

Quando o fenômeno de *sanding* ou colapso é inevitável, a solução é o uso de *gravel pack* – filtro de areia composto por tubos com ranhuras ou telas, e por tubos lisos –, ou a redução da produtividade, visando à manutenção da estabilidade dos poços. Utilizando os recursos do programa MECPRO, da Schlumberger (1990), definiu-se o diferencial máximo de pressão (*drawdown*) que a rocha pode suportar sem a ocorrência de produção de areia. Foram analisados 12 poços do Campo de Marlim, visando a auxiliar na escolha de vazões adequadas e a optar pela utilização ou não de *gravel pack*.

1 - Divisão de Operações Geológicas (DIGEO), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

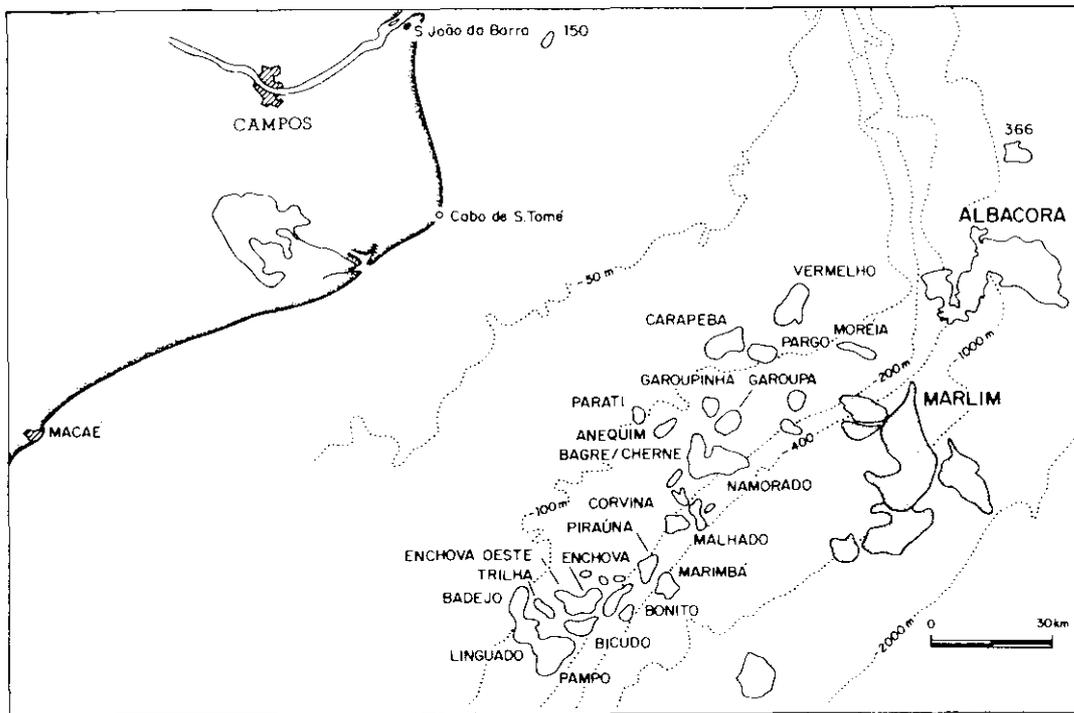


Fig. 1 - Mapa de localização do Campo de Marlim.  
 Fig. 1 - Location map, Marlim Field.

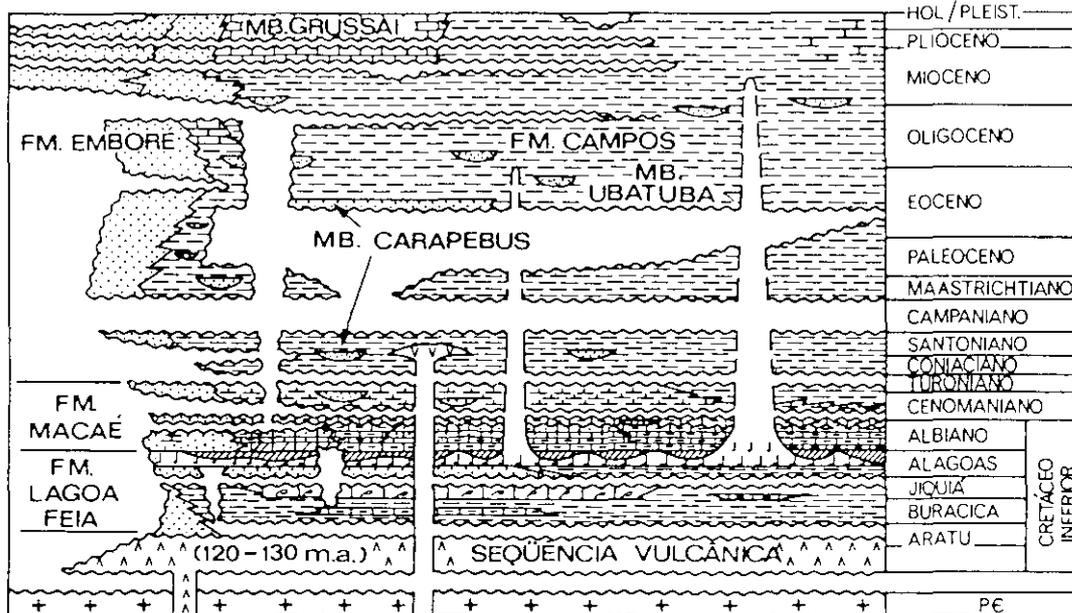


Fig. 2 - Coluna estratigráfica da Bacia de Campos.  
 Fig. 2 - Stratigraphic column for Campos Basin.

Os resultados indicaram uma satisfatória correlação entre os valores obtidos das simulações e os efetivamente observados em testes de formação a poço revestido.

## 2 - PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS

A resistência de uma rocha aos esforços induzi-

dos pelo aumento ou decréscimo da pressão hidrostática é um importante elemento na análise do controle de produção de areia em poços de petróleo.

As relações que governam o comportamento de um corpo sólido submetido a tensões, e suas respectivas deformações, são denominadas constantes elásticas (fig. 3).

Estas constantes são determinadas no processa-

mento do programa MECPRO, da Schlumberger (1990), por meio da medida de propagação das ondas acústicas — compressional e de cisalhamento — utilizando ferramentas apropriadas — tipo SDT, ou por métodos empíricos, dos quais o de G. R. Picket está no algoritmo do processamento.

Estes dados, juntamente com o registo da densidade das rochas, permitem o cálculo *in situ* das propriedades mecânicas da rocha.

Combinando-se os resultados das constantes elásticas com os valores de pressões (estática, hidrostática e sobrecarga), podem-se calcular os esforços atuantes na rocha (fig. 4), e ao redor do poço (fig. 5).

Estes esforços são fundamentados no contraste existente entre os valores de pressão hidrostática e pressão estática da formação.

Para a obtenção dos chamados esforços efetivos (fig. 6), que deformam a estrutura rochosa, deve-se considerar a força contrária exercida pelo fluido presente nos poços.

— **Tensões Efetivas Considerando Fluido não Penetrante (Sem Invasão de Filtrado)**

tangencial ( $\sigma_\theta$ ) =  $3\sigma_1 - \sigma_2 - PH - \alpha PP$

radial ( $\sigma_r$ ) =  $PH - \alpha PP$

vertical ( $\sigma_z$ ) =  $PO + 2\mu(\sigma_1 - \sigma_2) - \alpha PP$

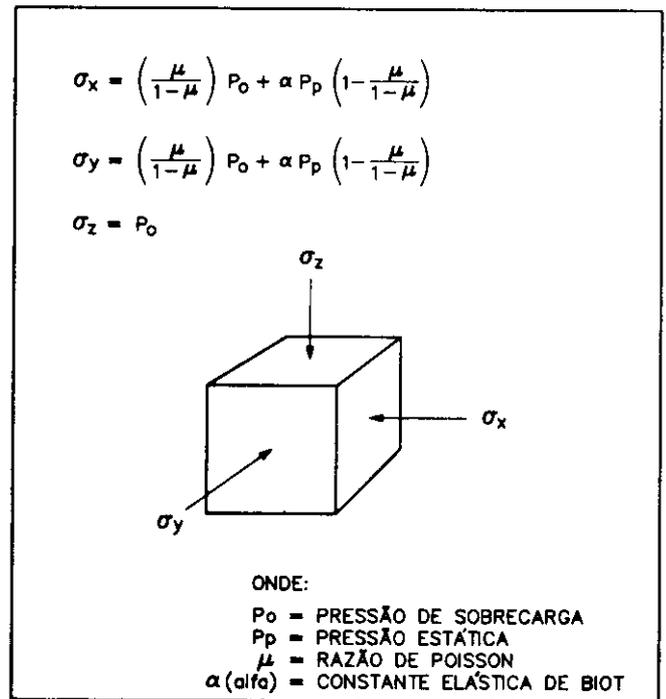


Fig. 4 - Esforços atuantes na rocha.  
 Fig. 4 - Far-field stresses.

— **Tensões Efetivas Considerando Fluido Penetrante (com Invasão)**

$$\sigma_\theta = 3\sigma_1 - \sigma_2 - p.lama - \alpha PP + \frac{a(1-2\mu)}{(1-\mu)(PP - P.lama)}$$

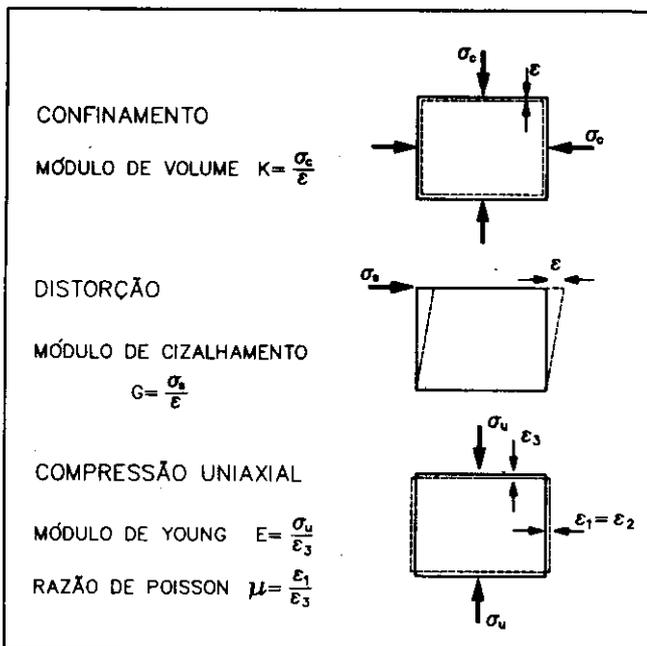


Fig. 3 - Constantes elásticas.  
 Fig. 3 - Elastic constants.

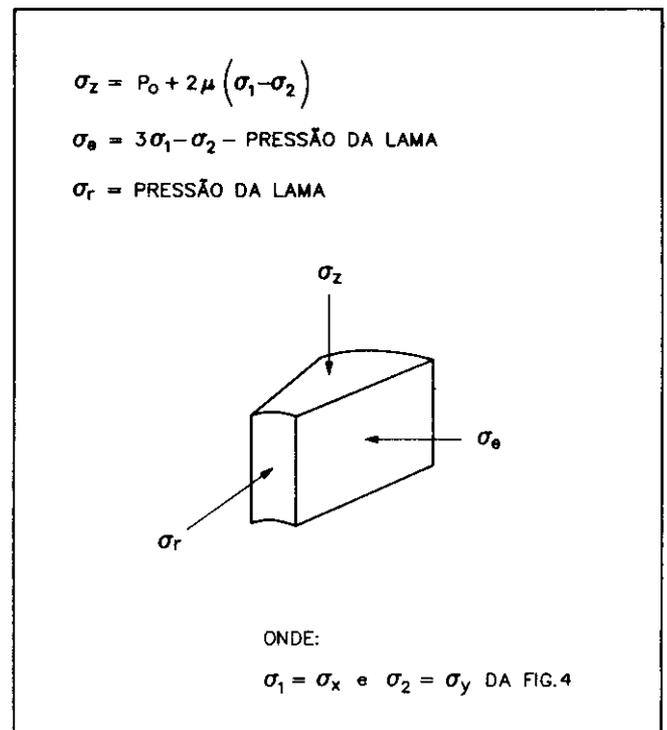


Fig. 5 - Esforços atuantes ao redor do poço.  
 Fig. 5 - Stress elements in radial form.

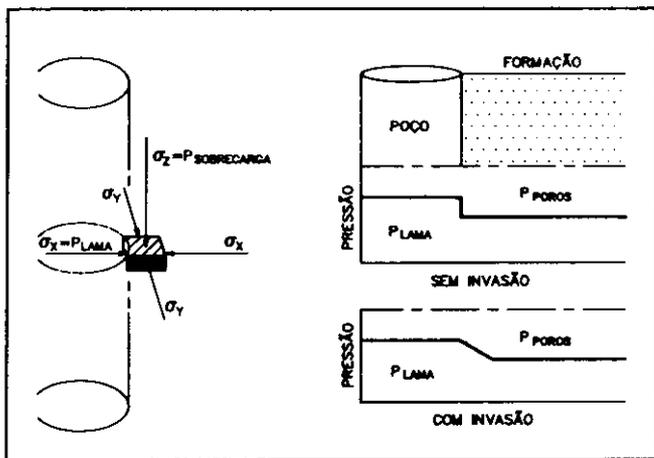


Fig. 6 - Esforços efetivos - zona invadida e não invadida.  
Fig. 6 - Effective stresses, invaded and non-invaded.

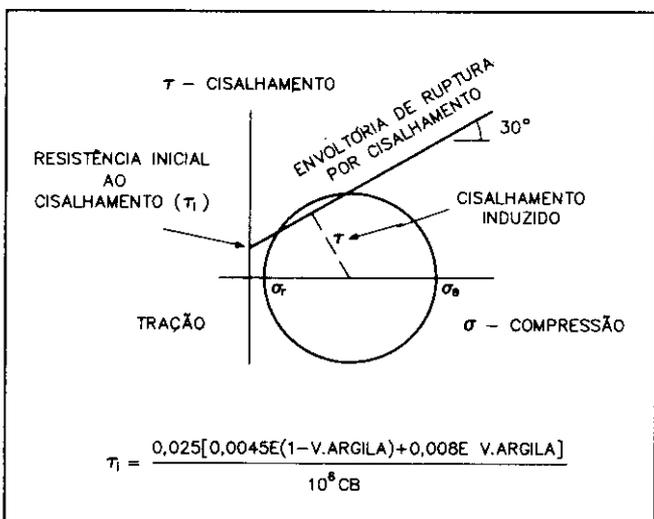


Fig. 7 - Círculo de Mohr.  
Fig. 7 - Mohr circle.

$$\sigma_r = P.lama - \alpha PP + \frac{a(1 - 2\mu)}{(1 - \mu)(PP - P.lama)}$$

$$\sigma_z = P_o + 2\mu(\sigma_1 - \sigma_2) - \alpha PP + \frac{a(1 - 2\mu)}{(1 - \mu)(PP - P.lama)}$$

onde:

- a = constante;
- PO = pressão de sobrecarga;
- PP = pressão de poro;
- PH = pressão hidrostática;
- $\sigma_1$  e  $\sigma_2$  = tensões horizontais.

De posse destes valores de esforços, utiliza-se a técnica gráfica do círculo de tensões de Mohr (fig. 7) para a análise das relações entre tensões e deforma-

ções atuantes na rocha.

Nesta técnica, as relações entre os esforços de cisalhamento e compressional podem ser descritas graficamente por um círculo plotado em coordenadas cartesianas.

As pressões críticas de estabilidade, de colapso ou cisalhamento da formação, são fixadas pelas seguintes fórmulas:

a) Fluido não penetrante (PCN):

$$PCN = L - \left[ L + \frac{\tau_i}{\text{tg}30^\circ} \right] \text{sen}30^\circ + \alpha PP$$

onde:

- $\tau_i$  = resistência inicial ao cisalhamento;
- $\alpha$  = constante elástica de Biot;
- PP = pressão de poro;
- L = distância da origem ao centro do círculo de Mohr.

b) Fluido penetrante (PCI):

$$PCI = \frac{1.5\sigma_x - 0.5\sigma_y - 0.5\alpha PP[1 - RP/(1 - 2RP)] - 1.732\tau_i}{1 - 0.5\alpha[1 - RP/(1 - 2RP)]}$$

onde:

- RP = razão de Poisson;
- $\sigma_x$  e  $\sigma_y$  = tensões horizontais.

O cálculo do máximo *drawdown* é obtido por meio da diferença entre a pressão crítica de estabilidade do poço (PCN ou PCI) e a pressão estática da formação.

### 3 - RESULTADOS E ANÁLISES

Os ensaios realizados com os poços do Campo de Marlim, utilizando o método para predição de areia, revelaram-se bastante satisfatórios.

Foram analisados 14 testes de formação a poço revestido, tendo sido medidos teores de areia produzidos. Pelo fato de tratarem-se de excelentes reservatórios, os índices de produtividade constatados foram muito altos, o que significa um diferencial de pressão no fundo do poço (pressão estática - pressão de fluxo) muito pequeno e uma expectativa de produção de areia em teores elevados devido à friabilidade da rocha.

Na tabela I faz-se uma comparação entre o *drawdown* verificado durante os testes e aqueles calculados pelo programa MECPRO, da Schlumberger. *Drawdown* de teste é definido como o diferencial P. estática - P. fluxo no fundo, e *drawdown* do ensaio é definido como a diferença entre a pressão estática da formação e a pressão exercida sobre a formação, abaixo da qual ocorrerá colapso (pressão crítica de cisalhamento).

**TABELA I/TABLE I**  
**COMPARAÇÃO DO DIFERENCIAL DE PRESSÃO (DRAWDOWN) OBTIDOS EM TESTES VERSUS**  
**PREVISTOS PELO MECPRO**  
**THEORETICAL DRAWDOWN, AS PREDICTED BY MECPRO, VERSUS TRUE DRAWDOWN VALUES**

POÇO	UNIDADE Mb. (CARAPEBUS)	INTERVALO CANHONEADO (m)	TEMPO DE TRÂNSITO ( $\mu$ s)	CHOKE (PSi)	Qo (m <sup>3</sup> /d)	Ip ( $\frac{m}{d}$ ) (Kgf/cm <sup>2</sup> )	TEOR DE AREIA (%)	DRAWDOWN TESTE (PSi)	DRAWDOWN MEC (PSi)
A	OLIGOCÊNICO	2687,5/2696,5	110	32/64	403	47,1	0,0060	120	600
B	OLIGOCÊNICO	2609/15 e 2624/30	125	24/64	264	214,6	0,317/ 0,014	18	<100
C	OLIGOCÊNICO	2687/2696	106	24/64	263	14,4	0,001	260	750
D	CRETÁCICO	3151/54 e 3155/58	100	32/64	199	1,58	<0,0005	1790	1000
D	OLIGOCÊNICO	2634/90 e 2696/02	115	56/64	286	19,2	0,155	124	<100
E	OLIGOCÊNICO	2657/72 e 2678/93	109	24/64	188	61,2	0,05	45	150
F	OLIGOCÊNICO	2694/2700	114	48/64	713	100,2	0,0066	100	200
G	OLIGOCÊNICO	2576/2591	115	32/64	556	96,5	0,035	82	<100
H	OLIGOCÊNICO	2707/2719	113	32/64	436	81	0,012/ 0,016	77	<100
I	OLIGOCÊNICO	2877/79 e 2889/91	108	20/64	190	15,2	0,06	178	200
* J	EOCÊNICO	2557/2566	105	48/64	874	33,3	0,083	373	300
K	OLIGOCÊNICO	2713/2718	118	32/64	370	23,4	0,248	224	200
K	OLIGOCÊNICO	2675/2693	105	32/64	485	296	0,5	23	<100
L	OLIGOCÊNICO	2660/2670	115	32/64	364	291	S/ REGISTRO	18	<100

\* UTILIZADO Ip PARA VAZÃO DE 460m<sup>3</sup>/d

RESULTS OF "TEORIC" DRAWDOWN VERSUS "TRUE" DRAWDOWN  
 IN 12 WELLS OF MARLIM COMPLEX

Valores de *drawdown* inferiores a 200 psi correspondem, nos casos analisados, a intervalos bastante suscetíveis ao colapso (exemplo: fig. 8). Dos 14 testes efetuados, a grande maioria (10), produziu areia com altos teores com *drawdown* registrado variando de 10 a 260 psi.

Os valores de *drawdown* calculados pelos ensaios, com exceção do poço A, apresentaram resultados semelhantes aos dos testes. Isto significa que valores obtidos abaixo de 200 psi devem levar à produção de areia. Em razão da alta produtividade dos poços, podemos esperar que vazões da ordem de 1 000 m<sup>3</sup>/d, por exemplo, devem ocasionar *drawdowns* cujos limites não ultrapassem 200 psi. Neste caso, uma análise dos resultados obtidos dos ensaios sugere a dispensa

do uso do *gravel pack* em quatro intervalos (tabela I). O método de predição não foi eficaz no poço A, visto que neste a produção de areia em teste verificou-se em níveis de *drawdown* bem abaixo do previsto.

Finalmente, observa-se que os valores de *drawdown* calculados pelos ensaios mostram-se geralmente mais altos que o efetivamente constatado. Em outras palavras, a estimativa é otimista quanto ao limite máximo de diferencial de pressão, podendo ocorrer colapso abaixo do diferencial (*drawdown*) estimado.

#### 4 – CONCLUSÕES

A técnica do círculo de tensões de Mohr é um

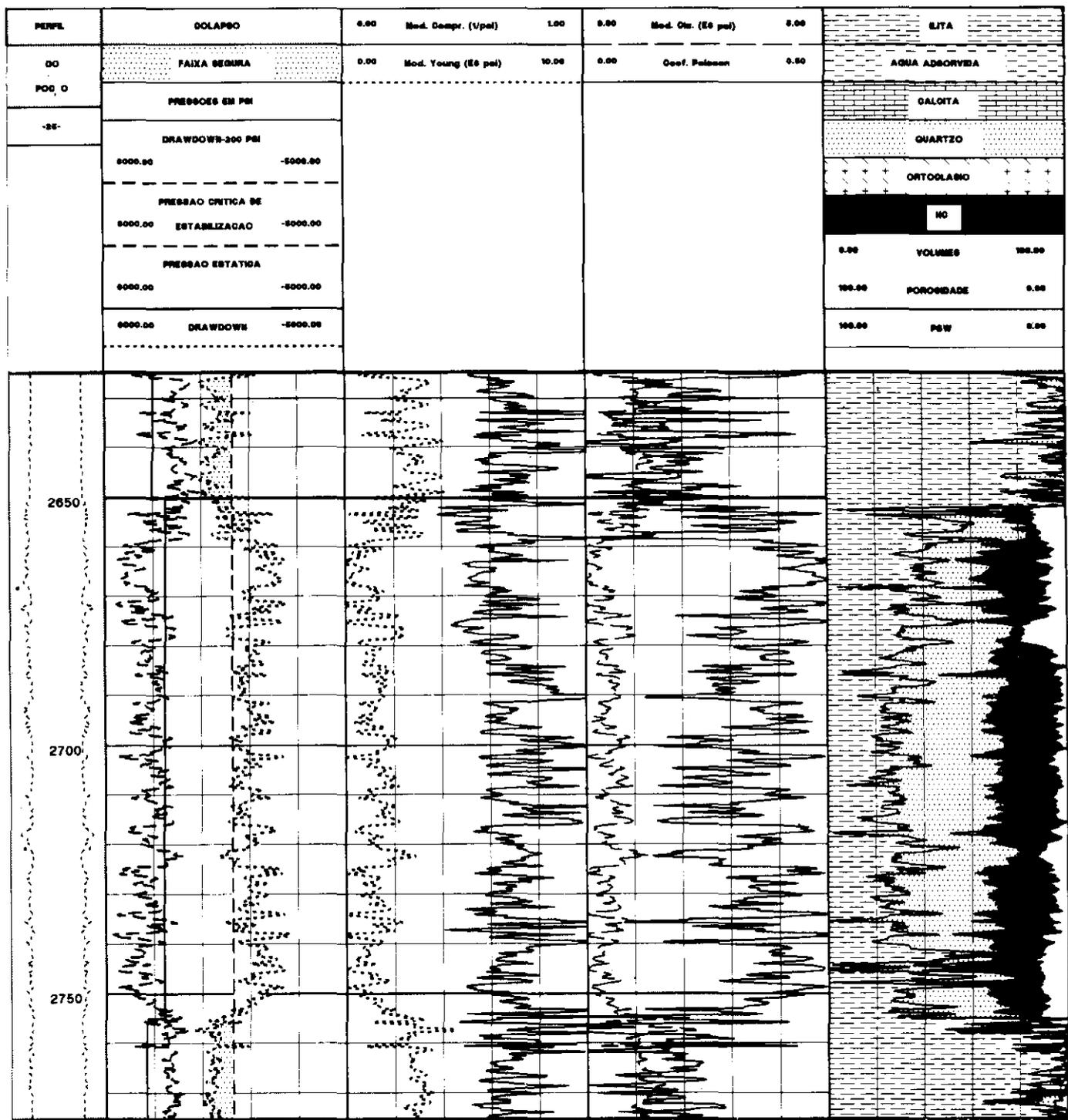


Fig. 8 - Perfil-tipo de resultado do processamento de análise de produção de areia - Poço D.  
 Fig. 8 - Typical log of sanding analysis, Well D.

método bastante seguro de prever o comportamento de um material sólido submetido a esforços. No entanto, extremo cuidado deve ser tomado na aquisição dos dados, pois todos os parâmetros (argilosidade, porosidade, tempo de trânsito compressional e cisalhamento), são importantes nas definições dos esforços principais *in situ* e das constantes elásticas.

As medidas de velocidade da onda de cisalha-

mento foram obtidas em 10 poços, usando-se o método empírico de Pickett. Este método correlaciona os valores de velocidade compressional e de cisalhamento obtidos em laboratório com litologias.

Somente em dois poços do Campo de Marlim dispunha-se do registro completo da forma da onda, adquiridos da ferramenta SDT (sônico digital). No entanto, correlações satisfatórias efetuadas dos re-

gistros adquiridos de forma empírica com os dados gerados diretamente nestes dois poços, estimularam o uso do método empírico nos demais poços. Finalmente, cabe salientar que esta metodologia de cálculo dos esforços atuantes ao redor, e suas consequências, aplicam-se exclusivamente a poços verticais. Em poços inclinados, as tensões variam significativamente com a orientação do eixo do poço.

## BIBLIOGRAFIA

- BARROW, D. C., LASSEIGNE, C. A. *A field evaluation of the mohr's circle technique for predicting stand strenght*. Richardson: Society of Petroleum Technology, 1984. (SPE 13087).
- CASTAGNA, J. P., BATZLE, M. L., EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, Tulsa, v. 50, n. 4, p. 571-581, 1985.
- COATES, G. R., DENOO, S. A. Mechanical properties program using borehole analysis and mohr's circle. In: SOCIETY OF PROFESSIONAL WELL LOG ANALYSIS. LOGGING SYMPOSIUM, 22, Houston, 1981. *Proceedings*. . . Houston: SPWLA, 1981. 2 v.

- LOCZY, L. de, LADEIRA, E. A. *Geologia estrutural e introdução a geotectônica*. Rio de Janeiro: Edgard Blücher, 1976. 528 p.
- NOVAES, M. L., ROCHA, L. A. S. *As pressões das formações*. Salvador: PETROBRÁS/CEN-NOR, 1990. 1 v. CAPER90.
- WELL EVALUATION CONFERENCE (1985, Brasil), SOCIEDADE COMERCIAL BRASILEIRA DE PESQUISA, VIRO, E. J. et al. *Avaliação de formações no Brasil*. [s.l.]: Sociedade Comercial Brasileira de Pesquisas de Subsolo pelo Método Schlumberger, 1985. 1 v.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CORÁ, A. F., ISTCHUK, S. de P., TINOCO, P. M. B. Campo de Marlim: contexto geológico e estratégia de produção: In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, Natal, 1990.
- PICKETT, G. R. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, Dallas, v. 15, p. 650-667, 1963.
- SCHLUMBERGER. *Mechanical properties-field: reference manual*. [s.l.:s.n.], 1990. 46 p.
- SCHLUMBERGER. *Elemental analysis, reference manual*. [s.l.:s.n.], 1990.

### EXPANDED ABSTRACT

*The Oligocene/Eocene turbidite sandstones of the Marlim Field, Campos Basin, display high porosity and permeability values, thus constituting excellent reservoirs. However, their low rate of compaction makes them highly friable, in turn frequently prompting the occurrence of sanding during DSTs.*

*In order to test the reliability of Schlumberger's Mechanical Properties Program (MECPRO, 1990) as an auxiliary tool in the selection of optimal production flow rates in future locations displaying the same permeability characteristics, drawdown values obtained in productivity tests were compared with differential pressure values obtained theoretically using MECPRO. Main input data for this program are: complete wave-form records for P and S waves (transit time); rock density (RHOB); clay content and pressure values. clay content parameters were obtained from core samples and through volumetric interpretations, using Schlumberger's ELAN program (1990). Pressure values came from DSTs and RFTs.*

*Of the fourteen DSTs performed, only two provided a complete record of wave form (SDT type, obtained using Schlumberger's Array Sonic Tool). In other wells, the option was to rely on the empirical generation of S waves, using the Pickett method (1963).*

*This program first calculates dynamic elastic constants for the source rock (Poisson ratio, Young module, shear module, and volume module). By combining the values of these constants with static and hydrostatic pressure data, farfield stresses (e.g., radial, tangential, and vertical) may then be calculated.*

*When oil wells are drilled instability may result in two critical situations: (1) collapse due to traction (and consequential fracturing of the rock), which occurs when radial stress surpasses tangential stress, and (2) collapse due to compression, with induced shearing, which occurs when tangential stress surpasses radial stress, causing sanding. Mohr-Coulomb circles were used to calculate continuous critical stability or shearing pressures (that is, the maximum pressure the rock can stand without collapsing due to compression). Maximum drawdown was ascertained based on the difference between critical shear pressure and static formation pressure.*

*Calculations obtained through this method were quite satisfactory, since all drawdown values, except for Well A, presented results that were both qualitatively and quantitatively quite similar to those obtained in actual testing.*